



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
**SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

2023-2037



Subestación eléctrica, Tuxpan, Veracruz. **Central eolieléctrica,** La Venta, Oaxaca. **Central fotovoltaica,** Santa Rosalía, Baja California Sur. **Central nucleoléctrica,** Alto Lucero, Veracruz. **Central geotérmica,** Chignautla, Puebla. **Central hidroeléctrica,** Santa María del Oro, Nayarit.
Comisión Federal de Electricidad.

ÍNDICE GENERAL

Presentación	11
1. Marco legal	15
1.1 Normatividad	17
1.2 Alcance	19
1.3 Programas	20
1.4 Acuerdos, tratados y compromisos internacionales	20
2. Criterios de planeación para la incorporación de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	23
2.1 Marco regulatorio	25
2.2 Criterios de planeación	29
3. Demanda y consumo 2023-2037	31
3.1 Consumo neto 2022	34
3.2 Consumo final y usuarios 2022	35
3.3 Entorno económico 2022	35
3.4 Pronóstico de demanda y consumo 2023-2037	38
3.5 Escenario macroeconómico 2023-2037	39
3.6 Consumo neto 2023-2037	41
3.7 Consumo final (GWh) 2023-2037	43
3.8 Generación distribuida 2023-2037	44
3.9 Demanda máxima 2023-2037	45
4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas (PIIRCE)	49
4.1 Generación distribuida	52
4.2 Programa Indicativo de Incorporación de Centrales Eléctricas	53
4.2.1 Evolución estimada de la capacidad instalada acumulada 2023-2037	54
4.2.2 Adiciones de capacidad instalada 2023-2037	55
4.2.2.1 Adiciones de capacidad instalada 2023-2026	56
4.2.2.2 Adiciones de capacidad instalada 2027-2037	57
4.2.2.3 Adiciones de capacidad instalada de proyectos estratégicos	57
4.2.3 Capacidad de sustitución por modernización de centrales eléctricas 2023-2037	58
4.2.4 Evolución de la generación de electricidad	59
4.3 Evolución de precios de combustibles	61
4.4 Reserva de planeación en términos de margen de reserva	62
5. Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista	65
5.1 Objetivos de los proyectos de ampliación y modernización	67
5.2 Proceso de ampliación de la RNT y las RGD del MEM	68
5.3 Proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM	69
5.4 Proyectos instruidos por SENER de 2015 a 2022	70
5.4.1 Proyectos instruidos por SENER en operación	71
5.4.2 Proyectos instruidos por SENER de la RNT	72
5.4.3 Proyectos instruidos por SENER de las RGD del MEM	77
5.4.4 Proyectos de refuerzo de la RNT instruidos para interconexión de proyectos de generación de la política energética nacional	79
5.5 Propuesta 2023 de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución	83

5.5.1	Proyectos identificados de ampliación de la RNT	83
5.5.2	Proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM	88
5.5.3	Proyectos identificados de modernización de la RNT	91
5.6	Proyectos en estudio de modernización de CFE	92
5.7	Proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2028-2037	93
6. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista		95
6.1	Objetivos del programa	97
6.2	Programa de ampliación de las RGD	100
6.2.1	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas	100
6.2.2	Regularización de colonias populares	100
6.2.3	Adquisición de acometidas y medidores de distribución	101
6.3	Programa de modernización de las RGD	102
6.3.1	Modernización de subestaciones de distribución (transformadores alta/media tensión)	102
6.3.2	Modernización de interruptores de media tensión de subestaciones de distribución	103
6.3.3	Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD	103
6.3.4	Confiabilidad y calidad en las RGD	104
6.3.5	Calidad de la energía en las RGD	104
6.4	Proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD	105
6.4.1	Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres	105
6.4.2	Conexión de la Isla de Holbox	105
6.5	Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)	106
6.5.1	Operación remota y automatismo en redes de distribución	106
6.5.2	Escalamiento de la medición AMI	107
6.5.3	Gestión del balance de energía de las RGD	107
6.5.4	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)	107
6.5.5	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD	107
6.5.6	Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de distribución	108
6.6	Acceso abierto a la generación distribuida	108
6.6.1	Capacidad de alojamiento de GD de las RGD	108
6.7	Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas	109
6.7.1	Fondo de Servicio Universal Eléctrico	109
Anexo 1. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional		111
A1.1	Conformación del Sistema Eléctrico Nacional	113
A1.2	Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional	113
A1.3	Principales enlaces internacionales	116
A1.4	Capacidad instalada de las centrales eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	117
A1.5	Evolución de la capacidad instalada interconectada de las centrales eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista de 2018 a 2022	121
A1.6	Principales centrales eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	123
A1.7	Evolución de la generación total de energía eléctrica 2018-2022	125
Anexo 2. Información básica de proyectos identificados		157
Anexo 3. Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL)		201
Siglas		213

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1	Consumo Final y Número de Usuarios Finales por GCR y Sistemas, 2022	35
Figura 3.2	Evolución del Crecimiento del PIB Nacional, del Consumo Neto del SEN y de la Demanda Máxima Integrada Neta del SIN 2013-2022	37
Figura 3.3	Demanda Máxima por Zona (MW) en las GCR, Sistema Eléctrico Nacional 2022	37
Figura 3.4	Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía	38
Figura 3.5	Escenarios del PIB Nacional, 2023-2037	39
Figura 3.6	Pronóstico regional del PIB 2023-2028 y 2023-2037, escenario de planeación	40
Figura 3.7	Comparativo de escenarios del PIB 2015 a 2023, escenario de planeación	40
Figura 3.8	Pronóstico del Consumo Neto del SEN 2023-2037, escenarios de planeación, alto y bajo	41
Figura 3.9	Pronóstico Regional del Consumo Neto 2023-2028 y 2023-2037, escenario de planeación	43
Figura 3.10	Consumo Final del SEN 2023 y 2037, escenario de planeación (%)	43
Figura 3.11	Evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de generación distribuida fotovoltaica 2016-2037 (MW)	44
Figura 3.12	Distribución de Capacidad Fotovoltaica Instalada Acumulada por GCR 2037 (%), escenario de planeación	44
Figura 3.13	Evolución de la Generación Anual Acumulada de GD-FV en el SEN 2023-2037	45
Figura 3.14	Comportamiento estacional de la Demanda Máxima Mensual (PU) y Demanda Horaria Integrada en la Ocurrencia de la Máxima Anual del SIN 2023, 2027, 2032 y 2037, escenario de planeación	46
Figura 3.15	Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada Neta del SEN 2023-2037, Escenario de Planeación, Alto y Bajo (MWh/h)	47
Figura 3.16	Pronóstico regional de la Demanda Máxima 2023-2028 y 2023-2037, escenario de planeación	47
Figura 4.1	Evolución de la Capacidad Instalada (MW) 2016-2022	53
Figura 4.2	Evolución Esperada de la Capacidad Instalada Acumulada 2023-2037 (MW)	54
Figura 4.3	Evolución Esperada de la Capacidad Instalada Acumulada por Tecnología, 2023-2037 (MW)	55
Figura 4.4	Adición de Capacidad Estimada (MW) en los ejercicios del PIIRCE 2016-2030, 2017- 2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036 y 2023-2037	55
Figura 4.5	Porcentaje de Adición de Capacidad por tecnología 2023-2026	56
Figura 4.6	Porcentaje de Adición de Capacidad por tecnología de 2027 a 2037	57
Figura 4.7	Adiciones de Capacidad Neta de Proyectos Estratégicos de Infraestructura 2023-2026 (MW)	58
Figura 4.8	Capacidad en MW de Sustitución de Centrales Eléctricas	59
Figura 4.9	Generación Total de Energía Eléctrica por tecnología 2022	59
Figura 4.10	Avance en el Cumplimiento de los Compromisos de México en la Generación de Electricidad con Energías Limpias 2018-2022	60
Figura 4.11	Evolución Esperada de la Generación Neta de Electricidad, PIIRCE 2023-2037 (TWh)	60
Figura 4.12	Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto, medio y bajo	61
Figura 4.13	Evolución de la Reserva de Planeación en Términos del Margen de Reserva durante la Demanda Máxima Diurna	62
Figura 4.14	Evolución de la Reserva de Planeación en Términos del Margen de reserva durante la Demanda Máxima Nocturna	63

Figura 5.1	Obras instruidas por SENER en la RNT y las RGD del MEM	71
Figura 5.2	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Instruidas por SENER por entidad federativa	73
Figura 5.3	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión	74
Figura 5.4	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de la RNT Instruidos por SENER por entidad federativa	75
Figura 5.5	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de la RNT Instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión	75
Figura 5.6	Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVA _r) de Ampliación de la RNT Instruida por SENER por entidad federativa	76
Figura 5.7	Capacidad (MVA _r) de Compensación de Potencia Reactiva de Ampliación de la RNT Instruida por SENER por año de Entrada en Operación y Nivel De Tensión	77
Figura 5.8	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de las RGD del MEM Instruidas por SENER por entidad federativa	77
Figura 5.9	Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de las RGD del MEM Instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión	78
Figura 5.10	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER por entidad federativa	78
Figura 5.11	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de las RGD del MEM Instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión	79
Figura 5.12	Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por entidad federativa	80
Figura 5.13	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	80
Figura 5.14	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de la RNT asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por entidad federativa	81
Figura 5.15	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de la RNT asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	81
Figura 5.16	Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVA _r) de Ampliación de la RNT Asociados al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por entidad federativa	82
Figura 5.17	Capacidad (MVA _r) de compensación de Potencia Reactiva de ampliación de la RNT asociados al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por año de entrada en operación y nivel de tensión	82
Figura 5.18	Ubicación geográfica de los proyectos de ampliación de la RNT identificados en PAMRNT 2023-2037	84
Figura 5.19	Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT identificadas por entidad federativa	85
Figura 5.20	Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT identificadas por año de entrada en operación y nivel de tensión	85
Figura 5.21	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de la RNT identificados por entidad federativa	86
Figura 5.22	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de la RNT identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión	86
Figura 5.23	Capacidad de compensación de Potencia Reactiva (MVA _r) de ampliación de la RNT identificados por entidad federativa	87
Figura 5.24	Capacidad (MVA _r) de compensación de Potencia Reactiva de ampliación de la RNT identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión	87
Figura 5.25	Ubicación geográfica de los Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM en PAMRNT 2023-2037	89
Figura 5.26	Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT identificadas por entidad federativa, asociadas a Proyectos de Ampliación de la RGD del MEM	89

Figura 5.27	Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT identificadas por año de entrada en operación y nivel de tensión, asociadas a Proyectos de Ampliación de la RGD del MEM	90
Figura 5.28	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de las RGD del MEM identificados por entidad federativa	90
Figura 5.29	Capacidad (MVA) de bancos de transformación de ampliación de las RGD del MEM identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión	91
Figura 5.30	Ubicación geográfica de los Proyectos de Modernización de la RNT del PAMRNT 2023-2037	92
Figura 5.31	Ubicación geográfica de los Proyectos en estudio de Modernización de la RNT propuestos por CFE Transmisión del PAMRNT 2023-2037	93
Figura 6.1	Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución	109
Figura A1.1	Regiones del Sistema Eléctrico Nacional	113
Figura A1.2	Porcentaje de infraestructura de líneas de transmisión de la RNT por nivel de tensión (kV) 2022	114
Figura A1.3	Red Troncal de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2022	115
Figura A1.4	Capacidad de las Interconexiones Internacionales del SEN, 2022	116
Figura A1.5	Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2022	117
Figura A1.6	Adiciones de capacidad instalada en 2022 (MW)	118
Figura A1.7	Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios al 31 de diciembre de 2022 (MW)	120
Figura A1.8	Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2021	121
Figura A1.9	Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2022	121
Figura A1.10	Evolución de la capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios por tecnología, 2018-2022	122
Figura A1.11	Principales centrales eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2022	123
Figura A1.12	Principales centrales eléctricas Privadas al 31 de diciembre de 2022	124
Figura A3.1	Generación Total y Porcentaje de Generación Eléctrica Limpia y Convencional 2018-2022 (GWh)	205
Figura A3.2	Evolución de la Generación Renovable Total 2018-2022 (%)	207
Figura A3.3	Generación Eólica Neta 2018-2022 (GWh) y porcentaje respecto a la Generación Total	208
Figura A3.4	Generación Fotovoltaica Total 2018-2028 (GWh) y su porcentaje respecto a la Generación Total	208
Figura A3.5	Generación Geotermoeléctrica Neta 2018-2022 (GWh) y porcentaje respecto a la Generación Total	208
Figura A3.6	Generación de Energía Limpia no Renovable por Tecnología 2018-2022 (GWh) y su porcentaje respecto a la Generación Total	211
Figura A3.7	Avance en las Metas de Generación Eléctrica con Fuentes Limpias 2018-2024	211





Central termoeléctrica, Manzanillo Colima.
Comisión Federal de Electricidad.

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 3.1	Consumo Neto de Energía Eléctrica 2020-2022	34
Cuadro 3.2	Principales Indicadores Económicos 2021-2022	36
Cuadro 3.3	Pronóstico del Consumo Neto por GCR 2023-2037, Escenarios Planeación, Alto y Bajo	42
Cuadro 3.4	Pronóstico Regional del Consumo Neto 2023-2037, Escenario de Planeación (GWh)	42
Cuadro 3.5	Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada por GCR 2023-2037, Escenarios Planeación, Alto y Bajo	45
Cuadro 4.1	Evolución de la Capacidad Instalada Esperada al 2037	52
Cuadro 4.2	Precios Nivelados de Combustibles en \$/MMBTU	61
Cuadro 5.1	Proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión en operación	71
Cuadro 5.2	Proyectos instruidos por SENER a CFE Distribución en operación	72
Cuadro 5.3	Proyectos de ampliación de la RNT Identificados en PAMRNT 2023-2037	83
Cuadro 5.4	Proyectos de ampliación de las RGD del MEM Identificados en PAMRNT 2023-2037	88
Cuadro 5.5	Proyectos de Modernización de la RNT del PAMRNT 2023-2037	91
Cuadro 5.6	Proyectos en estudio de modernización de la RNT propuestos por CFE Transmisión del PAMRNT 2023-2037	92
Cuadro 5.7	Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2028-2037 del PAMRNT 2023-2037, con Metas Físicas	93
Cuadro 6.1	Objetivos de ampliación y modernización de las RGD no correspondientes al MEM	98
Cuadro 6.2	Monto de inversión del PAMRGD (Millones de pesos)	99
Cuadro 6.3	Monto de inversión del Programa de Ampliación de las RGD (Millones de pesos)	100
Cuadro 6.4	Monto de inversión para Adquisición de Acometidas y Medidores (Millones de pesos)	101
Cuadro 6.5	Monto de inversión del Programa de Modernización de las RGD (Millones de pesos)	102
Cuadro 6.6	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores Alta/Media Tensión), Millones de Pesos	102
Cuadro 6.7	Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución (Millones de pesos)	103
Cuadro 6.8	Monto de inversión para modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD (Millones de pesos)	103
Cuadro 6.9	Monto de inversión para la confiabilidad y calidad en las RGD (Millones de pesos)	104
Cuadro 6.10	Monto de inversión para la calidad de la energía en las RGD (Millones de pesos)	105
Cuadro 6.11	Monto de inversión de proyectos de Redes Inteligentes de las RGD (Millones de pesos)	106
Cuadro A1.1	Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión	114
Cuadro A1.2	Adiciones en infraestructura de subestaciones eléctricas de la RNT y las RGD	114
Cuadro A1.3	Infraestructura de las RGD	115
Cuadro A1.4	Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW), se excluyen centrales en pruebas	118
Cuadro A1.5	Capacidad de las centrales en pruebas de la CFE y del resto de los permisionarios (MW) al 31 de diciembre de 2022	119

Cuadro A1.6	Evolución histórica de la generación total de energía eléctrica 2018-2022 (GWh)	125
Cuadro A1.7	Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2022	126
Cuadro A1.8	Evolución de la capacidad interconectada a la Red (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2018-2022, excluye centrales en pruebas	138
Cuadro A1.9	Capacidad instalada interconectada a la red (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas	139
Cuadro A1.9.1	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología y estado (MW) de la CFE al 31 de diciembre de 2022	140
Cuadro A1.9.2	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología y estado (MW) de los PIE al 31 de diciembre de 2022	141
Cuadro A1.9.3	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología y estado (MW) de Pemex al 31 de diciembre de 2022	141
Cuadro A1.9.4	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología térmica y estado (MW) de los permisionarios al 31 de diciembre de 2022	142
Cuadro A1.9.5	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología eoloeléctrica y estado (MW) de los permisionarios al 31 de diciembre de 2022	143
Cuadro A1.9.6	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología fotovoltaica y estado (MW) de los permisionarios al 31 de diciembre de 2022	143
Cuadro A1.9.7	Capacidad instalada interconectada a la red por tipo de tecnología y estado (MW) de los permisionarios al 31 de diciembre de 2022	144
Cuadro A1.9.8	Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y estado del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas	145
Cuadro A1.9.9	Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y tipo de tecnología del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas	146
Cuadro A1.10	Principales centrales eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2022	147
Cuadro A1.11	Principales centrales eléctricas del sector privado, al 31 de diciembre de 2022	150
Cuadro A1.12	Evolución de la energía neta producida (GWh) 2018-2022 inyectada a la red por tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia a las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente, más las centrales eléctricas con CEL	152
Cuadro A1.13	Generación neta en operación comercial y pruebas inyectada a la red Ene-Dic 2022, SEN, por tecnología y propietario (GWh)	153
Cuadro A1.14	Generación neta en operación comercial y pruebas inyectada a la red Ene-Dic 2022, SEN, por tecnología y modalidad (GWh)	154
Cuadro A1.15	Generación neta en operación comercial y pruebas inyectada a la red Ene-Dic 2022, SEN, por tecnología y GCR (GWh)	155
Cuadro A1.16	Generación neta en operación comercial y pruebas inyectada a la red Ene-Dic 2022, SEN, por esquema y GCR (GWh)	156
Cuadro A3.1	Metas de Energías Limpias e instrumentos que mandatan	203
Cuadro A3.2	Generación de Energía Limpia Renovable por tipo de tecnología (GWh)	206
Cuadro A3.3	Generación hidroeléctrica neta 2018-2022 (GWh)	207
Cuadro A3.4	Generación de bioenergía total 2018-2022 (GWh) y porcentaje respecto a la generación total	209
Cuadro A3.5	Generación distribuida total 2018-2022 (GWh)	210
Cuadro A3.6	Generación de Energía Limpia no Renovable por tipo de tecnología 2018-2022 (GWh)	210

Presentación



Central termoeléctrica, Villa de Reyes, San Luis Potosí.
Comisión Federal de Electricidad.

PRESENTACIÓN

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es el instrumento de Políticas Públicas del Gobierno de México que expone a detalle la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los próximos quince años, el cual está alineado al Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024 y plasma los grandes objetivos de la Política Energética del actual gobierno.

El PRODESEN incorpora, principalmente, los elementos más relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y del Programa de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD), así como define la infraestructura eléctrica a desarrollar en los próximos años.

La electricidad es un servicio público indispensable, por ello, el actual Gobierno de México está comprometido a garantizar el acceso universal a la electricidad, contribuyendo así al desarrollo social y económico del país.

El Sistema Eléctrico Nacional proporciona servicio a más de 125 millones de habitantes a lo largo y ancho de la compleja geografía del territorio nacional, así como a la industria estatal y privada en todo el país representando uno de los mayores sistemas eléctricos integrados del mundo. Dentro de los objetivos actuales se encuentra satisfacer el suministro de electricidad a todos los mexicanos a precios accesibles y garantizar el suministro a todos los sectores productivos de la economía mexicana con el objetivo de lograr la igualdad social y reducir las brechas de desarrollo Norte-Sur de nuestro país.

La planeación del SEN se realiza con base a criterios claramente definidos para la instalación de nuevas Centrales Eléctricas para garantizar el suministro con suficiencia, eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad; la electricidad es de interés público, social y colectivo y el enfoque se debe centrar en el uso óptimo de nuestros recursos naturales y energéticos.

La Secretaría de Energía (SENER) dirige la planeación del SEN, garantizando en todo momento el suministro continuo de energía eléctrica actual y anticipándose a los requerimientos futuros de suministro eléctrico, tanto para la población como para la planta productiva nacional, la cual continúa creciendo de la mano de los grandes cambios geopolíticos recientes. Por ello, es de particular importancia el modelaje matemático realizado para la integración de este Programa, modelaje que contempla diversos escenarios de crecimiento demográfico, económico, sectorial, regional y de condiciones futuras del clima y disposición de recursos naturales y combustibles, los cuales son los principales determinantes de los pronósticos de crecimiento de la demanda, del consumo y de la generación de electricidad, mismos que se exponen a detalle en el presente documento.

Por su parte, los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) aquí presentados se llevan a cabo con base en una rigurosa planeación, la cual busca satisfacer:

1. La demanda actual y futura de energía eléctrica.
2. La reducción de los costos del suministro eléctrico para la población nacional y sectores económicos.
3. La conservación y mejora de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
4. La protección ambiental y la transición energética ordenada.



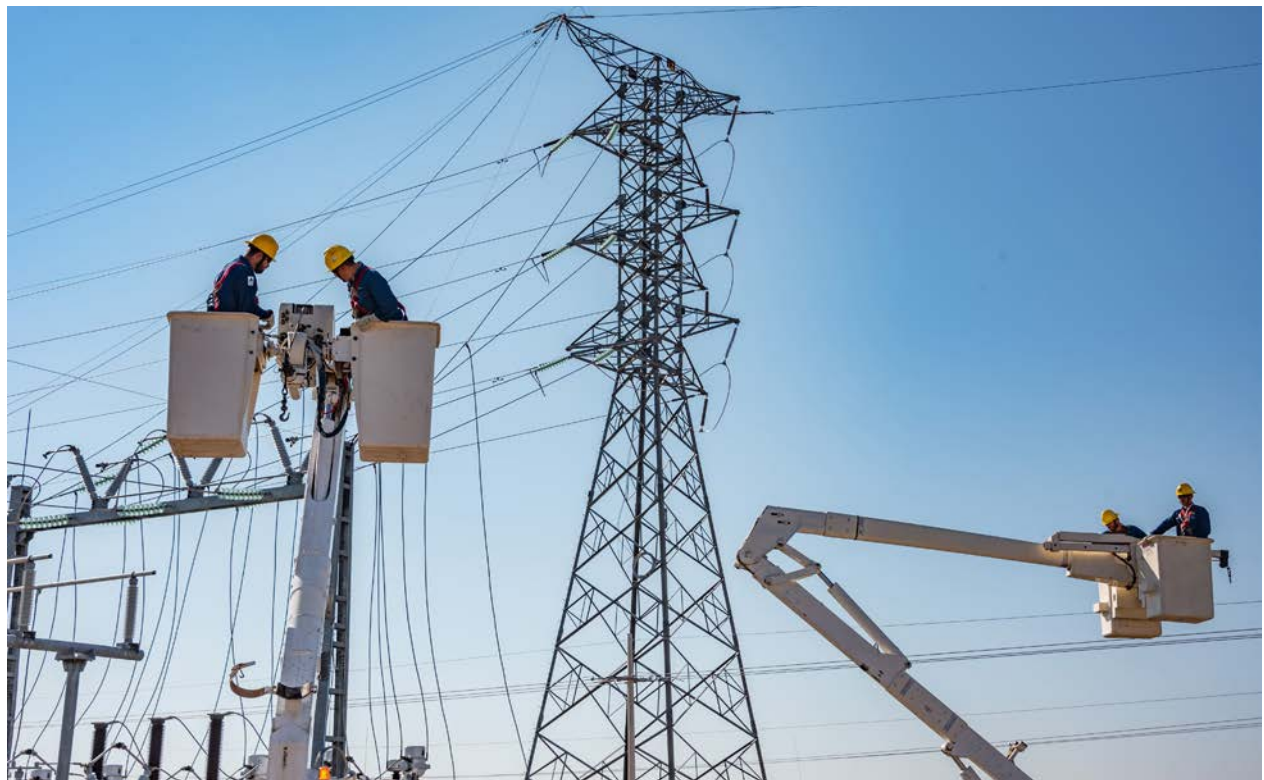
En este contexto, este documento presenta las propuestas de proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, cumpliendo con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y en la Ley de Transición Energética.

La Política Energética del Gobierno de México también comprende el desarrollo de nuevas centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como la rehabilitación, modernización y equipamiento de las hidroeléctricas de la CFE en operación, con el fin de lograr el máximo aprovechamiento de esta empresa del Estado. El PRODESEN contempla la recuperación de la capacidad de generación, transmisión, distribución y suministro eléctrico de la CFE, a fin de que sea esta empresa del Estado la que continúe sosteniendo firmemente al Sistema Eléctrico Nacional, como lo ha venido haciendo ininterrumpidamente desde 1937.

Dentro de la planeación del sector eléctrico se cumple con los compromisos internacionales en materia ambiental para la reducción de emisiones y mitigación del cambio climático, por lo que este Programa contempla el incremento ordenado de la generación eléctrica con energías limpias y renovables, como lo ha venido logrando el actual gobierno año con año. Por ello, el presente documento también incluye el Reporte de Avance de Energías Limpias, el cual expone a detalle la planeación del Gobierno de México para el cumplimiento de las metas establecidas en materia de Energías Limpias.

El futuro nos demanda que hagamos hoy un uso más racional y sostenible de todos nuestros recursos energéticos y de todas las tecnologías disponibles para el desarrollo nacional. Al presentarse esta edición 2023-2037 del PRODESEN, se da cumplimiento a la normatividad de la planeación en la materia y se refrenda el compromiso del actual Gobierno de México para alcanzar la autosuficiencia y la soberanía energética.

Ing. Norma Rocío Nahle García
Secretaria de Energía



Torre eléctrica, maniobras de mantenimiento, Sonora.
Comisión Federal de Electricidad.

1

Marco Legal



Subestación eléctrica, Tuxpan, Veracruz. Central eólica, Juchitán, Oaxaca.
Comisión Federal de Electricidad.

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

1.1 NORMATIVIDAD

El PRODESEN está sustentado en los artículos 4, párrafo quinto, 25, párrafos primero, tercero y quinto, 26, apartado A, 27, párrafo sexto y 28, cuarto párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), que establecen la obligación del Estado de garantizar el derecho a un medio ambiente sano; los principios de rectoría económica del Estado; planeación del desarrollo nacional; actividades estratégicas y la regulación de actividades económicas reservadas al Estado. La energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido, que es parte de un servicio público de primera importancia, sobre el cual se proyectan distintos principios previstos en los artículos 25, 27 y 28 constitucionales.¹ El Estado no podría garantizar los derechos a la salud, a la vivienda, a la alimentación e, incluso, a la libertad de expresión e información sin un acceso efectivo a la energía eléctrica, ya que esta forma parte del derecho que, como seres humanos, tenemos en nuestra concepción integral de vida, involucrando los aspectos comerciales, sociales y laborales. El fomento al crecimiento económico, al empleo, la justa distribución del ingreso y la riqueza, así como los derechos económicos, sociales, culturales

¹ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 50, cuarto párrafo.

y ambientales solo pueden hacerse efectivos, siempre y cuando el Estado los garantice.²

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

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

Acorde a lo anterior, el PND 2019–2024, en su apartado III. Economía, establece como uno de los objetivos, el Rescate del sector energético, el cual dispone que la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella, la transición energética dará pie para impulsar el surgimiento de un sector social en ese ramo, así como para alentar la reindustrialización del país.

Por su parte, el artículo 28, párrafo cuarto constitucional, prevé que la planeación y el control del SEN, la generación de energía nuclear y el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, como áreas estratégicas, le

² Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 40, segundo párrafo.



corresponden a la Nación de manera exclusiva, sin que ello constituya monopolios.

Asimismo, en cuanto al control operativo del SEN el artículo Décimo Sexto transitorio, inciso B) del decreto de reforma Constitucional de dos mil trece, incorporó como principios rectores de la actividad del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) los de eficiencia, Continuidad, seguridad e incluso sustentabilidad en la operación del SEN.

Deben destacarse las siguientes disposiciones que rigen las actividades objeto del PRODESEN, siendo este un instrumento de planeación a largo plazo que contemple los requerimientos de infraestructura necesaria para satisfacer el consumo y demanda de energía eléctrica del país, así como las estrategias que permitirán incrementar la Confiabilidad y el desarrollo del SEN, a efecto de satisfacer las necesidades de energía eléctrica para el desarrollo social y económico del país, garantizando el acceso universal a precios asequibles para la población y buscar disminuir la dependencia energética:

- La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), en su artículo 9 confiere a las dependencias y entidades de la Administración Pública Centralizada y Paraestatal el mandato de conducir sus actividades en forma programada, con base en las políticas que establezca el Ejecutivo Federal para el logro de los objetivos y prioridades de la planeación nacional del desarrollo. Asimismo, su artículo 33, fracciones I, V y XXIX, faculta a la SENER para establecer, conducir y coordinar la política energética del país, para lo cual podrá realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia; llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos y fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional; así como fijar la política para establecer nuevas centrales eléctricas.
- La Ley de Planeación, en su artículo 4, señala que es responsabilidad del Ejecutivo Federal conducir la planeación nacional del desarrollo con la participación democrática de la sociedad, entendida en términos del artículo 3, como la ordenación racional y sistemática de acciones que tiene como propósito la transformación de la realidad del país, de conformidad con las normas, principios y objetivos que la propia Constitución y la ley establecen. Asimismo, su artículo 16, fracción VIII confiere a las dependencias de la Administración Pública Federal la facultad para coordinar la elaboración y ejecución

de los programas especiales y regionales que correspondan conforme a su ámbito de atribuciones. Por su parte, el segundo párrafo del artículo 22 dispone que los programas observarán congruencia con el PND.

- En la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) se establecieron distintas previsiones encaminadas a regularizar cómo debe operar el acceso a la RNT y a las RGD, todo ello, con la finalidad de no saturarlas y garantizar la estabilidad del SEN, esta ley contiene, entre otras disposiciones, las siguientes:
 - a) En su artículo 1, párrafo primero establece que dicha ley tiene como finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes;
 - b) Define en su artículo 3, fracción XXXII al PRODESEN como el documento expedido por la SENER que contiene la planeación del SEN y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD;
 - c) La fracción segunda del artículo 4 establece que las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del SEN se sujetarán a las obligaciones del servicio público y universal, en términos de la ley y de las disposiciones aplicables;
 - d) El artículo 6 dispone que la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica, la establecerá el Estado y la ejecutará a través de la SENER en el ámbito de su competencia y tendrá como objetivos:
 - Garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN;
 - Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad;
 - Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica;

- Propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respetando los derechos humanos de las comunidades y pueblos;
- Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional; Apoyar la universalización del Suministro Eléctrico, y Proteger los intereses de los Usuarios Finales.

e) Faculta en su artículo 11, fracción III, a la SENER para dirigir el proceso de planeación y elaboración del PRODESEN;

- Señala en sus artículos 14 y 68, fracción I los principios que rigen el PRODESEN, en los que se considera procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente (REI); coordinarse con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico; incorporar mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica, y considerar la expansión y modernización de las RGD que se requieran para interconectar la GD.
- La Ley de Transición Energética (LTE), en su artículo 14, fracciones VII y XVI faculta a la SENER para incorporar la instalación de Centrales Eléctricas con Energías Limpias en la planeación indicativa del crecimiento de la infraestructura eléctrica; así como promover la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al SEN.
- La Ley de Energía Geotérmica (LEG), en su artículo 7, fracción II, establece que la SENER está facultada para elaborar y dar seguimiento a los programas institucionales, de fomento a la industria geotérmica.
- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear, en su artículo 12, señala que las actividades que conforman la industria nuclear, entre las que se encuentra el aprovechamiento de los combustibles nucleares con fines energéticos que resulta en la generación de electricidad, se llevarán a cabo en los términos de los programas que apruebe el Ejecutivo Federal por conducto de la SENER.
- La Ley General de Cambio Climático (LGCC), en su artículo 7, fracción XXIII, establece como atribución de la federación desarrollar programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio

climático en materia de energía eléctrica, para lograr el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos fósiles y renovables del país.

- La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, es un instrumento de política ambiental cuyo objeto es regular la preservación y restauración del equilibrio ecológico, con el fin de lograr la protección del medio ambiente en el territorio nacional, la preservación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y de energía, como la utilización de fuentes de energía menos contaminantes.
- El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) establece en su artículo 5, que para la elaboración del PRODESEN deberán considerarse, al menos, los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica; la coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD; la política de Confiabilidad; los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN; la coordinación con el programa de expansión de la Red Nacional de Gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, así como el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD. Asimismo, en su artículo 9, último párrafo destaca que en el mes de mayo de cada año la SENER publicará el PRODESEN, una vez autorizados los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD.

1.2 ALCANCE

Conforme a lo dispuesto en los artículos 3, fracción XXXII, 13 párrafo primero, 14 párrafo cuarto, de la LIE, y 5 del RLIE, el PRODESEN deberá considerar:

- Los aspectos más relevantes del PIIRCE, de los que se desprenda la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN, y
- Los aspectos más relevantes del PAMRNT y PAMRGD, tomando en cuenta el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización previstos en dichos programas.



1.3 PROGRAMAS

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) se desarrolla anualmente, el cual considera los proyectos de Centrales Eléctricas que se incorporarán al SEN en los próximos 15 años que minimicen el valor presente neto de los costos totales del mismo, especificando su capacidad, tipo de tecnología y ubicación; así como el retiro de las unidades de generación o Centrales Eléctricas que los Generadores están obligados a notificar, en términos del artículo 18, fracción IV de la LIE.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la LIE, el objetivo del PRODESEN es promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del SEN y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, tomando en consideración las metas previstas en el artículo Tercero Transitorio de la LTE, en el que se instruyó a la SENER fijar como meta una participación mínima en la generación de energía eléctrica. El PIIRCE sirve de base para que el CENACE esté en posibilidad de integrar los casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT.

Programas de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que corresponden al MEM y de las RGD que no corresponden al MEM

Se elaboran anualmente, con una proyección de 15 años, mediante los cuales se busca minimizar los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Red Eléctrica; durante su elaboración, se deben tomar en cuenta los programas previos y las obras e inversiones que se encuentren en ejecución, en términos del artículo 9 del RLIE.

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

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

1.4 ACUERDOS, TRATADOS Y COMPROMISOS INTERNACIONALES

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

- La Declaración Universal de los Derechos Humanos en su artículo 25, estipula que toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure, así como a su familia, la salud y el bienestar, y en especial la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios; lo que guarda relación con los objetivos del PRODESEN, que es procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, de forma tal que la población pueda tener acceso a la energía eléctrica, y que debe entenderse como condición indispensable para tener un nivel de vida adecuado.
- En el mismo sentido, el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales en su artículo 11 párrafo 1, reconoce el derecho de toda persona a un nivel de vida adecuado para sí y su familia, incluso alimentación, vestido y vivienda adecuados y a una mejora continua de las condiciones de existencia.
- De manera complementaria a lo anterior, la Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer, en su artículo 14 párrafo segundo inciso h), mandata a los Estados Parte adoptar todas las medidas apropiadas para eliminar la discriminación contra la mujer en las zonas rurales a fin de asegurar en condiciones de igualdad entre hombres y mujeres, asegurando el derecho a gozar de condiciones de vida adecuadas, particularmente en las esferas de la vivienda, los servicios sanitarios, la electricidad y el abastecimiento de agua, el transporte y las comunicaciones.

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

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

La Convención entró en vigor en 1994 y ha sido ratificada por 195 países (Partes de la Convención), que han establecido el objetivo último de lograr la estabilización de las concentraciones de Gases de

Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera con el fin de impedir interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Además, este nivel debe lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

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

Acuerdo de París

Este acuerdo compromete a las naciones, tanto desarrolladas como en vía de desarrollo, a trabajar unidas, de manera ambiciosa, progresiva, equitativa y transparente, para limitar el incremento de la temperatura global por debajo de 1.5 °C. Este instrumento dispone en su artículo 7 párrafo 9, que cada una de las Partes deberá emprender procesos de planificación de la adaptación al cambio climático y adoptar medidas, como la formulación o mejora de los planes, políticas y/o contribuciones pertinentes que podrán incluir la formulación y ejecución de los planes nacionales de adaptación,

así como la vigilancia y evaluación de dichos planes, programas y medidas de adaptación. México ratificó el Acuerdo el 21 de septiembre de 2016, el cual entró en vigor el 4 de noviembre de 2016.

Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible

La Agenda plantea 17 objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Además de poner fin a la pobreza en el mundo, los objetivos incluyen, entre otros: asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz; y facilitar el acceso a la justicia. El Objetivo 7 se refiere a Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático es el organismo internacional encargado de evaluar la información científica en materia de cambio climático y de sus potenciales impactos ambientales y socioeconómicos. Los trabajos del Panel se realizan a través de un proceso de revisión de las contribuciones voluntarias de investigación de miles de científicos de todo el mundo que, de manera periódica, se constituyen en reportes de evaluación que consolidan la información científica más actualizada y se presentan como insumos para quienes toman las decisiones.



Maniobras de Distribución. Tijuana, Baja California. Comisión Federal de Electricidad.





Central hidroeléctrica, Chicoasén, Chiapas.
Comisión Federal de Electricidad.

2

*Criterios de planeación
para la incorporación
de centrales eléctricas
al Sistema Eléctrico Nacional*



Vasija abierta del reactor nuclear, Alto Lucero, Veracruz. Central de Ciclo combinado, Santiago de Querétaro, Querétaro.
Comisión Federal de Electricidad.

El cambio tecnológico conlleva el reto de adoptar nuevas tecnologías para la generación y uso de energía eléctrica, lo cual requiere de criterios claros dentro de las políticas para incorporar nuevas Centrales Eléctricas para satisfacer las necesidades de consumo de energía eléctrica de manera coordinada con la planeación de los Sistemas de Transmisión.

Este conjunto de cambios conlleva a una transición energética, por lo cual, la planeación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), así como los mercados eléctricos deben modificar diseños para incorporar los conceptos relacionados con la integración de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica.

La experiencia internacional demuestra que los SEP con una penetración de más del 30%³ de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables intermitentes, representan un reto en ingeniería para garantizar la estabilidad.

Actualmente, para cumplir con las metas propias de cada país en la reducción de GyCEI, los SEP tienen una participación reducida de generación renovable asíncrona variable, lo que ha permitido la operación razonable de los distintos mercados eléctricos, sin embargo, bajo una participación dominante de la generación renovable asíncrona variable, deberá modificarse la planeación y los criterios operativos para asegurar la confiabilidad, seguridad, calidad y continuidad del SEN.

La planeación del SEN debe incluir criterios para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de México, cuyo propósito principal sea garantizar el suministro de energía eléctrica, con el fin de proteger y defender el interés público, social y colectivo.

En el corto y mediano plazos, los criterios de planeación de la política para establecer nuevas Centrales Eléctricas deberán garantizar el uso apropiado y eficiente de los recursos energéticos,

así como de los elementos del SEN, alineando las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista para el cumplimiento de este fin.

En la planeación de largo plazo, los criterios de planeación de la política para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de México deberán garantizar la viabilidad económica en las inversiones de largo plazo que se requieren para el desarrollo nacional, sin afectar las inversiones del Estado y permitiendo la contribución del sector social y privado.

2.1 MARCO REGULATORIO

La CPEUM en el artículo 25 establece que:

(...)

Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional

(...)

El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución

(...)

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan.

(...)

Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte

³ MISO's Renewable Integration Impact Assessment (RIIA), February 2021.

el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente

(...)

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución

(...)"

La CPEUM en el artículo 27 establece que:

"(...)

La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana

(...)

Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (...)" La CPEUM en el artículo 28 establece que:

"(...)

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: (...) la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica (...)"

En la resolución emitida por la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la controversia constitucional 212/2018, al interpretar el artículo 25 de la Constitución Federal, se señaló que, con fundamento en ese precepto, el desarrollo nacional habrá de ser sustentable conforme a los criterios de equidad social y productividad y que la Constitución mandata impulsar la economía

sujeta al interés público y al uso de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.⁴

Es de destacar que la energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido, que es parte de un servicio público de primera importancia, sobre el cual se proyectan distintos principios previstos en los artículos señalados en este apartado de la Constitución.⁵

La LIE establece que:

Artículo 1

(...)

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

Artículo 2

(...)

La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas

(...)

Artículo 11 La Secretaría está facultada para:

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

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

(...)

⁴ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 8, cuarto párrafo

⁵ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 50, cuarto párrafo

VIII. Llevar a cabo los procedimientos de consulta, y resolver sobre las evaluaciones de impacto social para proyectos de infraestructura relacionados con la industria eléctrica;

XII. Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, incorporando los requisitos a que se refiere la fracción IX del presente artículo;

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

(...)

XIX. Establecer obligaciones de cobertura para el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas e instrumentar los mecanismos para dirigir recursos económicos a este fin;

XX. Autorizar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el CENACE o por los Distribuidores y solicitar cambios a los mismos, escuchando la opinión que, en su caso, emita la Comisión Reguladora de Energía (CRE);

XXI. Instruir a los Transportistas y los Distribuidores la ejecución de los proyectos contenidos en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

(...)

XXVII. Vigilar la aplicación de las metodologías para evaluar la rentabilidad y retornos sobre el capital reportados por las empresas productivas del Estado y sus empresas productivas subsidiarias integrantes de la industria eléctrica;

(...)"

Artículo 13

"Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. La

Secretaría podrá preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional."

Es por ello que, para Garantizar la Confiabilidad y seguridad del despacho debe ser considerado, conforme al Texto Constitucional vigente, como presupuesto necesario para el funcionamiento del SEN.⁶

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

(...)

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

(...)

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

V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la Red Nacional de Gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y

VI. El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución."

"Artículo 9.- En la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos que determine la Secretaría.

(...)"

⁶ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 24, primer párrafo.

La LOAPF establece en su artículo 33 que “a la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos.

(...)

I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas

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

“La planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;”

(...)

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

(...)

“Artículo 16.- Corresponde al CENACE:

I. Garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de las Centrales Eléctricas, incluyendo las Energías Limpias;

II. Incluir en los Programas de Ampliación y Modernización para la Red Nacional de Transmisión

que proponga a la Secretaría, la expansión y equipamiento del sistema de transmisión de la energía eléctrica en las zonas con alto potencial de Energías Limpias para desahogar eficientemente y en condiciones de mercado la energía que se produzca y asegurar la estabilidad de la red, promoviendo el cumplimiento de las metas de Energías Limpias en condiciones de viabilidad económica;

III. Adoptar las tecnologías y procedimientos necesarios para garantizar el uso óptimo de las Energías Limpias, asegurando la estabilidad y seguridad de la red de transmisión en condiciones de viabilidad económica;

IV. Determinar las necesidades de expansión de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional en las zonas con alto potencial de Energías Limpias para desahogar eficientemente y bajo condiciones de mercado la energía que se produzca atendiendo el cumplimiento de las metas de Energías Limpias, y

V. Transmitir la información que corresponda a la Secretaría para que se programen y ejecuten las obras necesarias para incorporar las Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional.”

Con relación a los artículos anteriores, a efecto de que el Estado a través de la SENER y el CENACE, se encuentre en posibilidad de cumplir con el mandato constitucional y las leyes secundarias en relación a la planeación del SEN, a través de una perspectiva integral que demanda el interés general, alentando y protegiendo la actividad económica que realicen las empresas productivas del Estado y del sector privado y con ello se contribuya al desarrollo económico nacional.

Lo anterior, siempre promoviendo la competitividad e implementado políticas que cuiden en todo momento que la Nación tenga el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, con el objeto de que el aprovechamiento de los recursos naturales sea con una distribución equitativa para el desarrollo y equilibrio del país y mejorando las condiciones económicas, sociales y de vida de la población.

Es necesario contar con criterios de planeación en materia de planeación energética e incorporación de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, en condiciones de viabilidad técnica y económica.



2.2 CRITERIOS DE PLANEACIÓN

- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional como área estratégica del Estado deberá garantizar el suministro de energía eléctrica de manera eficiente, confiable, continua, segura, económica y sostenible para el desarrollo económico nacional en los horizontes de corto, mediano y largo plazo, impulsando con equidad a las empresas productivas del Estado y del sector privado, teniendo como fin la protección y defensa del interés social.
- Es una facultad exclusiva del Estado tomar sus propias decisiones a través de la Secretaría de Energía sobre la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y del uso de los recursos energéticos necesarios para garantizar de forma eficiente, confiable, continua, segura, económica y sostenible un Suministro Eléctrico accesible y asequible a todos los individuos de la nación.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá buscar el desarrollo equilibrado, confiable, eficiente y sostenible regional del país en materia de generación de energía eléctrica, con el fin de mejorar las condiciones de vida de la población y con una visión a largo alcance.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional en materia de generación de energía eléctrica deberá buscar el equilibrio de las finanzas públicas y el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado, permitiendo que el sector privado de manera coordinada contribuya al desarrollo nacional en esta materia, sin afectar las inversiones del Estado en el sector energético. En todo momento el SEN es considerado estratégico y de seguridad nacional.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional en materia de generación de energía eléctrica deberá buscar bajo condiciones de viabilidad técnica y económica la incorporación gradual de Energías Limpias, haciendo uso de los recursos energéticos disponibles, considerando el respeto y conservación del medio ambiente, así como mejorar la calidad de vida en las diferentes regiones del país.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional en materia de Transmisión y Distribución de energía eléctrica deberá garantizar, bajo condiciones de viabilidad técnica y económica, en todo momento el Suministro Eléctrico, cumpliendo los objetivos establecidos por la Secretaría, para ello la Comisión Reguladora de Energía establecerá los requerimientos técnicos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá impulsar y proteger el desarrollo de cadenas productivas regionales para el desarrollo tecnológico nacional en materia de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá considerar la estabilidad y el comportamiento eléctrico de los Elementos para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, para una transición energética con una diversificación en la matriz de generación adecuada entre unidades síncronas a asíncronas con electrónica de potencia, de conformidad con las Políticas Energéticas cumpliendo con los requerimientos de respaldo de generación necesarios.
- La planeación de Sistema Eléctrico Nacional deberá considerar aspectos dinámicos y transitorios, de protecciones, para hacer frente a la incertidumbre inherente de las variables eléctricas que forman al proceso de generación, transmisión y uso de la energía eléctrica, con el objetivo de cumplir con la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Suministro Eléctrico al menor costo para los Usuarios, y no solo en términos de garantizar la Suficiencia.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá incorporar lineamientos para el diseño del mercado eléctrico que sigan las políticas en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad para que se tenga viabilidad técnica y económica en las inversiones de largo plazo en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución que se requieren a la par del crecimiento de la demanda y a la expansión de la generación.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá proveer de mecanismos para el establecimiento de Servicios Conexos necesarios para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.



- La planeación de nuevas Centrales Eléctricas deberá garantizar el derecho humano a una vida digna, el derecho a un medio ambiente sano, el derecho a la salud y alineado a la política de ocupación o afectación superficial del terreno, para satisfacer la demanda eléctrica de la población y necesidades del país.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá evaluar la propuesta de cada Central Eléctrica de los interesados en interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional, tales como tecnologías, capacidades técnicas, económicas y financieras.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá observar el cumplimiento del marco jurídico vigente y de los Acuerdos Internacionales en materia de cambio climático, bajo condiciones de viabilidad técnica y económica para el Estado, garantizando el derecho a un Suministro Eléctrico a precios asequibles a toda la población, sin afectar las finanzas públicas y a las empresas productivas del Estado.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional considera las condiciones y mecanismos para garantizar y proteger el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas con insuficiencia energética.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional garantizará la participación en la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables en las comunidades rurales de alta marginación y rezago.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional garantizará el conocimiento de los Usuarios sobre sus derechos y obligaciones en materia de generación y Suministro Eléctrico.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional evitará que las empresas productivas del Estado entreguen subsidios, estímulos y subvenciones cruzadas en la generación de energía eléctrica a terceros participantes en la generación para no afectar las finanzas públicas y la economía nacional.



Central geotérmica, Los Humeros, Municipio de Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

3

Demanda y Consumo
2023-2037



Torre de transmisión, Monterrey. Central geotérmica, Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

La planeación del desarrollo del sector eléctrico parte del análisis de la demanda y del consumo de electricidad para el mediano y largo plazo, incluyendo las estimaciones de demanda máxima integrada (bruta y neta) y consumo de energía eléctrica. Ello permite diseñar de manera óptima el desarrollo y la expansión de capacidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la proveeduría de insumos primarios.

Este capítulo presenta la situación actual de la industria eléctrica, así como las proyecciones nacionales correspondientes a tres posibles escenarios de crecimiento 2023-2037 para el consumo neto de energía eléctrica —Suministro Básico, Suministro Calificado, Autoabastecimiento Remoto y Pérdidas Eléctricas, Importación, Usos Propios de Distribución y Transmisión— y de la demanda neta máxima integrada de potencia asociada. Se describen las expectativas más probables de las componentes mencionadas, a partir de las cuales se determina el volumen de electricidad que será requerido y por tanto suministrado en todo el Sistema Eléctrico Nacional en sus diferentes Gerencias de Control Regional (GCR).

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

Crecimiento económico. Consiste en la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB). Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aires acondicionados— se dinamizan.

Crecimiento poblacional. Consiste en la tasa de crecimiento del número de habitantes dentro de un territorio. El crecimiento poblacional se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de

vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales, desarrollo industrial y en consecuencia más consumo de electricidad.

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

Precio de combustibles. El costo de estos repercute en las ofertas del mercado de energía eléctrica, éste a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente, en el consumo de energía eléctrica y en la demanda integrada.

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

Pérdidas de energía eléctrica. En un SEP, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto Joule (I^2R), con el calentamiento de los conductores eléctricos, equipos de transformación y de medición; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de la energía eléctrica.

Eficiencia energética. Un atenuador, en el crecimiento del consumo de energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética entre los usuarios finales mayormente —uso eficiente de la energía eléctrica y ahorro de energía—, teniendo también influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda máxima integrada.

Generación distribuida. El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala (menor



a 500 kW) —instalados en una casa habitación, comercio, edificio, pequeña o mediana industria y sector agropecuario—, pueden impactar el consumo de la energía eléctrica y el perfil de la demanda integrada de un sistema eléctrico local.

Electromovilidad. La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público —mercancías, personas, local y foráneo—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico aumenta el consumo de energía eléctrica y demanda integrada por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto. Estos, a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo de electricidad.

3.1 CONSUMO NETO 2022

El consumo neto del SEN se integró con la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto,

la Importación, las Pérdidas de Energía Eléctrica, los Usos Propios del Distribuidor y Transportista.

En 2022, el consumo neto nacional del SEN se ubicó en 333,662 GWh, lo que significa un incremento de 3.4% respecto al consumo de 2021. Este incremento es reflejo de la recuperación gradual de la economía del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

La GCR Peninsular (PEN), la GCR Noreste (NES) y el Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS), fueron las que mostraron una mayor recuperación al presentar tasas de crecimiento anual de 6.8%, 5.5% y 4.9%, respectivamente. La GCR Central (CEN), y Noroeste (NOR) presentaron crecimientos moderados del orden de 2.2% y 0.7%, cada una. Por su parte el Sistema Interconectado Mulegé (SIMUL) tuvo un decremento de 1.4%.

En el Cuadro 3.1 se presenta la distribución de consumo neto por Sistema y por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental (OCC) tiene la mayor participación con 72,679 GWh lo que equivale a 21.8% del total nacional; por segundo año consecutivo la GCR CEN es desplazada de la segunda posición por la GCR NES con el 18.1%, y los que menor participación presentaron fueron el SIBCS y el SIMUL que en conjunto representan el 0.9%.

CUADRO 3.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2020-2022

	CONSUMO NETO					
	2020		2021		2022	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	311,604	-2.2	322,552	3.5	333,662	3.4
Interconectado Nacional (SIN)	294,166	-2.5	304,034	3.4	314,317	3.4
Baja California (SIBC)	14,683	3.9	15,541	5.8	16,233	4.5
Baja California Sur (SIBCS)	2,608	-3.8	2,826	8.4	2,964	4.9
Mulegé (SIMUL)	148	6.8	150	1.9	148	-1.4
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL						
Central (CEN)	56,243	-5.0	56,862	1.1	58,099	2.2
Oriental (ORI)	49,847	-2.0	52,083	4.5	53,321	2.4
Occidental (OCC)	67,867	-1.6	69,893	3.0	72,679	4.0
Noroeste (NOR)	25,421	4.5	25,548	0.5	25,735	0.7
Norte (NTE)	28,572	0.5	28,948	1.3	29,735	2.7
Noreste (NES)	53,769	-4.4	57,152	6.3	60,277	5.5
Peninsular (PEN)	12,447	-10.0	13,549	8.9	14,470	6.8

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.2 CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2022

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía utilizada por los diferentes Usuarios Finales de la industria eléctrica —usuarios del Suministro Básico, usuarios del Suministro Calificado y centros de carga con Autoabastecimiento Remoto.

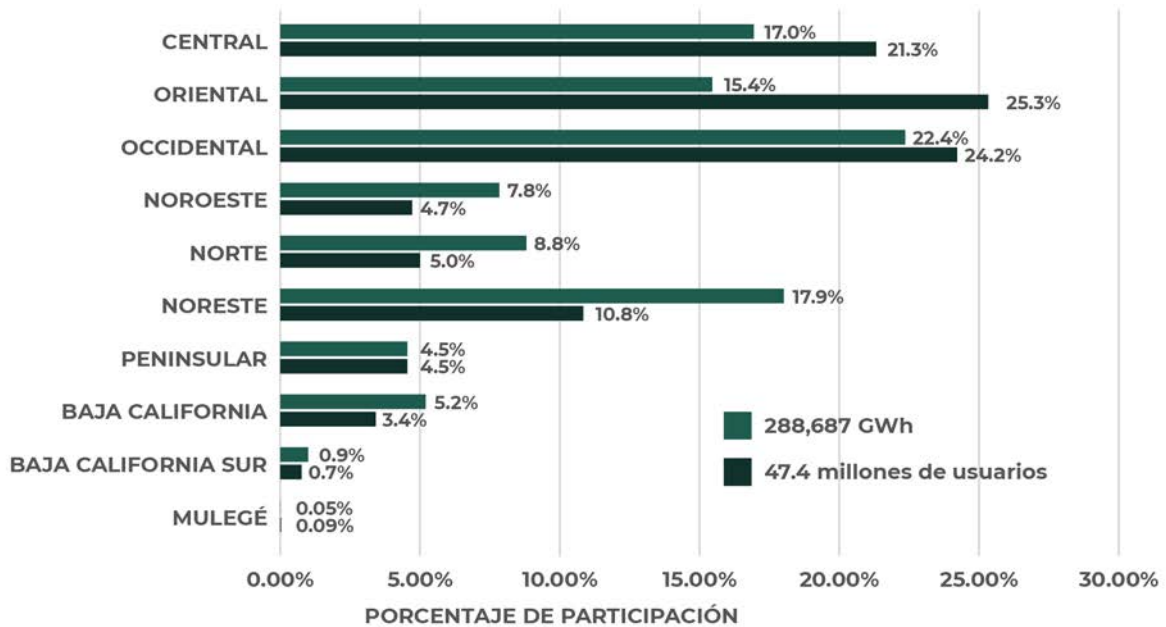
La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector Comercial (6.1%) y la Empresa Mediana (6.0%) presentaron el mayor crecimiento con respecto al 2021, seguido del sector Agrícola (4.8%). El consumo final del SEN se ubicó en 288,687 GWh, lo que representó un alza de 4.1% respecto a 2021. Lo anterior fue posible por la reapertura gradual de actividades económicas secundarias y terciarias.

En la Figura 3.1 se observa que la GCR OCC concentra el 22.4% del consumo final, seguido de la GCR NES y CEN con 17.9% y 17.0%, respectivamente.

El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2022 ascendió a 47.4 millones, incrementándose en 1.7%⁷ respecto de los 46.7 millones de clientes del año anterior. Los sectores que tuvieron mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, fueron el sector Empresa Mediana y Residencial con incrementos de 2.3% y 1.7%, respectivamente. En la Figura 3.1 también se observa la distribución de Usuarios Finales por GCR, siendo la Oriental (ORI) la que concentra el 25.3% del número de Usuarios Finales del total nacional —su consumo final es del 15.4%—. Por su parte, la GCR Occidental aloja el 24.2% y la GCR CEL el 21.3%.

⁷La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo.

FIGURA 3.1 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS FINALES POR GCR Y SISTEMAS, 2022



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

3.3 ENTORNO ECONÓMICO 2022

En el Cuadro 3.2 se presentan indicadores que explican el desempeño económico del país en 2022. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 20.1 MXN/USD, 0.8% menor al tipo de cambio de 2021 de 20.3 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 10.5%; la inflación se ubicó en 7.8%, 0.4 puntos porcentuales

mayor con respecto al cierre de 2021. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 89.5 dólares por barril, en comparación con los 64.7 dólares por barril del 2021.

En cuanto al consumo privado se observó un crecimiento de 6.5% en comparación con el consumo de 2021. Por su parte la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 26,421 millones

de dólares, el cual se compara con el déficit de 10,939 millones de dólares reportado en 2021. La Inversión Extranjera Directa se incrementó en 11.9%.

De forma global la economía creció 3.1%. Por actividad económica, las actividades primarias

presentaron un avance de 2.8%, mientras que las secundarias lo hicieron en 3.3%, luego de haber presentado un avance de 5.4% en 2021. Por su parte las actividades terciarias crecieron 2.8%.

CUADRO 3.2 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS 2021-2022

INDICADOR ECONÓMICO	2021	2022	VARIACIÓN %
	ANUAL	ANUAL	
PIB Total cifras reales (%) ^{1/}	4.7	3.1	
Primario	2.5	2.8	
Secundarias	5.4	3.3	
Terciarias	4.3	2.8	
Tipo de cambio (pesos / dólar) ^{2/}	20.3	20.1	-0.8%
Precio del crudo mexicano (dólares por barril) ^{2/}	64.7	89.5	38.4%
Tasa de interés de referencia (%) ^{2/}	5.5	10.5	
Inflación (%) ^{1/}	7.4	7.8	
Consumo privado (%) ^{1/}	8.3	6.5	
Balanza Comercial (millones de dólares) ^{1/}	-10,939	-26,421	
Exportaciones	494,765	578,193	16.9%
Importaciones	505,703	604,615	19.6%
Inversión Extranjera Directa (millones de dólares) ^{3/}	31,543	35,292	11.9%

^{1/} INEGI, Banco de Información Económica (BIE) - PIB y Cuentas Nacionales, Indicadores económicos de coyuntura. Fecha de consulta: 04-mayo-2023.

^{2/} BANXICO, Sistema de Información Económica (SIE). Fecha de consulta: 04-mayo-2023.

^{3/} Secretaría de Economía, Reportes Estadísticos de Inversión Extranjera Directa (IED). Fecha de consulta: 04-mayo-2023.

FUENTE: Elaboración propia.

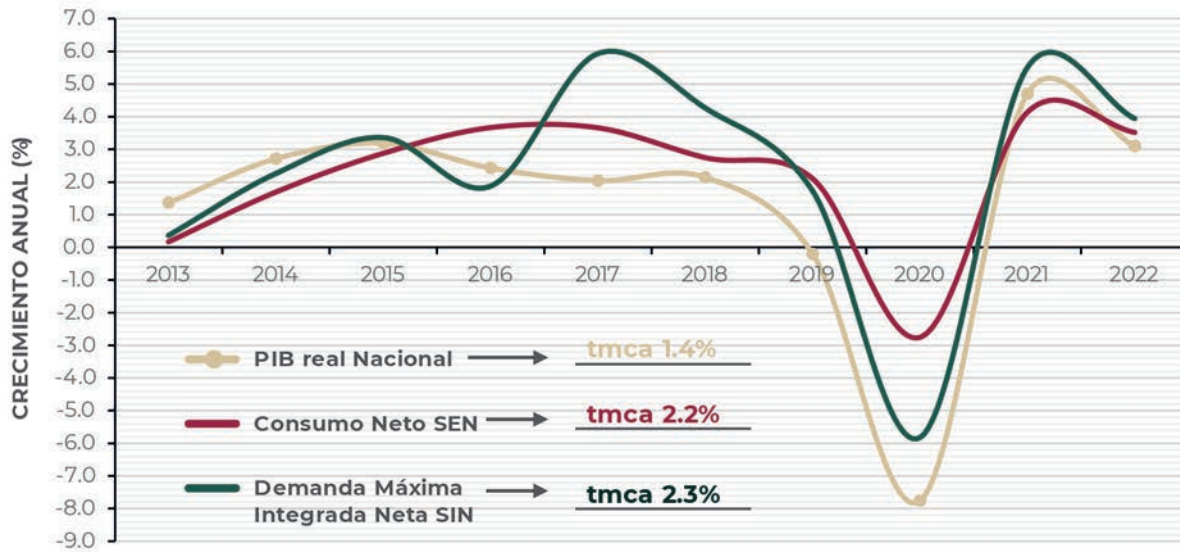
El PIB es considerado uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país⁸. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado con el PIB pues, la electricidad, es un insumo importante para llevar a cabo gran parte de las actividades productivas. Esto también se refleja en el caso de los hogares, pues las familias tienen acceso a mayor cantidad de satisfactores muchos de los cuales funcionan a base de electricidad.

El PIB en 2022 mostró un avance de 3.1%, respecto a 2021, que indica una recuperación tras la caída global en el crecimiento por la pandemia y un entorno de trances geopolíticos e inflación. Destaca el crecimiento del segundo semestre, donde la economía avanzó 4%.

La industria eléctrica en su consumo neto de 2022 registró un crecimiento de 3.4%, tasa inferior a la registrada en 2021 de 3.5%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, y la demanda máxima integrada neta. En la Figura 3.2 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

⁸ INEGI. Lo que indican los indicadores: cómo utilizar la información estadística para entender la realidad económica de México/. Jonathan Heath. México, 2012.

FIGURA 3.2 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, DEL CONSUMO NETO DEL SEN Y DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2013-2022



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

FIGURA 3.3 DEMANDA MÁXIMA POR ZONA (MW) EN LAS GCR, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2022



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

3.4 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO 2023-2037

En la Figura 3.4 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto y neto de energía eléctrica. Se inicia con el balance de energía de las GCR y Sistemas Interconectados—consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía eléctrica con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

Metodología de estimación de demanda y consumo de electricidad

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas Suministro Básico, Suministro Calificado más centros de carga con Autoabastecimiento Remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria.

Posteriormente se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población y usuarios de la Industria Eléctrica, precios de combustibles, Población Económicamente Activa, entre otros.

Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo bruto y neto nacional.

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

Finalmente, se obtiene la demanda máxima integrada anual del SIN—GCR CEN, ORI, OCC, NOR, NTE, NES y PEN— con base en el valor máximo en una hora específica del año con las demandas coincidentes integradas de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas integradas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.

FIGURA 3.4 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

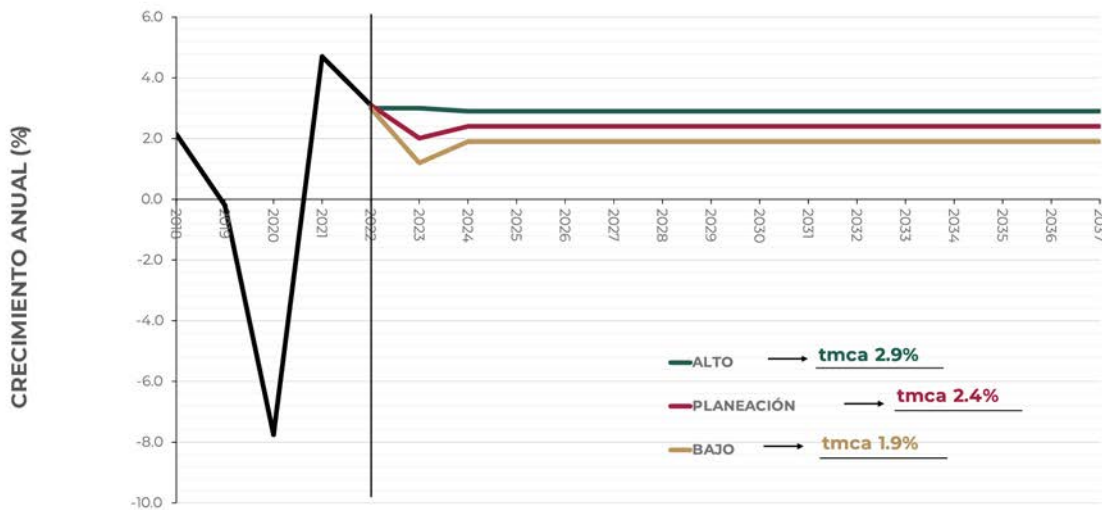
3.5 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2023-2037

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 3.5 con tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.4% en el escenario medio, el cual llamamos escenario de planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 2.9% y 1.9%, respectivamente. Dichas proyecciones

consideran la recuperación post pandemia, el factor inflacionario y geopolítico para los tres escenarios.

En el periodo 2023-2037, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.2%, mientras que el sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.3 y 2.4%, respectivamente. En la composición sectorial del PIB, se prevé que en 2037 el sector Agrícola represente el 3.4% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.9% y 66.7%, respectivamente.

FIGURA 3.5 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2023 – 2037



FUENTE: Elaboración propia.

Las expectativas de crecimiento del PIB presentan un comportamiento diferenciado entre el mediano y largo plazos, ya que, en este último, la incertidumbre es mayor. Por GCR y para el periodo 2023-2028, se espera que los SIBCS y SIMUL presenten la mayor tmca con 3.6%, mientras que, el menor crecimiento del PIB se estima ocurrirá en las GCR Norte y Peninsular con 2%. Tanto el SIN

como el SEN se proyecta que crecerán a un ritmo de 2.3% anual en el mismo periodo. Durante 2023-2037, los SIBCS y SIMUL se prevé que continúen presentando el mayor crecimiento promedio anual 3.3% y en contraste la GCR NTE se estima la menor tmca 2%. Para el SIN y el SEN se espera una tmca de 2.4% cada uno. Ver Figura 3.6.

FIGURA 3.6 PRONÓSTICO REGIONAL DEL PIB 2023 — 2028 Y 2023 — 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



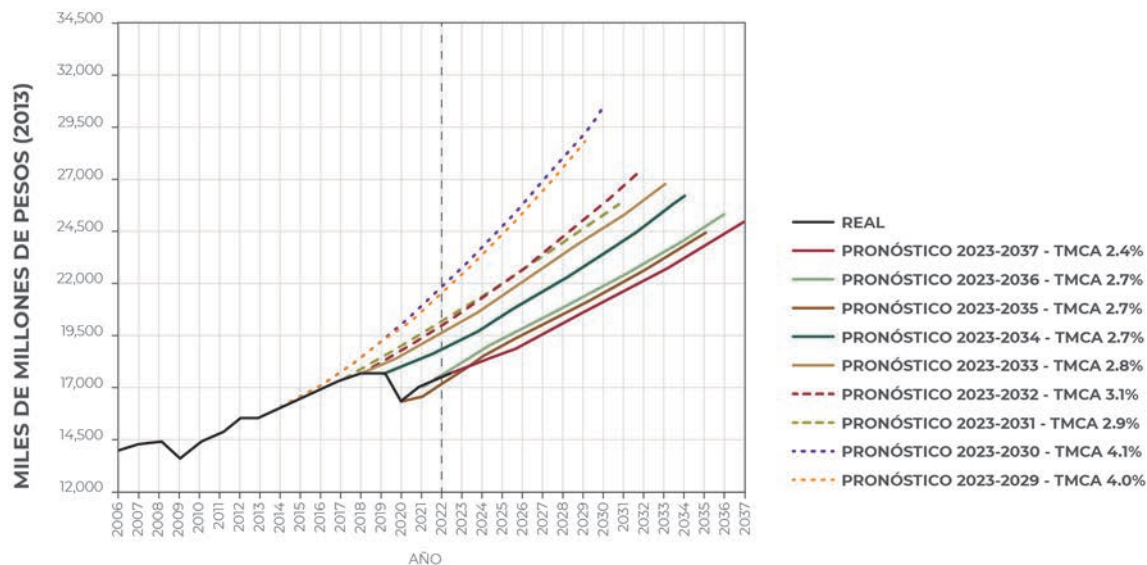
^{1/} tmca, año de referencia 2021.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 3.7 se realiza la comparación entre las diversas trayectorias pronosticadas para el escenario de planeación del PIB de 2015 a 2023, así como la evolución real que ha mostrado este indicador económico. Se observa que la evolución proyectada del PIB en 2015 y 2016 tenía una tendencia alta. Sin embargo, el crecimiento real presentado en los años 2017 y 2018 originó que las trayectorias previstas se fueran ajustando a las nuevas tendencias económicas. En el año 2019 se

observa una pequeña caída en el crecimiento del PIB que se acentúa en 2020 a causa de la pandemia por SARS-CoV-2 y el cierre de actividades no esenciales. Los escenarios pronosticados a partir de 2021 se adaptaron a la baja en consecuencia. A raíz de la recuperación económica observada en 2021 y crecimiento moderado en 2022, el escenario de planeación previsto en 2023 se ajusta para tratar de reflejar estas expectativas.

FIGURA 3.7 COMPARATIVO DE ESCENARIOS DEL PIB 2015 A 2023, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaboración propia.

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

El pronóstico de la población para 2023-2037 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 13 millones. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.1%.

3.6 CONSUMO NETO 2023-2037

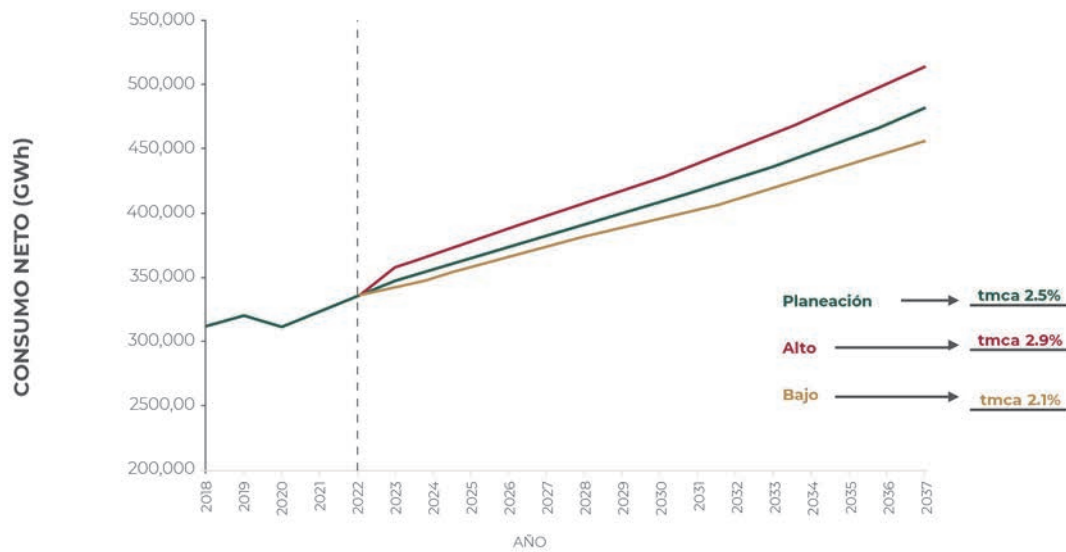
En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios

macroeconómicos 2023-2037, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en el SEN, el ahorro y uso eficiente de la electricidad, electromovilidad y la GD.

El consumo neto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Centros de Carga con Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios de los transportistas y distribuidores. El consumo neto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año.

En la Figura 3.8 se muestra la evolución para los próximos 15 años del consumo neto 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 2.9% y el escenario Bajo 2.1%. En el mismo sentido, en el Cuadro 3.3 se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada uno de los Sistemas y GCR en el periodo de estudio.

FIGURA 3.8 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN 2023-2037, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

CUADRO 3.3 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO POR GCR 2023-2037, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	2.9	2.5	2.1
SIN	2.9	2.4	2.1
Central	2.3	1.9	1.5
Oriental	2.6	2.1	1.9
Occidental	2.9	2.6	2.3
Noroeste	2.8	2.4	2.0
Norte	2.6	2.2	1.9
Noreste	3.4	2.7	2.2
Peninsular	4.1	3.6	3.5
Baja California	3.4	3.0	2.8
Baja California Sur	3.9	3.5	3.4
Mulegé	2.5	2.4	2.3

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 3.4 se presentan los pronósticos de consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio.

CUADRO 3.4 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWh)

AÑO / GWh	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN
2023	59,871	55,602	74,247	27,143	31,682	63,004	15,397	17,172	3,203	163	326,946	347,485
2024	61,048	57,194	76,417	27,796	32,405	64,710	16,040	17,771	3,352	168	335,609	356,900
2025	62,196	58,556	78,271	28,546	33,212	66,421	16,684	18,288	3,470	171	343,885	365,814
2026	63,438	59,835	80,180	29,183	33,842	68,459	17,160	18,806	3,577	175	352,098	374,655
2027	64,611	61,137	82,049	29,758	34,442	70,252	17,702	19,353	3,681	178	359,951	383,163
2028	65,801	62,444	84,037	30,365	35,057	71,844	18,254	19,873	3,793	181	367,801	391,648
2029	66,964	63,654	86,071	30,992	35,692	73,444	18,855	20,413	3,908	185	375,673	400,178
2030	68,117	64,671	88,243	31,624	36,348	75,188	19,472	20,943	4,028	188	383,662	408,822
2031	69,265	65,695	90,389	32,259	36,972	77,048	20,130	21,518	4,150	191	391,759	417,618
2032	70,453	66,849	92,765	33,011	37,634	78,901	20,808	22,094	4,277	194	400,420	426,986
2033	71,608	68,174	95,116	33,751	38,338	80,980	21,489	22,700	4,408	198	409,456	436,761
2034	72,849	69,362	97,805	34,499	39,104	83,145	22,208	23,346	4,543	202	418,973	447,063
2035	74,133	70,597	100,482	35,273	39,813	85,393	23,004	24,015	4,687	205	428,696	457,603
2036	75,410	71,890	103,354	36,097	40,629	87,760	23,809	24,703	4,833	208	438,948	468,693
2037	76,662	73,283	106,261	36,936	41,446	90,135	24,638	25,429	4,985	212	449,361	479,987

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



Dentro del proceso de planeación se realiza la estimación del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.6% y 3.5% respectivamente,

mientras que, las GCR con menor incremento serán CEN y ORI con una tmca cada una de 1.9% y 2.1%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2023-2028) se pronostica que el SIBCS crecerá 4.2% y la GCR CEN con 2.1% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor incremento, como se muestra en la Figura 3.9.

FIGURA 3.9 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2023-2028 Y 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2022.

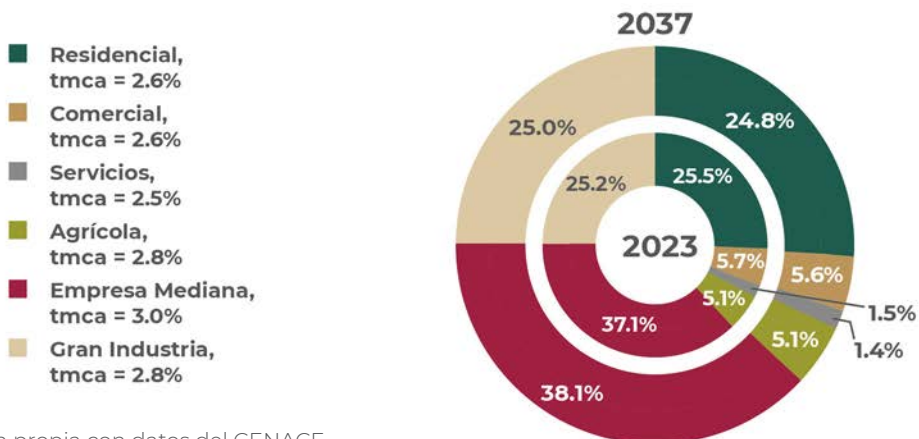
FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.7 CONSUMO FINAL (GWh) 2023-2037

Se estima para este periodo de estudio un crecimiento de 2.8% en el consumo final, este valor es superior al 2.4% y 2.5% que se estimó para el PIB y el consumo neto respectivamente. Los sectores que suponen un mayor incremento son la Empresa Mediana, Gran Industria y Agrícola con 3.0%, 2.8%

y 2.8%, seguidos del Residencial y Comercial con 2.6% y por último el sector Servicios con 2.5%. Para 2037, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.1% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, la Gran Industria con 25.0%, seguido del Residencial con 24.8% y el resto 12.1% — Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 3.10.

FIGURA 3.10 CONSUMO FINAL DEL SEN 2023 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.8 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2023-2037

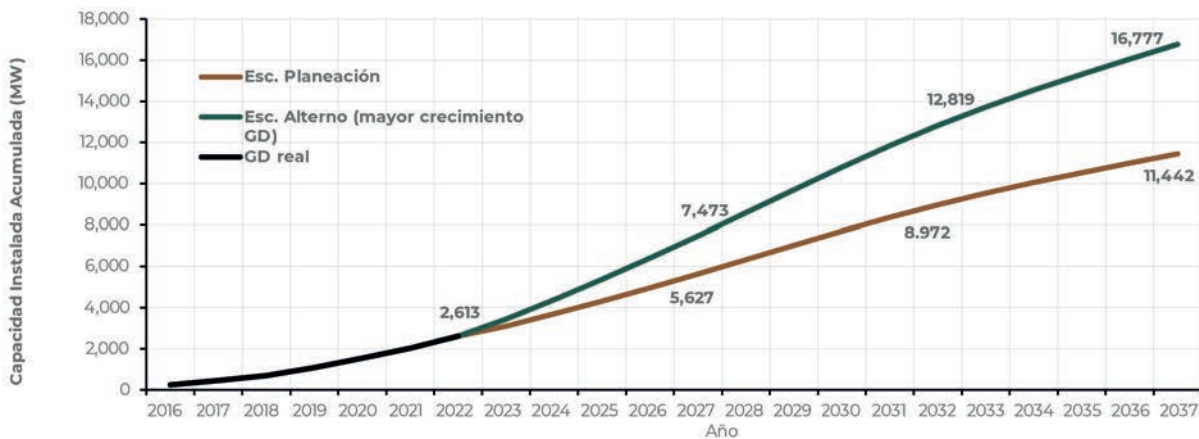
En esta sección se presentan dos escenarios de crecimiento en la capacidad instalada de GD-FV para los próximos 15 años. El primer escenario es el de planeación y el segundo es un caso acelerado asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida.

3.8.1 CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2023-2037

En la Figura 3.11 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que una capacidad instalada de 2,613 MW registrada en 2022, para el 2037 se ubicará en 11,442 MW para el escenario de planeación y 16,777 MW para el escenario alterno (alto) del SEN.

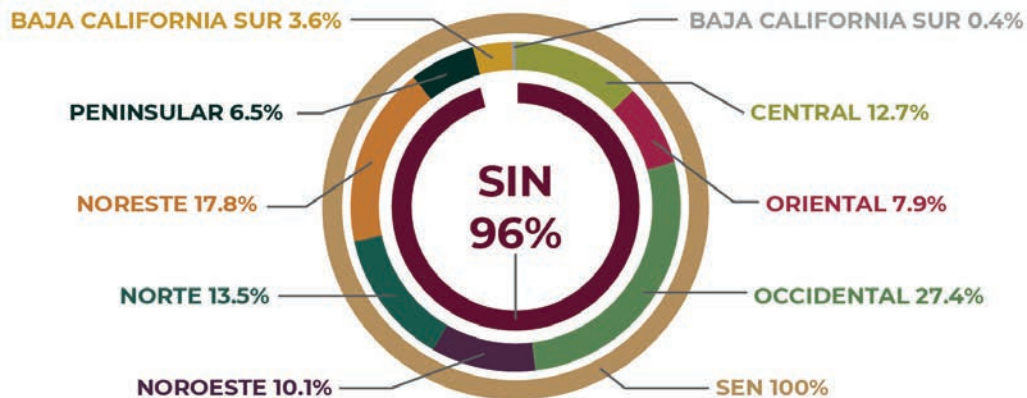
En la Figura 3.12 se observa que las GCR con mayor participación son: OCC, NOR y NTE con 27.4%, 17.8% y 13.5% respectivamente. Los Sistemas con menor participación son: SIBC con 3.6% y SIBCS con 0.4%.

FIGURA 3.11 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2016-2037 (MW)



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 3.12 DISTRIBUCIÓN DE CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA ACUMULADA POR GCR 2037 (%), ESCENARIO DE PLANEACIÓN

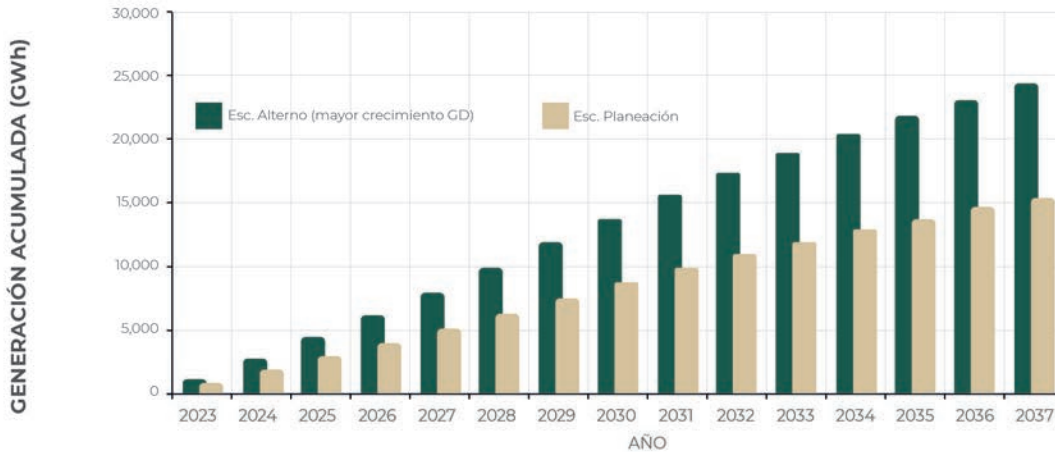


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 3.13 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) en el SEN del 2023-2037 en los dos escenarios antes descritos. Se observa que para el escenario de planeación se alcanzará un valor de 15,054 GWh

en 2037 mientras que para el escenario con mayor crecimiento de GD-FV para ese mismo año se ubicará con una generación de energía eléctrica 60% mayor al escenario de planeación.

FIGURA 3.13 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA DE GD-FV EN EL SEN 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.9 DEMANDA MÁXIMA 2023-2037

Históricamente la demanda máxima coincidente integrada del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de

junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas. En el Cuadro 3.5 se enuncian los crecimientos estimados para los Sistemas Interconectados y las GCR en los tres escenarios probables.

CUADRO 3.5 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR GCR 2023-2037, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN ^{1/}	2.9	2.5	2.1
SIN	2.9	2.4	2.1
Central	2.3	1.9	1.6
Oriental	2.8	2.3	2.0
Occidental	3.1	2.7	2.5
Noroeste	3.0	2.7	2.2
Norte	2.5	2.2	1.9
Noreste	3.5	2.8	2.3
Peninsular	4.4	4.0	3.9
Baja California	3.1	2.8	2.5
Baja California Sur	3.7	3.3	3.2
Mulegé	2.7	2.6	2.4

^{1/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



En la Figura 3.14 se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2023, 2027, 2032 y 2037. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte un cambio de comportamiento en donde en el horario nocturno alcanzan valores cercanos a la demanda máxima, esto es debido al efecto conjunto de la GD-FV, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de energía eléctrica a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2023 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 3,100 MW, mientras que en 2027 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 5,627 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en una capacidad de 11,442 MW instalados.

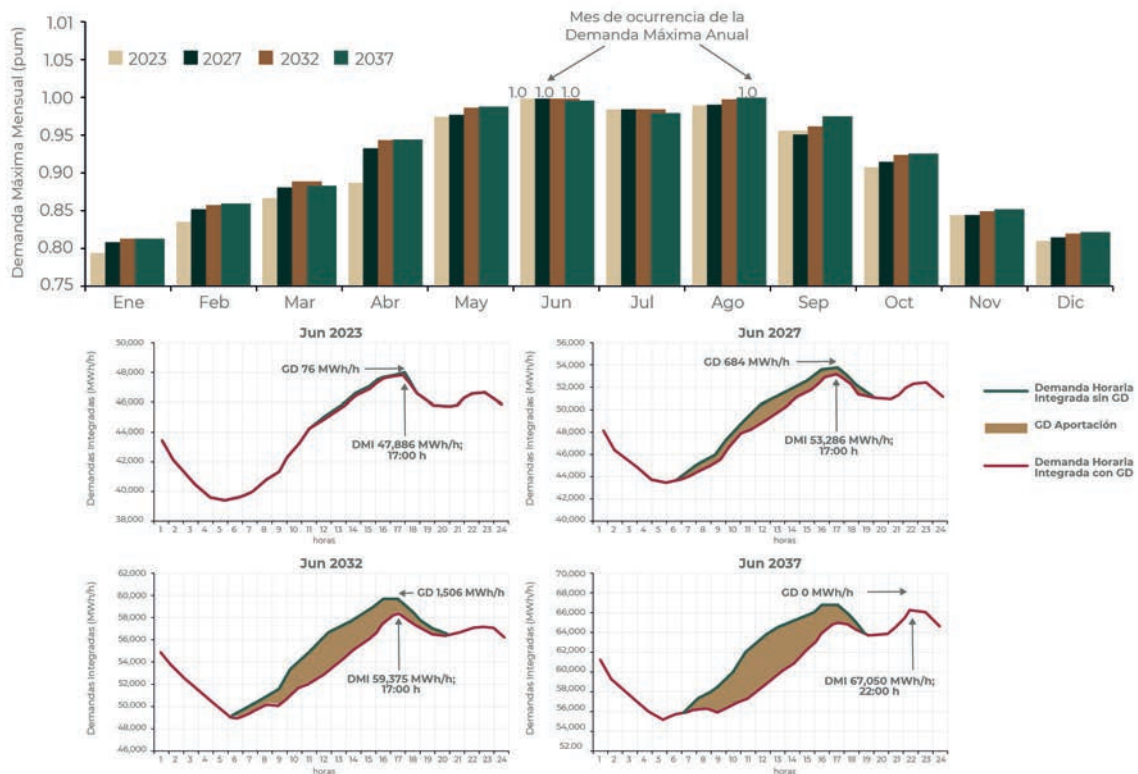
La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN en los años de estudio, se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2023

se esperan 167 MWh/h (13:00 h), mientras que para el 2027 y 2032 se tiene estimada una participación de 1,509 MWh/h (13:00 h) y 3,373 MWh/h (13:00 h) respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una aportación de demanda máxima integrada de GD-FV del orden de 5,220 MWh/h (13:00 h).

Con relación al día y a la hora que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN en la Figura 3.14 se puede apreciar la aportación de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la capacidad instalada histórica al 2022 que sería alrededor de 1,000 MWh/h.

La hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN de 2023-2032 se presentará a las 17:00 horas y conforme avanza los años para 2033-2037 la máxima se desplaza a las 22:00 horas, lo anterior por la influencia de la GD-FV, lo que significa que las demandas máximas nocturnas al final del horizonte de planeación son muy similares en magnitud a la máxima de las 17:00 horas.

FIGURA 3.14 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2023, 2027, 2032 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

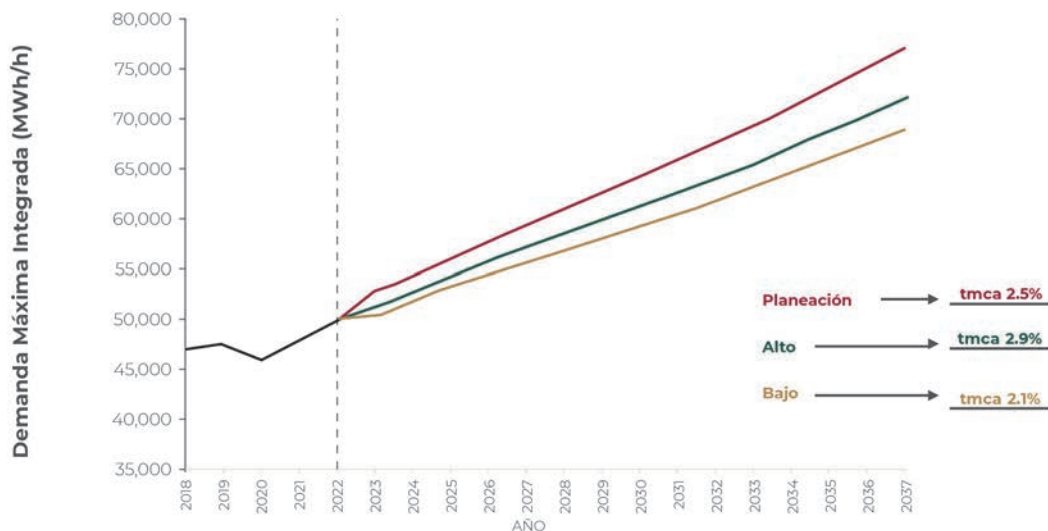


Nota: El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2023, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.
FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 2.5% para el horizonte de Planeación, 2.9%

para el escenario Alto y 2.1% para el escenario Bajo. En la Figura 3.15 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.

FIGURA 3.15 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN^{1/} 2023 – 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (Mwh/h)



^{1/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 3.16 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para cada GCR y SIN para dos horizontes: 2023-2028 y 2023-2037. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para

la GCR PEN y SIBCS con una tmca de 4% y 3.3%, y con menor crecimiento la GCR CEN con 1.9%. Para el mediano plazo 2023-2028 las GCR PEN, el SIMUL, crecerán más de 4%, mientras la GCR CEN crecerá al 2.3%.

FIGURA 3.16 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2023-2028 Y 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.





Central fotovoltaica, Santa Rosalía, Baja California Sur.
Comisión Federal de Electricidad.

4

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



Torre de transmisión, Alto Lucero, Veracruz. Central geotérmica, Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

En cumplimiento con el artículo 13 de la LIE, la Secretaría desarrolla el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporan en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

Dado que el PRODESEN debe cumplir con el objetivo de ley de plasmar en un documento el análisis y planificación de las obras necesarias para contar con suficiente energía, equipos y redes para satisfacer la demanda de cada usuario final de electricidad en el país, el presente capítulo presenta los elementos relevantes del PIIRCE respecto de la instalación y el retiro de Centrales Eléctricas con base en proyecciones estadísticas y planteando escenarios.

Atendiendo a lo establecido en el artículo 5 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica para la elaboración de este documento se consideraron:

- Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la industria eléctrica.
- La coordinación del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.
- El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- La coordinación con la planeación del programa de expansión de la Red Nacional de Gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias.
- El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del RLIE, “Los Programas Indicativos para la Instalación y Retiros de Centrales Eléctricas no serán requisito

para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dichos programas.”, por lo que queda de manifiesto el carácter meramente indicativo de dicho programa, que en consecuencia no implica requisitos y garantías.

Para la definición de este programa, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los proyectos de generación de los diferentes participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo; así mismo, considerando lo establecido en el PND 2019-2024 en el rubro de Economía, se consideraron los proyectos estratégicos de generación de energía eléctrica que tienen por objeto la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad.

En la LOAPF, en su artículo 33, se establece que a la Secretaría de Energía le corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual puede establecer, coordinar, realizar y promover programas y proyectos como los que nos ocupan, incluyendo la planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales del sector energético nacional, e igualmente establecer mecanismos de coordinación con el CENACE.

También es importante recalcar que, con base en lo dispuesto por la LIE en sus artículos 1, 2 y 3, la planeación energética debe atender los criterios de la soberanía y la seguridad energéticas y el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado.



Evolución de la capacidad instalada esperada al 2037

La capacidad instalada esperada al 2037 es de 157,098 MW, cifra que es el resultado de la suma de la capacidad instalada en operación en 2022 más

la suma de todas las adiciones netas de capacidad para el periodo 2023-2037. Las adiciones netas de capacidad son las adiciones de capacidad menos los retiros, sustituciones y conversiones de capacidad dentro del periodo analizado, como se ve en el Cuadro 4.1.

CUADRO 4.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2037 (MW)

CAPACIDAD	CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN 2022	ADICIONES NETAS DE CAPACIDAD INSTALADA*			CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2037
		2023-2026	2027-2037	2023-2037	
1. Interconectada*** (+)	89,890	20,425	39,658	60,083	149,973
2. Generación Distribuida (+)	2,613	2,349	6,480	8,829	11,442
3. Retiros, sustituciones y conversiones (-)	0	2,526	1,791	4,317	4,317
4. Capacidad instalada neta** (1+2-3)	92,503				157,098
Adiciones Netas*		20,248	44,347	64,595	

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

* 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.

** La Capacidad Instalada Neta equivale a la capacidad interconectada más la capacidad de la generación distribuida menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.

*** Incluye centrales en fase de pruebas.

4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El PND 2019-2024 establece que “la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes”, ya que el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales, tales como salud, vivienda y educación, condiciones que en su conjunto ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y a elevar la calidad de vida de sus habitantes.

La propuesta de instalación de GD en México considera las entidades federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes⁹ (comunidades rurales), con altos porcentajes de población en situación de pobreza¹⁰ y con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y que

⁹ www.cuentame.inegi.org.mx.

¹⁰ www.coneval.org.mx

cuentan con 1.0% o menos del total de paneles solares instalados.¹¹

La integración de Generación Distribuida, principalmente de los sistemas de Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV), en los Sistemas Eléctricos de Potencia debe tenerse en cuenta en la conformación de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para la elaboración de pronósticos de demanda y consumo, así como la interoperabilidad entre la RNT y las RGD en los programas informáticos especializados para tal tarea.

Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida Fotovoltaica

La evolución anual de la capacidad de integración de la GD-FV ha tenido un crecimiento exponencial, influyendo directamente en la elaboración de las proyecciones del PIIRCE, ya que su incorporación año tras año modifica las series de tiempo (información estadística) de la demanda y consumo estimado por región y Sistema Interconectado.

¹¹ Ibidem.

En el capítulo anterior se presentó la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, donde se observa para el escenario de planeación que para 2027 se estima un valor de 5,627 MW, lo que representa un crecimiento del 181.5% respecto del cierre de 2022, así como un crecimiento promedio anual de 632 MW. En caso de tener mayor dinamismo (escenario alternativo), se estima que para 2027 se tenga una capacidad instalada de 7,473 MW y un crecimiento promedio anual de 1,093 MW de GD-FV. Para la elaboración del PIIRCE 2023-2037 se considera el escenario de planeación.

Las disposiciones correspondientes a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología, ya que 9.1 TWh de diferencia entre un crecimiento de planeación y uno alternativo con mayor velocidad en la implementación de GD-FV en 2037, conllevaría a una significativa disminución en el consumo de energía eléctrica generada por otros medios y a un consiguiente impacto en la planeación de la expansión y modernización de la RNT y las RGD.

Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV y de otras tecnologías de GD, la planeación y el control del SEN deberá modificarse en concordancia con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

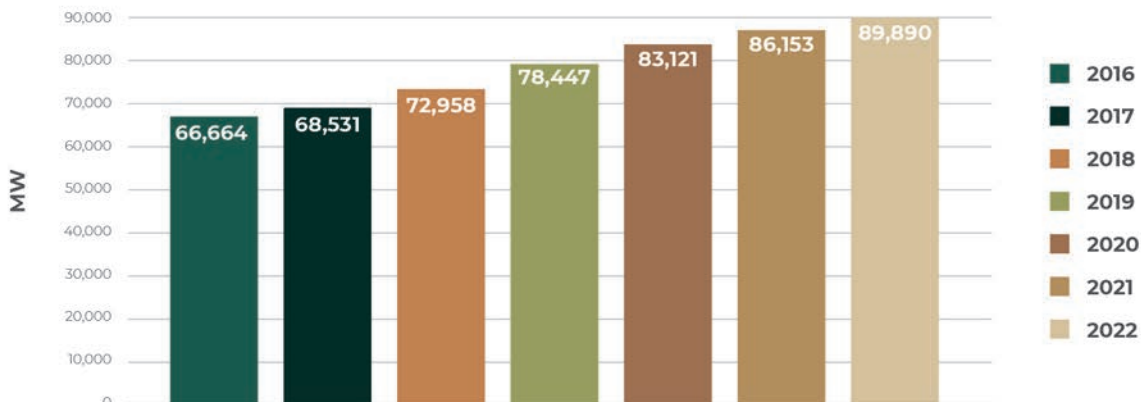
El modelo de planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, redes eléctricas inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión.

En el escenario de planeación al 2037, se tiene una estimación en el consumo neto en el SEN de 479,987 GWh y una producción de energía eléctrica con GD de 15,054 GWh en el SEN, lo que representa una disminución del 3.1% en el consumo neto, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas técnicas por la no necesidad de transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD. En caso de presentarse el escenario alternativo de mayor integración de la GD-FV, para el 2037 el consumo neto en el SEN disminuirá en 24,063 GWh, lo que representaría una disminución del 5%, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas por no transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD.

4.2 PROGRAMA INDICATIVO DE INCORPORACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Entre 2018 y 2022, la capacidad de generación eléctrica instalada en México aumentó 19.4%, periodo en el que el consumo neto se incrementó en 7%, por lo que la capacidad instalada ha aumentado a un ritmo bastante superior al crecimiento del consumo, lo que habla de una planeación que ha sabido anticiparse al futuro. En la Figura 4.1 puede observarse la evolución de la capacidad instalada en operación comercial de 2016 a 2022 en el SEN.

FIGURA 4.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2016–2022



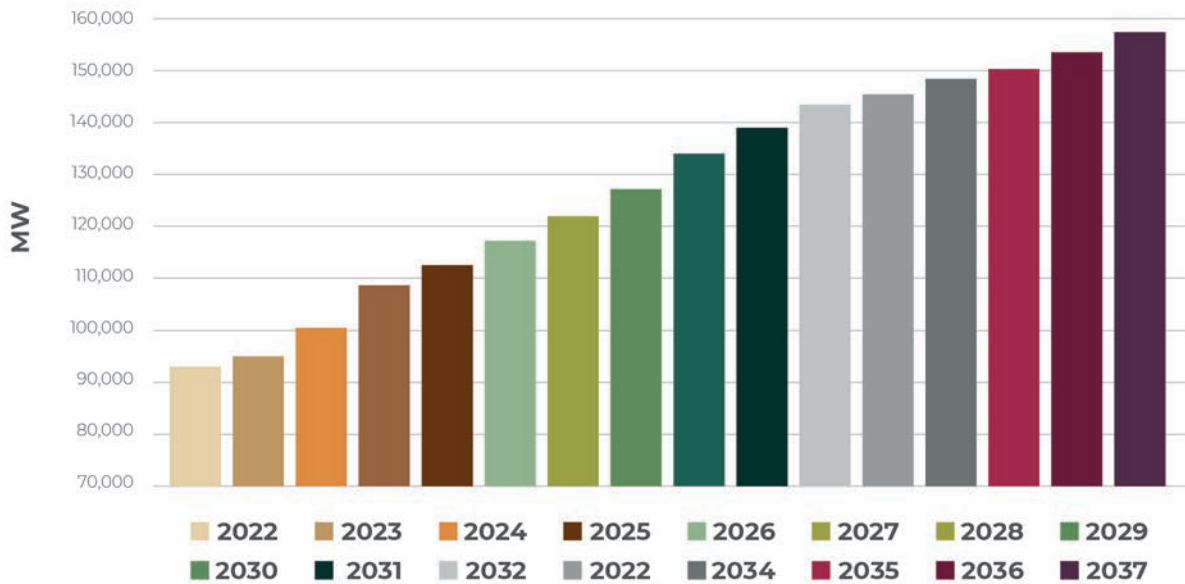
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.1 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023-2037

Esta sección describe la evolución estimada acumulada de la capacidad instalada del SEN del

2023 al 2037, tanto total como por tecnología. La Figura 4.2 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD) en el SEN, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2022 – 2037.

FIGURA 4.2 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023–2037 (MW)



No incluye abasto aislado, ni autoconsumo local.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

El PIIRCE, elaborado por la SENER, tomó como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con las metas de cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI, considerando 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.

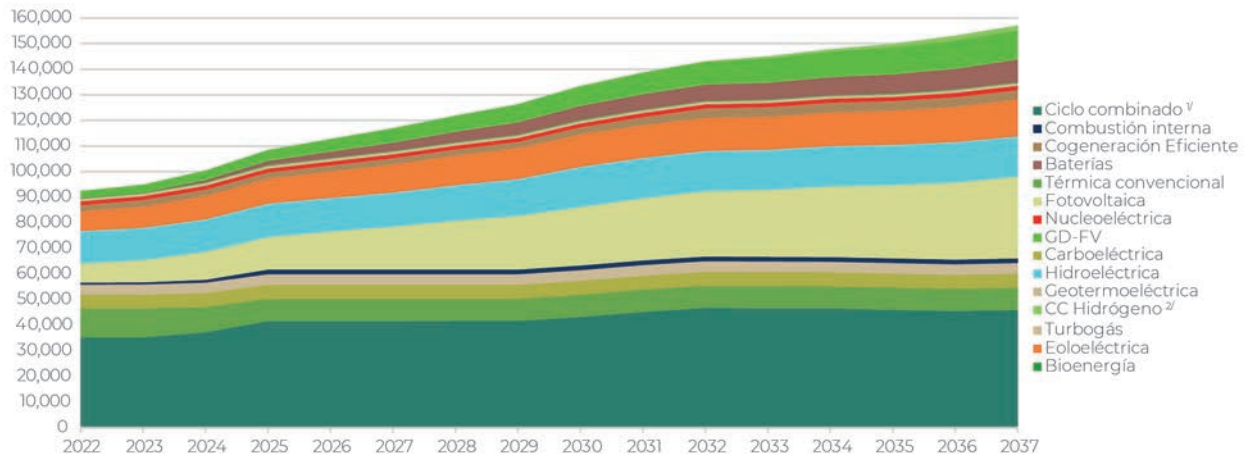
La Figura 4.3 muestra la capacidad instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2022, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2023-2037.

Es importante destacar que en 2022 el 36.9% de su capacidad total (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y,

para el año 2037, esta participación se incrementará a 54.6% de la capacidad total, incluyendo baterías, la capacidad correspondiente al hidrógeno verde CCC y la capacidad de GD-FV.

Para el periodo 2023-2026, sólo se consideran los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024. A partir de 2027 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazo (de la simulación generada por programas estadísticos), 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 LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazo.

FIGURA 4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA POR TECNOLOGÍA, 2023-2037 (MW)



^{1/} Considera la proporción de 70% de gas natural de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno y las conversiones de 12 proyectos CC 100% gas natural a: 70% de gas natural y 30% de hidrógeno.

^{2/} Considera Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno en una proporción de 30%.

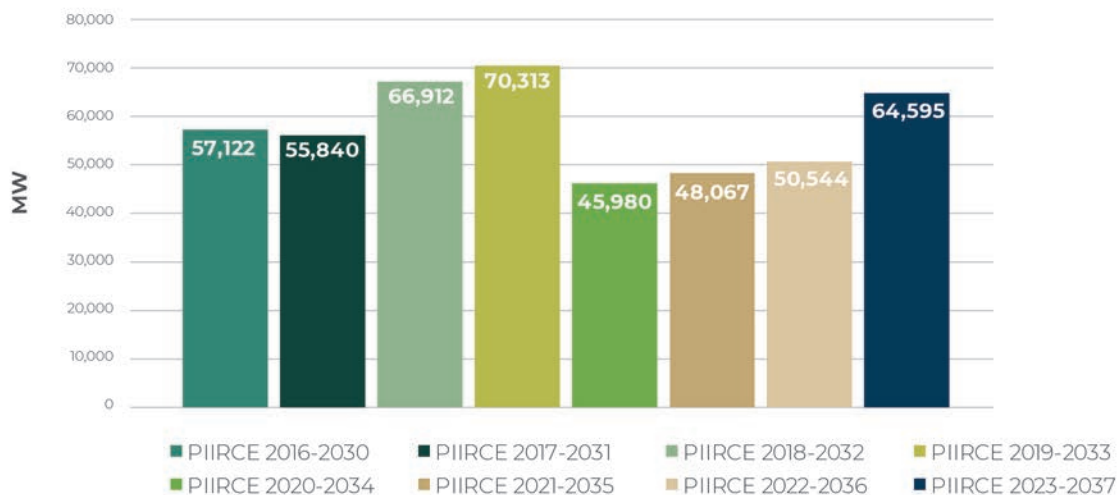
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.2. ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2023-2037

El PIIRCE 2023-2037 estima una adición neta de capacidad de generación de 64,595 MW. En la

Figura 4.4, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas en los distintos ejercicios del PIIRCE para los periodos 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036 y 2023-2037.

FIGURA 4.4 ADICIÓN DE CAPACIDAD ESTIMADA (MW) EN LOS EJERCICIOS DEL PIIRCE 2016-2030, 2017- 2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036 y 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

En la Figura 4.4 se observan variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIIRCE, esto se debe 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 CCC, integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento y otras tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico.

Si bien se menciona a nivel mundial la producción de energía eléctrica con hidrógeno verde, es necesario su incorporación en 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). La propuesta inicial para transportar el hidrógeno verde es en forma de gas, para lo cual se espera adaptar parte de la infraestructura de gas natural, ya que construir gasoductos adicionales conlleva altos costos de capital aunado a la parte ambiental. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán podrían ser utilizados, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar se presenta en Baja California Sur, donde tiene grandes 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 del PIIRCE la conversión de 1,024 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 70% gas natural y 30% hidrógeno entre 2033 y 2036.

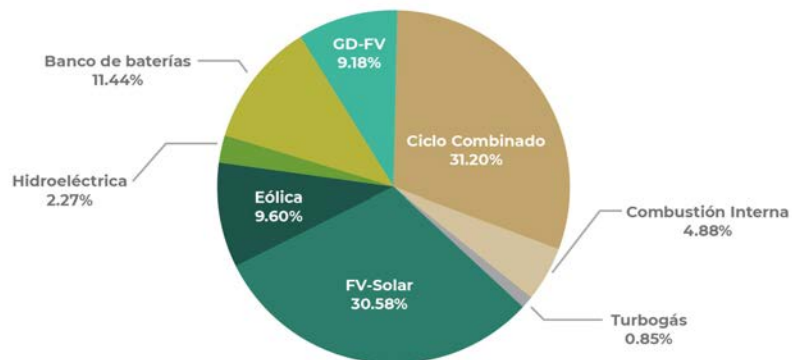
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la Confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO actualmente sin baterías y además reducir congestiones y sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión. Con el cambio que se está gestionando y desarrollando en la tecnología de los inversores (pasar de Grid- Following a Grid-Forming) la operación de sistemas de almacenamiento con baterías garantizará la Confiabilidad con una mayor integración de Centrales Eléctricas asíncronas en los SEP, por lo que se considera una adición de 8,756 MW entre 2023 y 2037.

En el PIIRCE también se consideran 150 MW de adición de capacidad nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea asequible para su integración al SEN.

4.2.2.1 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2023-2026

El PIIRCE 2023-2037 estima que entre 2023 y 2026 tenga lugar una incorporación de capacidad interconectada a instalar de 20,425 MW en el SEN; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD, se estiman 22,774 MW (escenario planeación). Si además se descuenta de la cantidad anterior la capacidad retirada, convertida y sustituida, la capacidad adicionada neta alcanzará los 20,248 MW. La gráfica de la Figura 4.5 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología entre 2023 y 2026, considerando la integración de la GD, se estima una integración del 63.1% de Energías Limpias.

FIGURA 4.5 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2023-2026



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

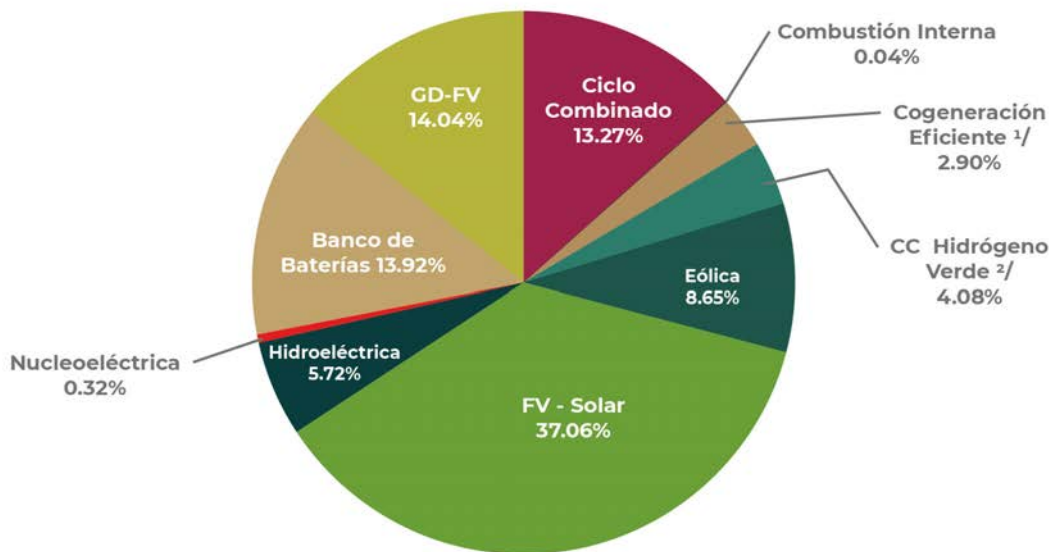
4.2.2.2 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2027-2037

Del periodo 2027 a 2037 el PIIRCE estima una adición de capacidad interconectada a instalar de 39,658 MW; si le agregamos los 6,480 MW esperados de adición de GD para dicho periodo, la capacidad instalada adicional asciende a 46,138 MW; y si le descontamos capacidad estimada a retirar, sustituir y convertir durante dicho periodo, la capacidad instalada neta adicional alcanza los 44,347 MW.

La Figura 4.6 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo

de tecnología del periodo 2027 a 2037, donde el 89% corresponde a Energías Limpias. En este ejercicio del PIIRCE 2023-2037 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (5,672 MW de 2027-2037) 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 4.6 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE 2027 A 2037



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

^{1/} Ciclo Combinado con un sistema de cogeneración eficiente.

^{2/} Considera la proporción de 30% de hidrogeno de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrogeno.

Se proyecta que los ciclos combinados de gas natural (CCC) vayan disminuyendo progresivamente el uso de gas natural -que actualmente es de 100%- y vayan aumentando el uso de hidrógeno hasta alcanzar en el año 2036 una mezcla de 70% gas natural y 30% hidrógeno, con lo que estaremos abonando a acelerar la transición energética.

Los CCC que no se consideran con hidrógeno, se ubican en regiones con recurso de gas natural, necesarias para el desarrollo económico nacional, pero donde el recurso de hidrógeno no es accesible, por lo que, se ubican en estas regiones atendiendo el artículo 5, fracción IV y V, del Reglamento de la LIE.

En el periodo de 2027-2037 las adiciones de tecnologías fósiles con gas natural se reducen, incluyendo la Cogeneración Eficiente, sin considerar los CCC de mezcla gas natural e hidrógeno verde, con lo que continuaremos acelerando la transición energética.

4.2.2.3 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS

De 2023 a 2026 se espera adicionar un total de 8,858 MW de capacidad neta de generación por medio de los Proyectos Estratégicos, lo cual puede observarse en la Figura 4.7. La SENER determinó como Proyectos Estratégicos de infraestructura en

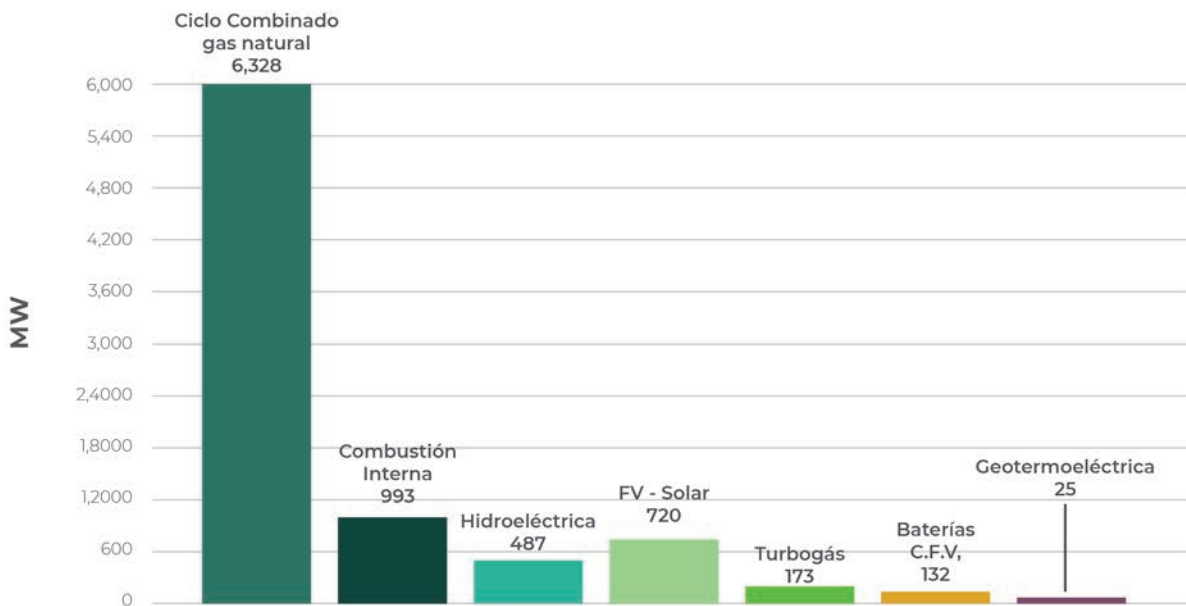
el PIIRCE a un grupo de Centrales Eléctricas que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN y fortalecer a las empresas productivas del Estado del sector energético, como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, así como en el artículo 11, fracción XII, de la LIE.

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 PIIRCE como proyectos estratégicos y prioritarios basado 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 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, que fueron concebidas en su diseño 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.

FIGURA 4.7 ADICIONES DE CAPACIDAD NETA DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA 2023-2026 (MW)



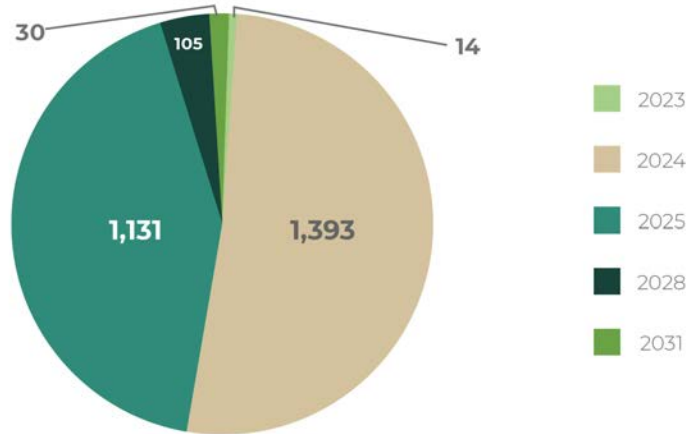
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.3 CAPACIDAD DE SUSTITUCIÓN POR MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2023-2037

La Figura 4.8 presenta la capacidad instalada a modernizar con la estrategia para fortalecer la

política energética nacional de 2023 a 2037, donde 2,659 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica térmicas y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.

FIGURA 4.8 CAPACIDAD EN MW DE SUSTITUCIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS



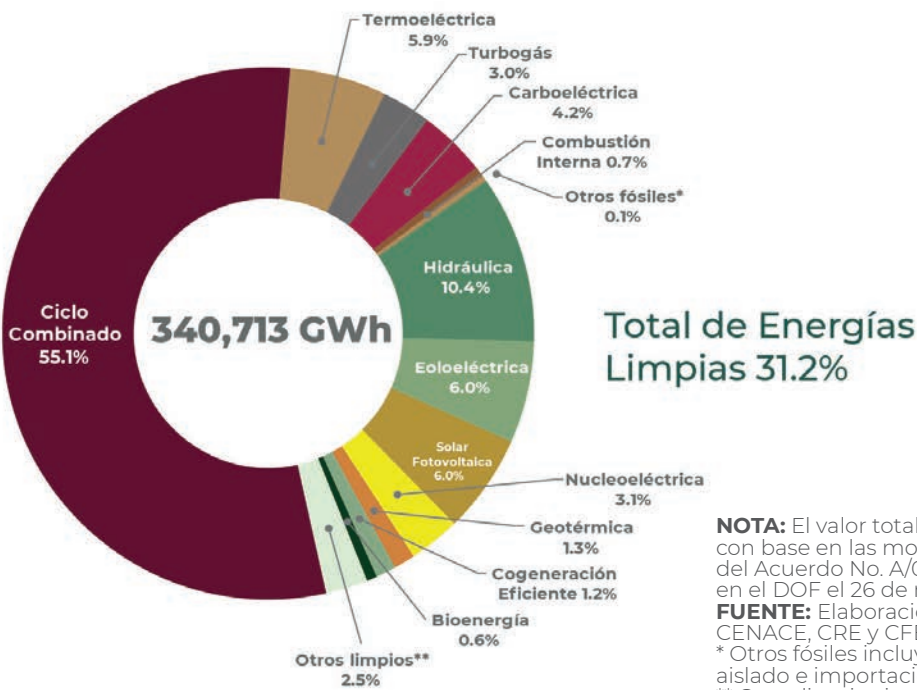
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.4 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En 2022 el SEN registró una generación total de energía eléctrica equivalente a 340,713 GWh, de lo cual 31.2% correspondió a Energías Limpias, y el 68.8% restante correspondió a energías fósiles,

con lo cual el Gobierno de México sigue dando cumplimiento a los compromisos internacionales en materia de energías limpias (Acuerdo de París), así como a las metas de generación limpia establecidas en la Ley de Transición Energética, ver Figuras 4.9 y 4.10.

FIGURA 4.9 GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA 2022



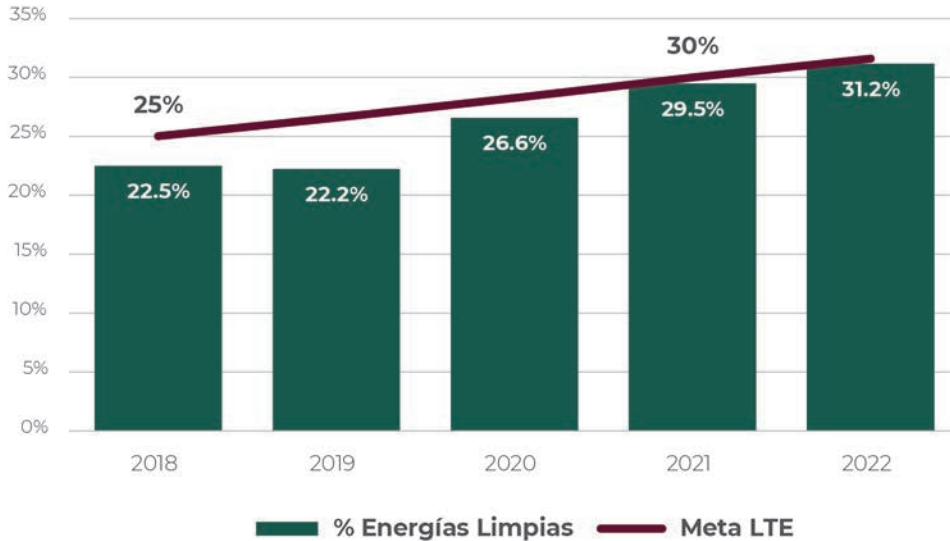
NOTA: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

* Otros fósiles incluye cogeneración de abasto aislado e importaciones.

** Otros limpios incluye Frenos Regenerativos, Energía libre de combustible fósil, Energía adicional por enfriamiento auxiliar y Baterías.

FIGURA 4.10 AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS DE MÉXICO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS LIMPIAS 2018-2022

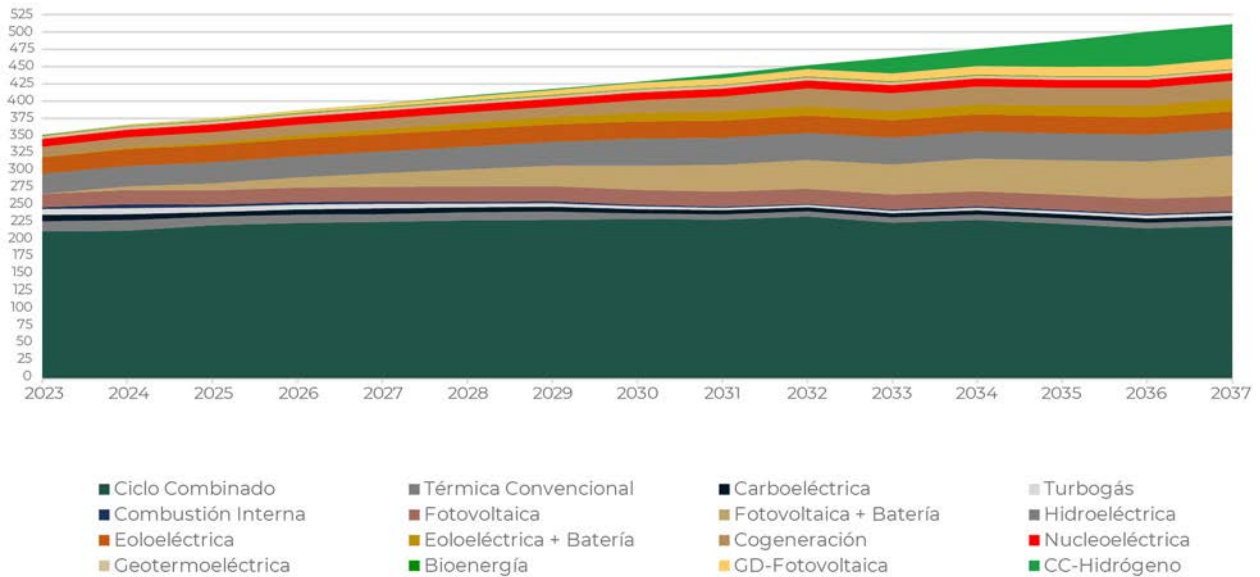


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CRE.

La Figura 4.11 presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2023 a 2037 en el SEN. En la gráfica se puede observar que a partir de 2030 la incorporación de hidrógeno verde en las CCC permitirá disminuir notablemente

el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas, 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 4.11 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD, PIIRCE 2023-2037 (TWh)



Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.

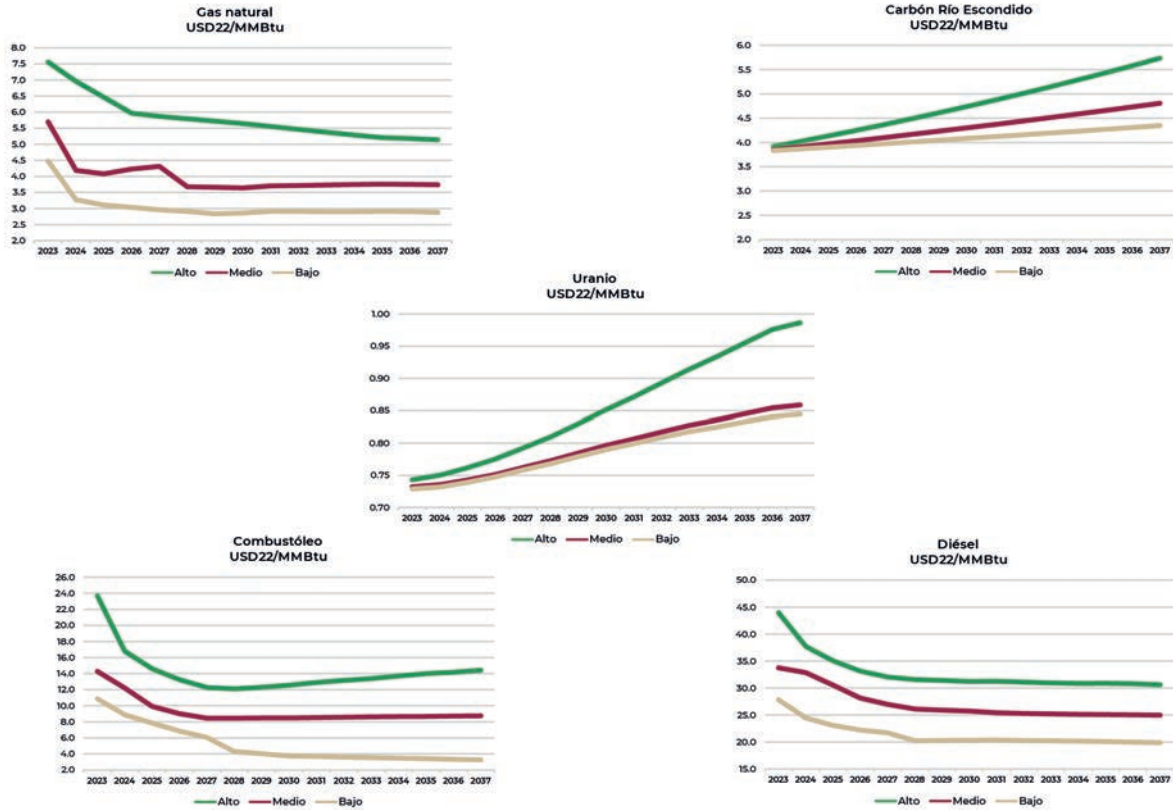
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para este ejercicio estadístico de planeación para el PIIRCE y las evaluaciones económicas de los

proyectos propuestos se utilizan las trayectorias estimadas de precios de combustible de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 4.12 presenta dichas trayectorias.

FIGURA 4.12 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

En el Cuadro 4.2 se presenta la comparativa de los precios de combustibles nivelados, con base a la información de los ejercicios realizados en 2019,

2020, 2021, 2022 y 2023, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN.

CUADRO 4.2 PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN \$/MMBTU

COMBUSTIBLES	2019-2033	2020-2034	2021-2035	2022-2036	2023-2037
Combustóleo	11.19	5.55	5.85	7.99	9.91
Diésel	27.49	20.82	21.11	22.11	28.14
Carbón	3.90	3.82	3.57	3.55	4.73
Gas Natural	5.03	2.95	3.18	3.16	4.13
Uranio	0.71	0.73	0.73	0.72	0.78

FUENTE: Elaboración propia con información de CFE.

La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PIIRCE y en las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT

elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.



4.4 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA

La Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RP-MR) 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 (GWh). Por su parte, el Margen de Reserva (MR) es un 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 en términos de margen de reserva dictado en la política de Confiabilidad, 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. La demanda máxima coincidente del SIN 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.

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

disponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

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

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

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos cinco años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en cada Sistema Interconectado se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas. La Figura 4.13 presenta el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN, mientras que la Figura 4.14 muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna.

FIGURA 4.13 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

FIGURA 4.14 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.



Subestación de transmisión. La Yesca, Nayarit.
Comisión Federal de Electricidad.



Central nucleoelectrica, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

5

*Programa de Ampliación y
Modernización de la Red Nacional
de Transmisión y las Redes
Generales de Distribución
que correspondan al Mercado
Eléctrico Mayorista*



Torre de transmisión, Manzanillo, Colima. Subestación eléctrica, Tuxpan, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

5.1 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

Los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista se llevarán a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25 y 27:

“Tratándose de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica”; “Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”;

Y el Transitorio 8o. del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la CPEUM, en materia de energía:

“Octavo. Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquellas”.

Adicionalmente, el artículo 14 de la LIE establece que:

“La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

Los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los Transportistas y Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas.”

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

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

Las propuestas de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM procuran cumplir con los criterios establecidos en la LIE y la LTE, y cuyos objetivos son los siguientes:

- i) Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
- ii) Preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.
- iii) Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
- iv) Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando

la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.

v) Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule (I^2R).

vi) Incorporar tecnologías de REI.

5.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

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

Después, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad para el corto y mediano plazo, los cuales deberán contener:

- i) El modelo de la Red Eléctrica completa del SEN (RNT, RGD del MEM y Centrales Eléctricas), incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento;
- ii) Los proyectos de Centrales Eléctricas definidos en el PIIRCE;
- iii) Los proyectos de la RNT y las RGD del MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y el Distribuidor;
- iv) El pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y;
- v) La estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación sistemática cada año o para algún periodo en particular, por ejemplo: el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de

turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de moléculas del gas natural y unidades de Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con Energía Limpia variable e intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos base, al corto y mediano plazo, se realizan estudios de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el SEN y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y de los criterios indicados en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

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

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



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

- i) Modelo simplificado del SEN en 95 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR en donde los beneficios del proyecto permiten aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación coordinada de una manera técnica y económicamente viable el uso de las diferentes tecnologías para la producción de energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes.
- ii) Modelo de Corriente Directa completo del SEN de cada GCR en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la Red Eléctrica puede ser relevante para el sistema.
- iii) Modelo completo de Red Eléctrica en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

Adicionalmente, durante el proceso de análisis del comportamiento de la Red Eléctrica se confirma la fecha de entrada en operación necesaria de los proyectos programados.

Como parte del proceso de ampliación de la RNT, se realizan reuniones de trabajo entre el CENACE y el Transportista, donde este último presenta problemáticas identificadas y propuestas de solución, las cuales analiza a detalle el CENACE para determinar si los proyectos programados las resolverán, o se requerirá algún refuerzo que propondrá y evaluará el CENACE.

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

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

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

5.3 PROCESO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de cada una de las propuestas para incorporarlas al Programa; tomando en cuenta la definición de Modernización que se establece como "toda sustitución o modificación de equipos o Elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar

especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno¹².

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

a) Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.

b) Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos sobre la remanencia de vida útil.

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

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

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

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

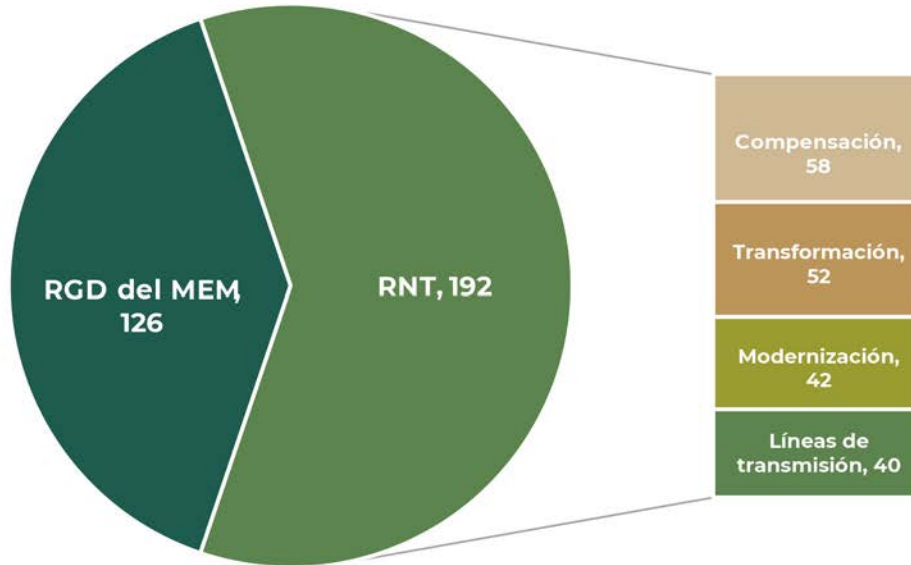
5.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE 2015 A 2022

En el periodo 2015 a 2022, la SENER ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 192 y 126 proyectos de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM respectivamente, que están en proceso de desarrollo (Ver Figura 5.1).

Del total de proyectos en proceso, en 40 de ellos la obra principal consiste en Líneas de Transmisión, en 52 la obra principal consiste en bancos de transformación de la RNT, en 58 la obra principal consiste en equipo de compensación de potencia reactiva y 42 proyectos de modernización de diferentes características.

A CFE Distribución se han instruido 126 proyectos en las RGD del MEM que corresponden a 125 bancos de transformación y un proyecto de compensación de potencia reactiva.

¹² RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. C. Glosario.

FIGURA 5.1 OBRAS INSTRUIDAS POR SENER EN LA RNT Y LAS RGD DEL MEM


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.4.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN OPERACIÓN

A la fecha, CFE Transmisión ha terminado la construcción de nueve proyectos de ampliación de la RNT; los cuales se muestran en el Cuadro 5.1.

CUADRO 5.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN

Proyecto	Gerencia de Control Regional / Sistema Interconectado Aislado	Estado	Fecha de Entrada en Operación
Ascensión II Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
El Habal Banco 2 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Mezquital MVAR (traslado)	Mulegé	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalía Banco 2	Mulegé	Baja California Sur	jun-21
El Carrizo MVAR (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-21
Recreo MVAR	Baja California Sur	Baja California Sur	dic-21
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	Noreste	Tamaulipas	jun-22
Quilá MVAR (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Frontera Comalapa MVAR	Oriental	Chiapas	mar-23

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



En cuanto a las RGD del MEM, CFE Distribución ha puesto en servicio 21 proyectos de ampliación; los cuales se presentan en el Cuadro 5.2.

CUADRO 5.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE DISTRIBUCIÓN EN OPERACIÓN

Proyecto	Gerencia de Control Regional	Estado	Fecha de Entrada en Operación
Morelos Banco 2	Noreste	Coahuila	jun-20
Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	oct-20
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental	Zacatecas	oct-20
Mazatán Banco 1 (sustitución)	Oriental	Chiapas	nov-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular	Quintana Roo	dic-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental	Chiapas	ene-21
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	may-21
Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	Oriental	Veracruz	jul-21
Tuzania Banco 2	Occidental	Jalisco	ago-21
Tlajomulco Banco 2	Occidental	Jalisco	dic-21
Carranza Banco 2	Baja California	Baja California	ene-22
Perote II Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	feb-22
Tambaca Banco 1 (sustitución)	Noreste	San Luis Potosí	feb-22
La Salada Banco 2	Norte	Chihuahua	mar-22
Río Sonora Banco 2	Noroeste	Sonora	may-22
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	Oriental	Veracruz	nov-22
Simojovel Banco 2	Oriental	Tabasco	nov-22
Mazatlán Oriente Banco 2	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	dic-22
Tempoal II Banco 2	Noreste	Veracruz	feb-23
Pacífico Banco 2	Baja California	Baja California	mar-23

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.4.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LA RNT

Se prevé que entre el segundo semestre de 2023 y hasta 2030 entren en operación 182 proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión y 107 proyectos instruidos a CFE Distribución, los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos autorización, gestión de recursos y construcción.

Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de la RNT¹³ instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de

¹³ No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o pausados tanto para Líneas de Transmisión, Transformación y Compensación de Potencia Reactiva, así como los proyectos instruidos de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional.

4,324.7 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación será en los estados de Sinaloa, Hidalgo, Estado de México, Guanajuato, Nayarit y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 5.2 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Sinaloa la principal contribución proviene del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”, donde se tiene un alcance de construcción de Líneas de Transmisión de 612 km-c, que permite reforzar la red troncal de 400 kV, además de que este proyecto contempla la adición de 170 km-c en el estado de Nayarit. En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

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

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

En 2022 se instruyeron a CFE Transmisión 15 proyectos de ampliación en la RNT, de los cuales, cinco cuentan con transformación en los estados de Guanajuato, Chihuahua, Sinaloa, Jalisco y Tabasco, mientras que 11 cuentan con compensación reactiva principalmente en los estados de Chihuahua, Coahuila y Baja California.

FIGURA 5.2 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA ^{1/}



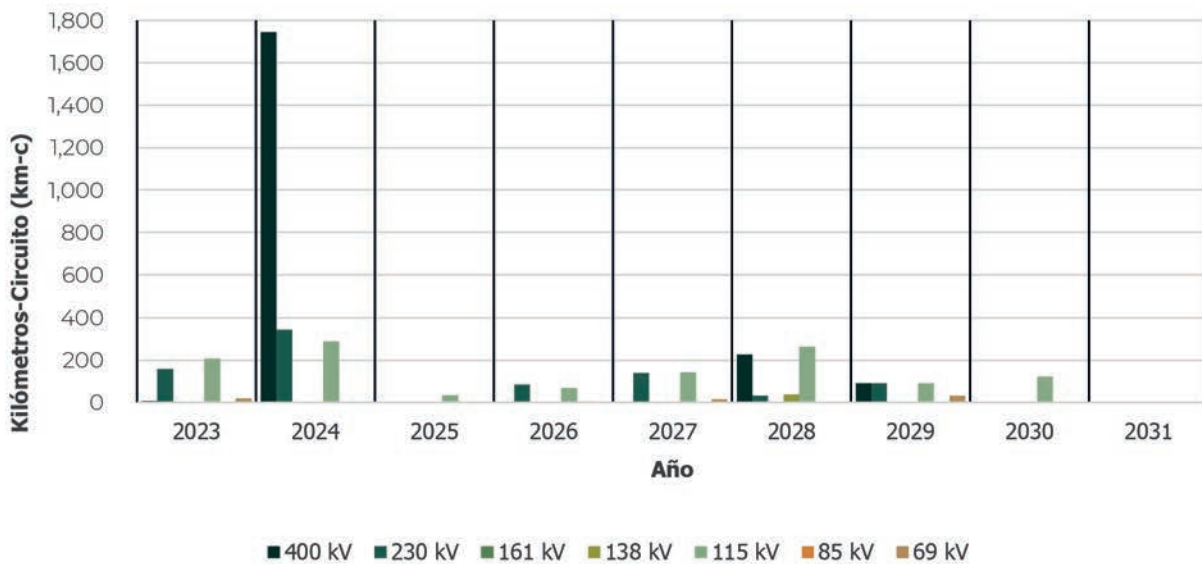
^{1/} Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la Información de CFE de campo.
FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 5.3 se detallan las adiciones a la RNT de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 2,096.1 km-c, en 230 kV 843.7 km-c y de 161 a 69 kV 1,384.9 km-c. En 2024 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,426.2 km-c en ese año, sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2024 motivada por los proyectos “I19-CE1 Incremento en la capacidad de

transmisión de la región Noreste al Centro del País” y “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”¹⁴.

¹⁴ CFE Transmisión reporta terminación en 2024 a CENACE.

FIGURA 5.3 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Proyectos de capacidad de transformación

Los proyectos de ampliación de la RNT en materia de transformación instruidos por SENER a CFE Transmisión representan un total de 17,029.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Jalisco, Chihuahua, Quintana Roo, Baja California y Guanajuato. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 3,094.4 MVA de capacidad en bancos de transformación de alta a media tensión. En la Figura 5.4 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos "P16-OC1 Guadalajara Industrial", "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)", "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)", "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa", "P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos" y P22-OC1 "Atención al Suministro en la Zona Vallarta", los cuales adicionan 1,625 MVA de capacidad de transformación.

En cuanto al estado de Chihuahua, se tienen los proyectos "P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5", "P17- NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3", "P19-NT1

Terranova Banco 2", "P17-NT5 Francisco Villa Banco 3" y "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma", el proyecto terminado "P17-NT1 Ascensión II Banco 2", y "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2", los cuales adicionan 1,600 MVA de capacidad de transformación.

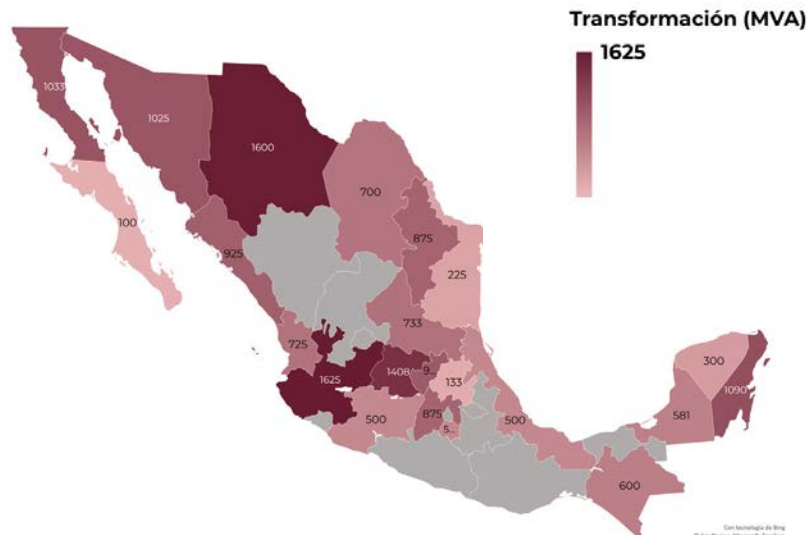
El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)", "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II", los cuales adicionarán 1,090.0 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incluye los proyectos "P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3", "P19-BC1 Tijuana I Banco 4", "P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada" y "P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana" los cuales agregan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación. En el estado de Guanajuato se tienen instruidos los proyectos "P16-OC2 Potrerillos Banco 4", "P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)", "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" y "P22-OC2 Atención al Suministro en la Zona Irapuato", los cuales incrementan 1,408 MVA de capacidad de transformación.

En lo referente al estado de Sonora se tiene un incremento de 1,025 MVA de capacidad instalada los cuales son impulsados por tres proyectos, “P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo”, “P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco”, “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte” y “P22-NO1 Incrementos en la Capacidad de Transformación en las zona Guasave y Los Mochis”.

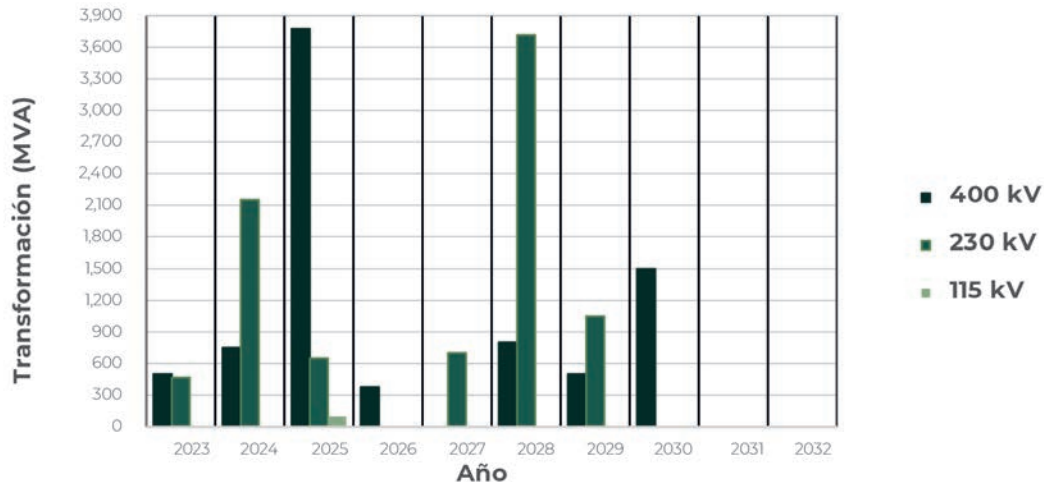
En la Figura 5.5 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 8,200.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 8,829.4 MVA de capacidad. En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 4,521.2 MVA, seguido por 2028 con 4,516.6 MVA.

FIGURA 5.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Proyectos de compensación reactiva

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 10,528.1 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca, Chihuahua y Veracruz. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 77.4 MVAR de compensación en media tensión. En la Figura 5.6 se puede observar el detalle por entidad federativa.

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

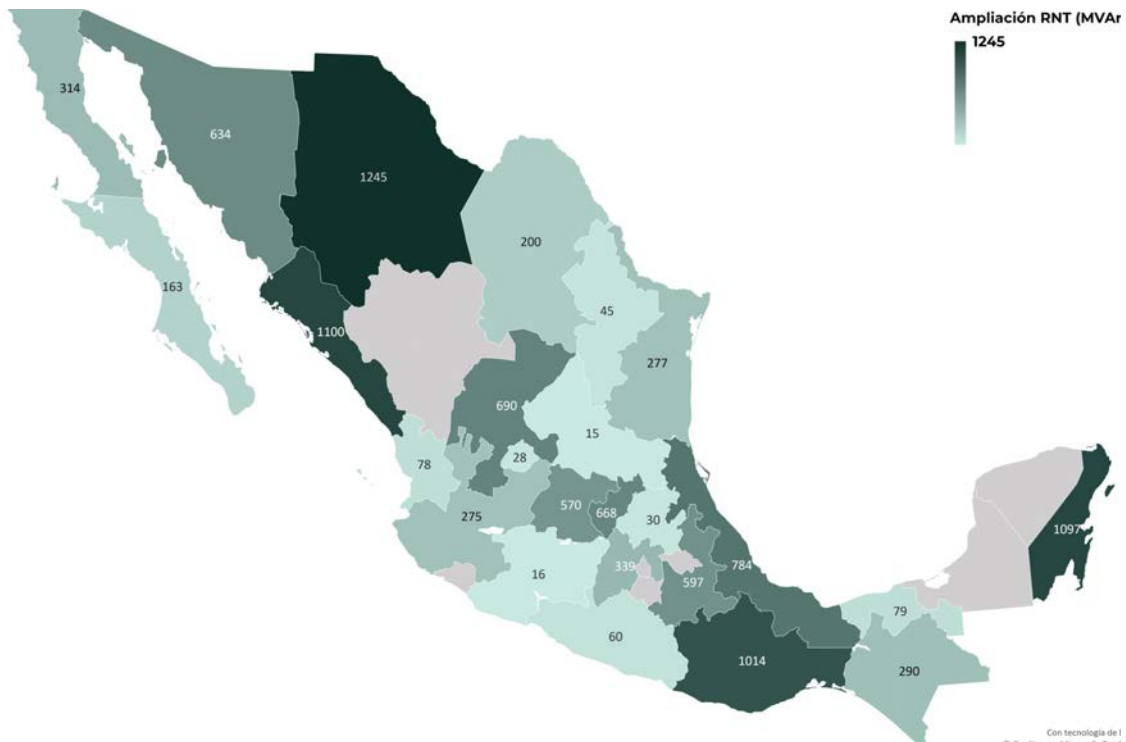
Recientemente, para el estado de Chihuahua se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 1,245 MVAR, derivado de los proyectos

“P22-NT2 Soporte de Tensión en la Zona Chihuahua” y “I20-SINI 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” que impactará con una aportación considerable a instalarse en la RNT en distintos estados, como son Sinaloa, Zacatecas, Sonora y Chihuahua con un monto de 850, 600, 400 y 600 MVAR.

En la Figura 5.7 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 4,775.4 MVAR, en 230 kV se agregan 1,808.0 MVAR y en 115 kV 3,944.7 MVAR.

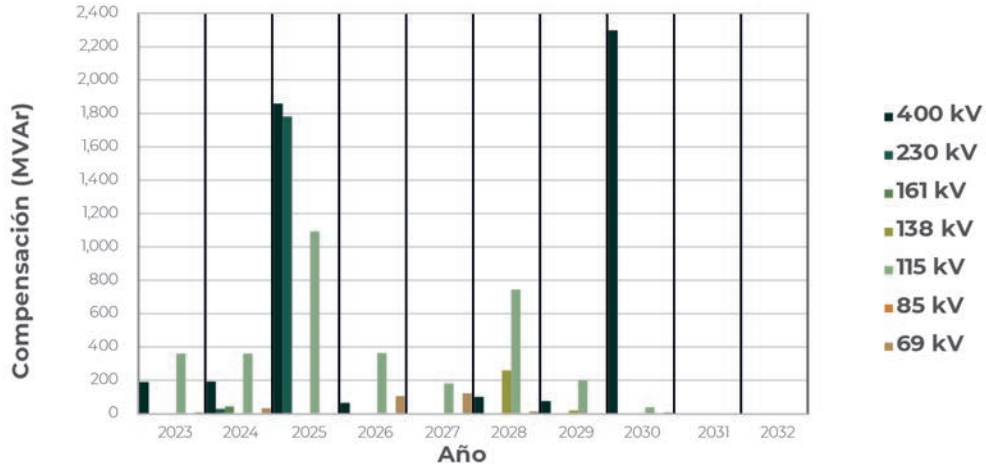
En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de Potencia Reactiva, con un total de 4,736.1 MVAR, donde la principal contribución provendrá del proyecto “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”. Posteriormente la mayor contribución será en el año 2030 con 2,344.2 MVAR.

FIGURA 5.6 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.7 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.4.3 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LAS RGD DEL MEM

Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 500.4 km-c de Líneas de Transmisión (sin contar aquellos que ya fueron concluidos), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas

Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 460.4 km-c. En las Figuras 5.8 y 5.9 se puede observar el detalle por Entidad Federativa, año de entrada en operación y nivel de tensión, respectivamente.

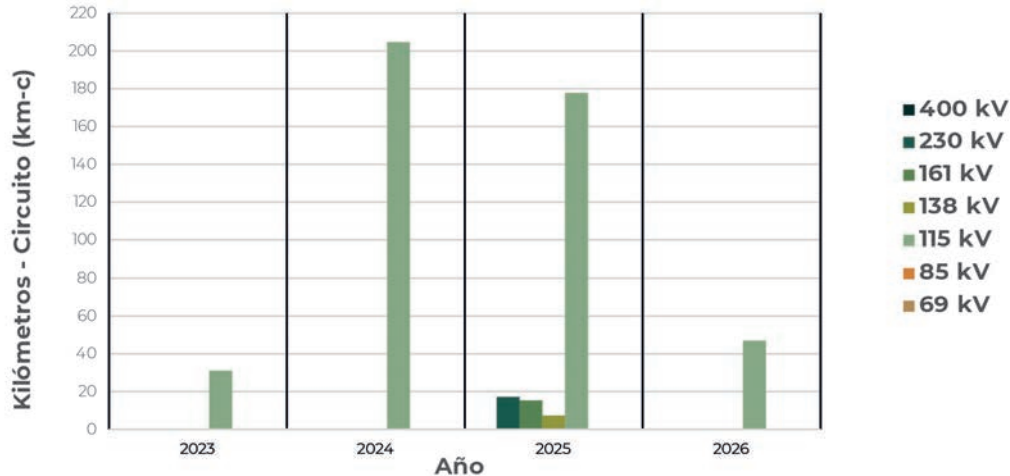
FIGURA 5.8 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



FIGURA 5.9 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Proyectos de capacidad de transformación

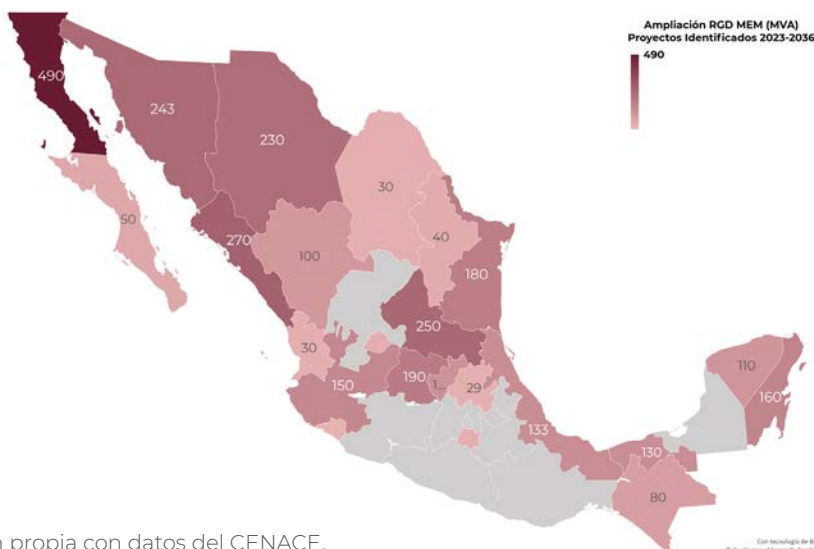
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,094.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución será en los estados de Baja California, Sinaloa, San Luis Potosí, Sonora y Chihuahua. En la Figura 5.10 se puede observar el detalle por entidad federativa.

En el estado de Baja California se tienen instruidos un total de 15 proyectos, 10 en San Luis Potosí, nueve en Sinaloa, nueve en Sonora y nueve en Chihuahua.

En la Figura 5.11 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 2,674.4 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 260.0 MVA, luego los de 161 kV con 130.0 MVA y finalmente los de 138 kV con solo 30 MVA.

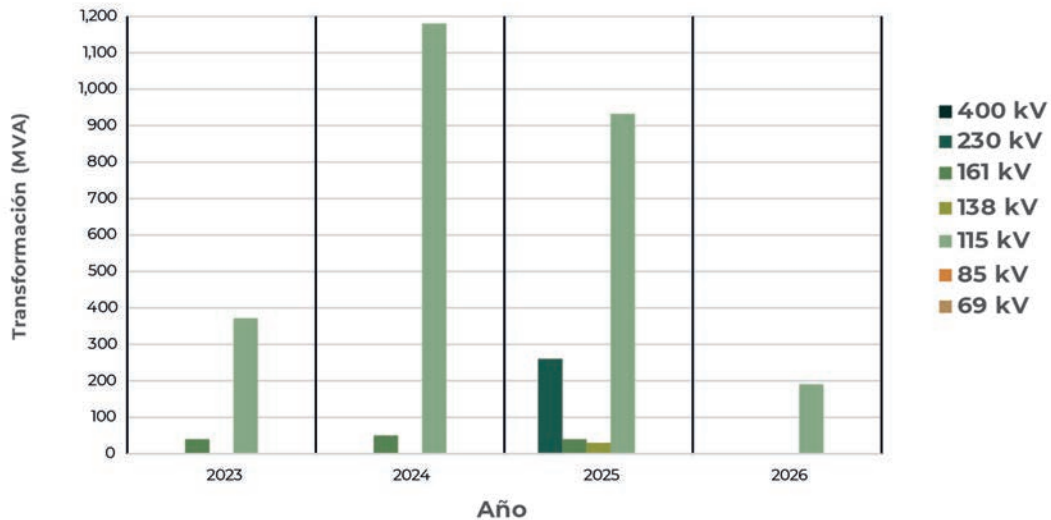
En 2025 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,262.5 MVA, seguido por 2024 con 1,230 MVA.

FIGURA 5.10 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.11 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.4.4 PROYECTOS DE REFUERZO DE LA RNT INSTRUIDOS PARA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base en el PND 2019-2024 y en el artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER, constituyen un total de 182.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales 172.4 km-c serán construidos en el estado de

Baja California y 10 km-c en el estado de Yucatán. En la Figura 5.12 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. Por otro lado, la aportación en el estado de Yucatán está asociada al proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”. En la Figura 5.13 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.



FIGURA 5.12 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA

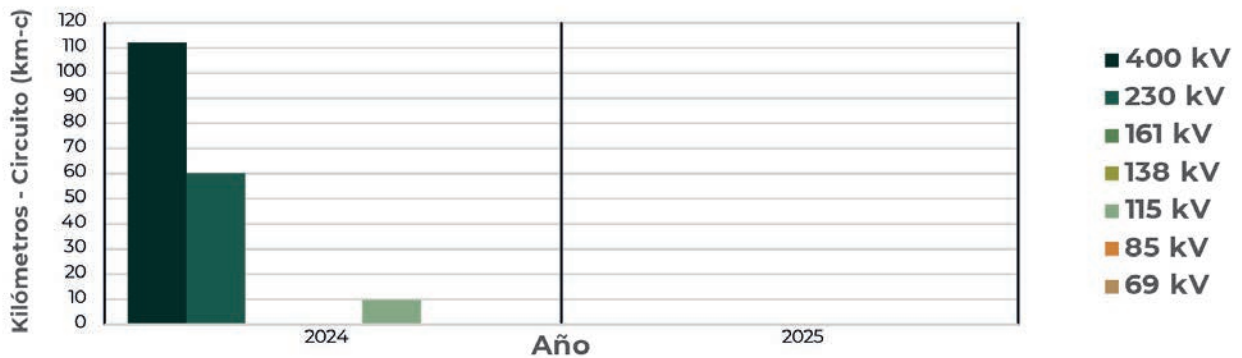


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Las adiciones de red de transmisión asociados a los Proyectos del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica se dan en 2024, con un total de 172.4 km-c en los niveles de 400, 230 y 161 kV motivado por los

proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C San Luis Río Colorado”.

FIGURA 5.13 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 665 MVA de capacidad de transformación, de los cuales 565 MVA se encuentran en el estado de Baja California, motivados por el proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado” y 100 MVA en Baja California Sur derivados del proyecto “CFE20-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur”.

En la figura 5.14 se puede observar el detalle por entidad federativa.

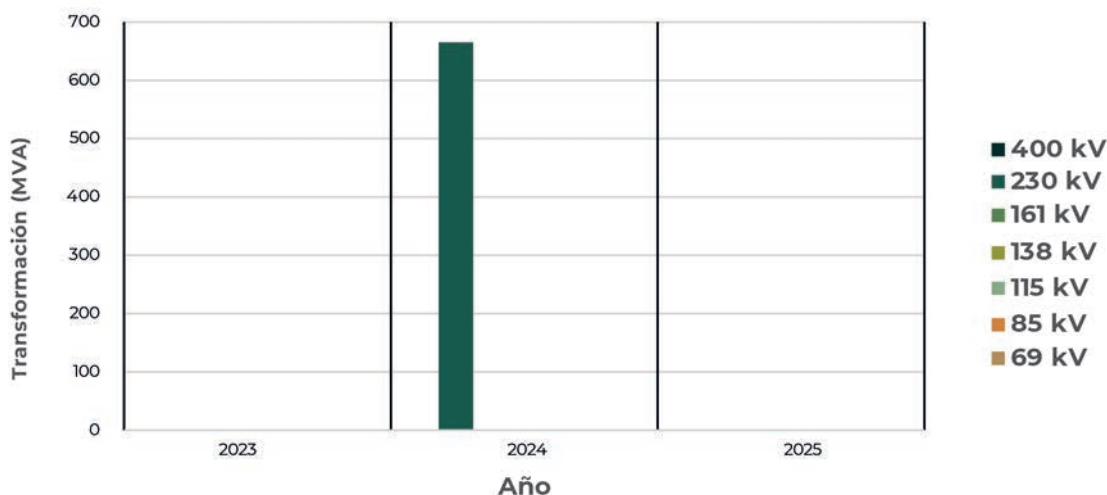
En la Figura 5.15 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por año y nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2024.

FIGURA 5.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.15 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 196.0 MVar de compensación dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), los cuales se ubicarán en los estados de Campeche, Yucatán y Baja California. En la Figura 5.16 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto “P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid” con un monto de 100

MVar. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVar derivados del proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida” y para el estado de Baja California se adicionan 21 MVar del proyecto “CFE20- ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”.

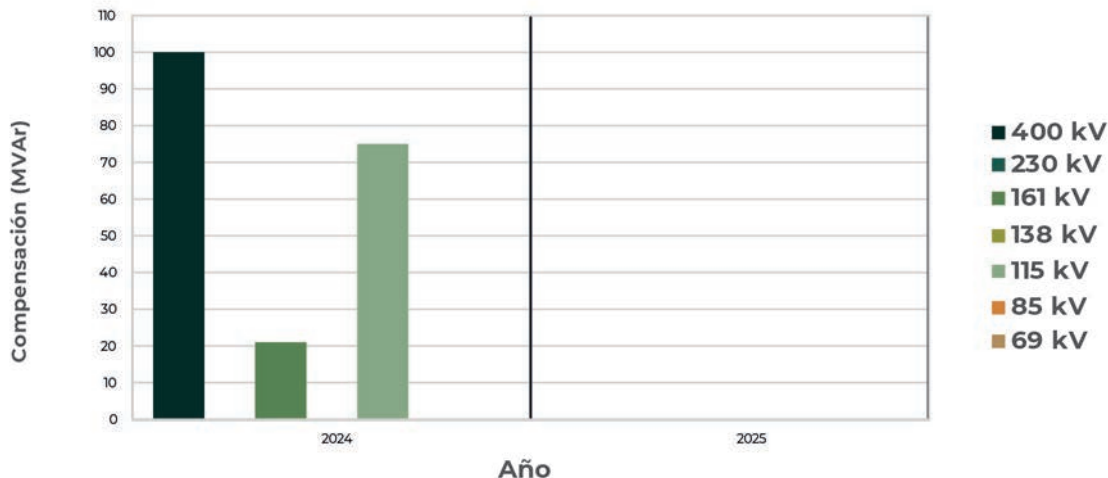
En la Figura 5.17 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2024 se tiene la mayor adición de Compensación de potencia reactiva con 175 MVar en los niveles de 400 y 115 kV y en 2024 se incorporarán 21 MVar en 161 kV.

FIGURA 5.16 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVar) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.17 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.5 PROPUESTA 2023 DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Para el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 se han identificado diversos proyectos con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones

de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

5.5.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

El CENACE ha identificado 11 proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión, los cuales se muestran en el Cuadro 5.3.

CUADRO 5.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037

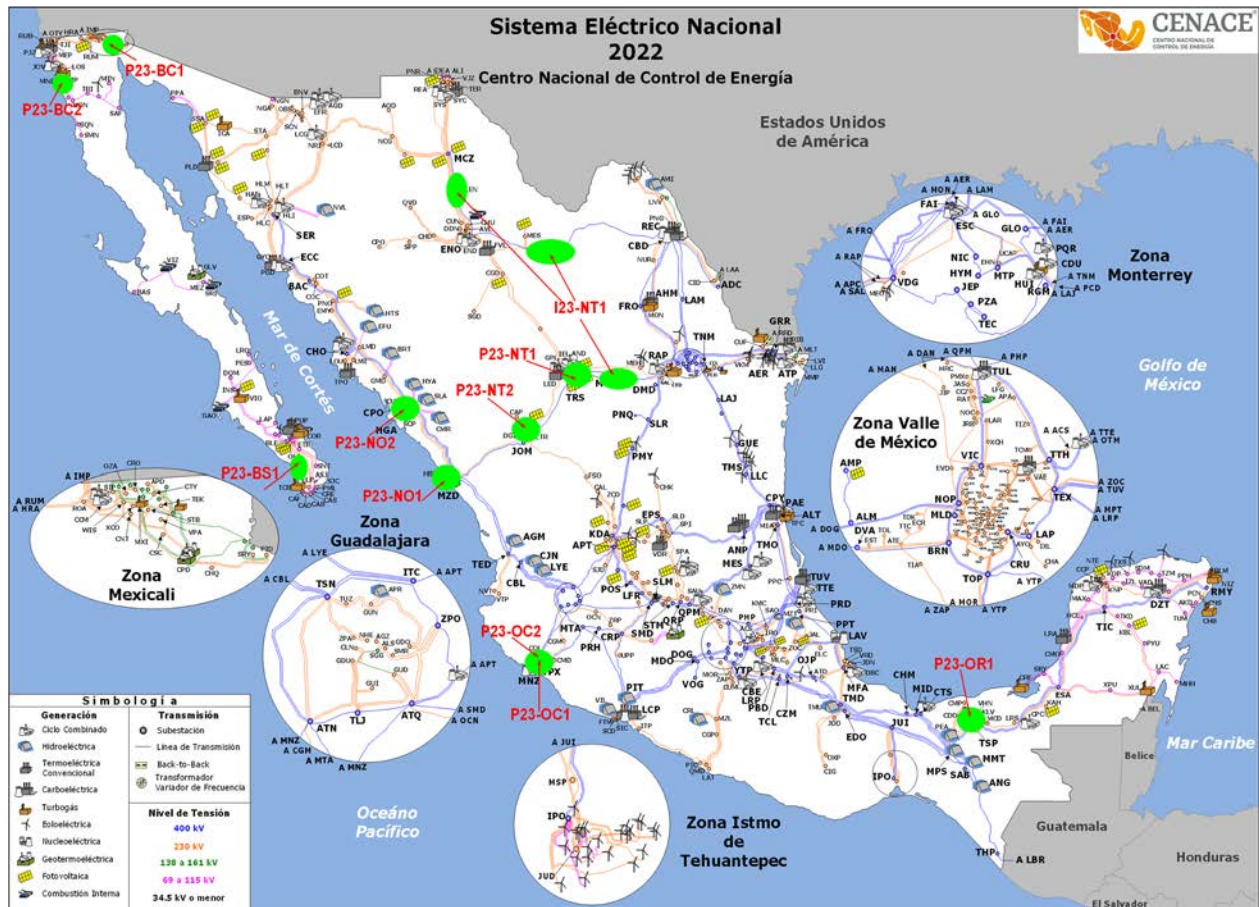
GCR	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	EJERCICIO DE PLANEACIÓN EN EL QUE SE IDENTIFICA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Oriental	P23-OR1	Suministro de energía eléctrica en Tabasco	dic-29	2023	Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos / Tabasco
Occidental	P23-OC1	Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	abr-27	2023	Manzanillo, Colima, Carapan y Guadalajara Poniente / Colima, Jalisco, Michoacán
	P23-OC2	Incremento en la Transformación de la Zona Colima	abr-27	2023	Manzanillo y Colima / Colima
Noroeste	P23-NO1	Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	abr-28	2023	Mazatlán / Sinaloa
	P23-NO2	Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente - Tres Ríos	abr-28	2023	Culiacán / Sinaloa
Norte	I23-NT1	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	abr-28	2023	GCR Norte, Noroeste y Noreste / Sonora, Chihuahua, Durango y Coahuila
	P23-NT1	Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	abr-27	2023	Laguna / Coahuila
	P23-NT2	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	abr-27	2023	Durango / Durango
Baja California	P23-BC1	Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	abr-25	2023	San Luis Río Colorado / Sonora
	P23-BC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	abr-27	2023	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	P23-BS1	Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	abr-28	2023	Los Cabos y La Paz / Baja California Sur

FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

En la Figura 5.18 se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de la RNT, en donde los círculos verdes hacen alusión a

las obras de ampliación. Los textos en rojo indican el PEM, definido para cada uno en el Cuadro 5.3.

FIGURA 5.18 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037



FUENTE: CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 constituyen un total de 1,293.3 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Coahuila, Chihuahua y Baja California Sur. En la Figura 5.19 se puede observar el detalle por entidad federativa.

El Proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte” adiciona 1,069 km-c de líneas de transmisión, en los estados de Coahuila y Chihuahua. El Proyecto “P23-BS1 Incremento en la capacidad de transmisión

entre las zonas La Paz-Los Cabos”, adiciona 140 km-c de líneas de transmisión.

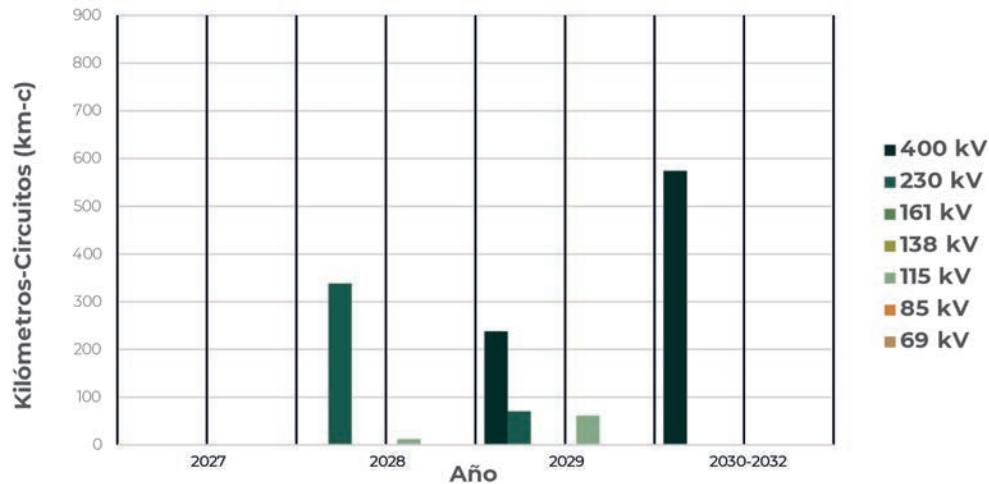
En la Figura 5.20 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión. Se adiciona red de transmisión en 400, 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2028, 2029 y 2030 con 812 km-c en 400 kV, 408 km-c en 230 kV y 73.3 km-c en 115 kV motivados principalmente por el proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte”.

FIGURA 5.19 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.20 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037, constituyen de un total de 2,225.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua, Chiapas, Colima y Baja California con 1,625, 300, 200 y 100 MVA, respectivamente. En la Figura 5.21 se puede observar el detalle por entidad federativa.

El Proyecto "I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte" adiciona 1,500 MVA de transformación, en los estados de Coahuila y Chihuahua. El proyecto "P23-OR1 Suministro de Energía en Tabasco", adiciona 300 MVA de transformación, El proyecto "P23-OC2 Incremento de la transformación en la zona Colima", adiciona 200 MVA de transformación y el proyecto "P23-BC2 Incremento de la transformación en la zona Ensenada" adiciona 100 MVA de transformación.



En la Figura 5.22 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 1,925 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de

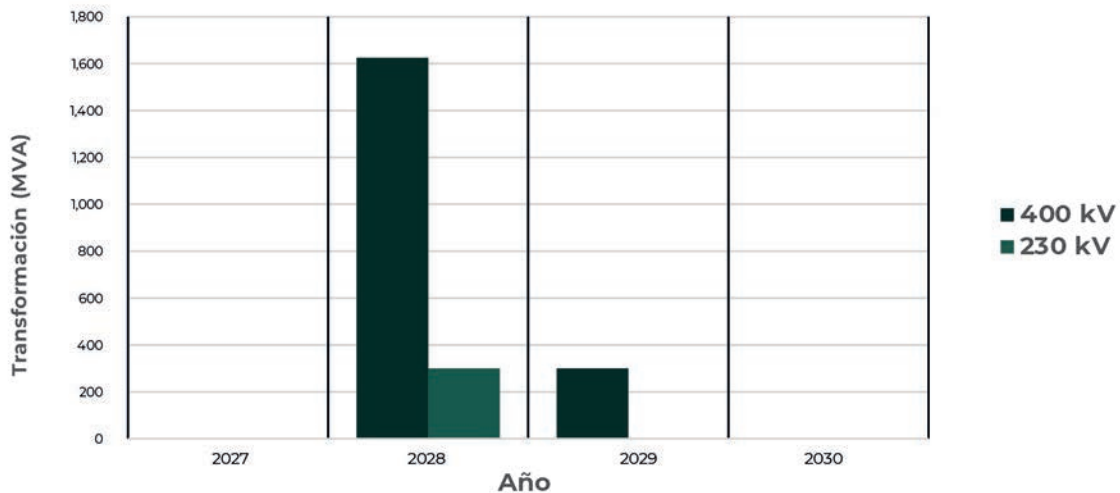
transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 300 MVA de capacidad. En 2028 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,925 MVA, seguido por 2029 con 300 MVA.

FIGURA 5.21 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

FIGURA 5.22 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 constituyen un total de 1,088.3 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y

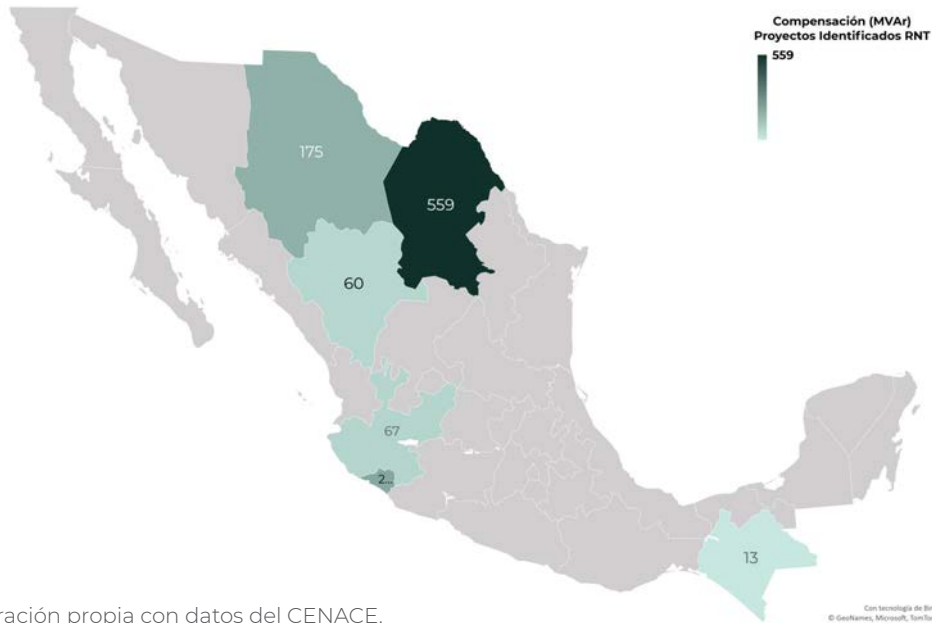
reactores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Chihuahua y Baja California. En la Figura 5.23 se puede observar el detalle por entidad federativa.



El Proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte” adiciona 666.7 MVar a la RNT, en los estados de Coahuila y Chihuahua. El proyecto identificado “P23-OC1 Compensación Reactiva en la Red de 400 kV de la Gerencia Occidental aporta 266.7 MVar a la RNT en los estados de Colima y Jalisco.

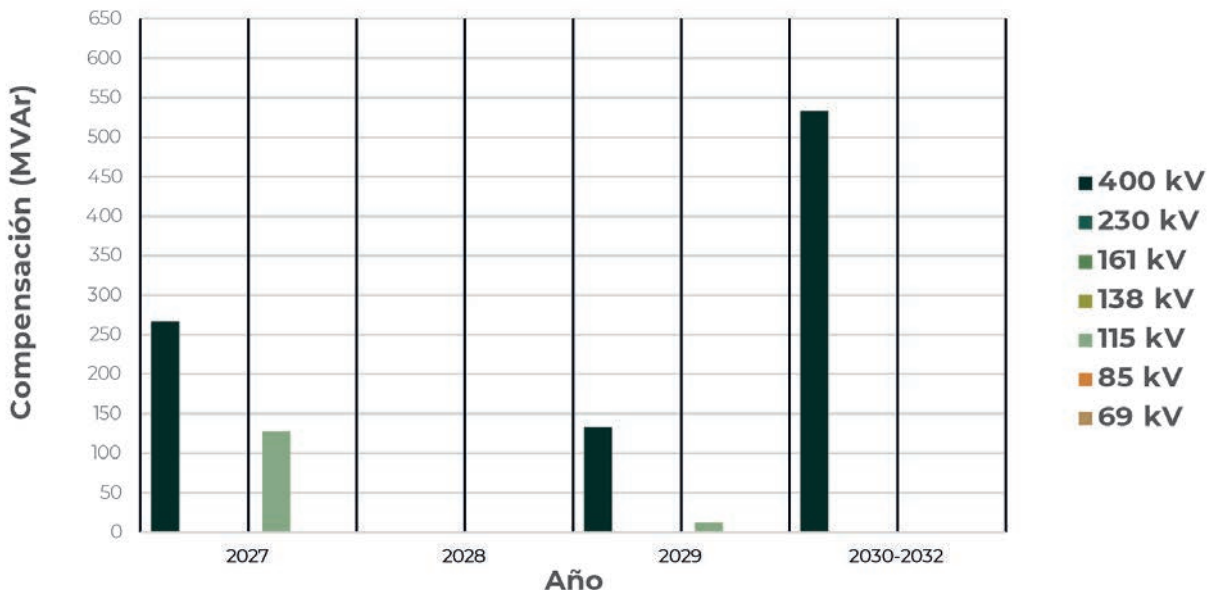
En la Figura 5.24 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 933.3 MVar y en 115 kV se adicionarán 140.0 MVar. En 2027 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 394.2 MVar.

FIGURA 5.23 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVar) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.24 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



5.5.2 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM

Con el fin de atender el requerimiento de energía eléctrica hasta 2028, en común acuerdo entre el CENACE y CFE Distribución, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones Eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes. Los proyectos

propuestos de ampliación de las RGD del MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el Cuadro 5.4 y en la Figura 5.25 se muestran los 25 proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo y mediano plazo.

CUADRO 5.4 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037

GCR	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Oriental	D23-OR1	Tuxtla Oriente Banco 1	may-27	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
	D23-OR2	Nacajuca Banco 1	may-28	Chontalpa / Tabasco
	D23-OR3	Apizaco II Banco 2	ago-27	Tlaxcala / Tlaxcala
	D23-OR4	Lomas Banco 1	dic-27	Puebla / Puebla
Occidental	D23-OC1	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	ago-27	Minas / Jalisco
	D23-OC2	Huanacastle Banco 1	dic-27	Vallarta / Nayarit
	D23-OC3	El Salto Banco 2	jun-26	Chapala / Jalisco
Noroeste	D23-NO1	Agua Zarca Banco 1	abr-27	Nogales / Sonora
	D23-NO2	Navojoa Centenario Banco 1	abr-27	Navojoa / Sonora
	D23-NO3	Flores Magón Banco 1	abr-27	Los Mochis / Sinaloa
	D23-NO4	Villas del Cedro Banco 2	abr-27	Culiacán / Sinaloa
	D23-NO5	Zona Dorada Banco 1	abr-28	Culiacán / Sinaloa
	D23-NO6	Del Mar Banco 2	abr-27	Mazatlán / Sinaloa
Noreste	D23-NE1	Providencia Banco 1	abr-28	Valles / San Luis Potosí
	D23-NE2	Acuña Dos Banco 2	jun-28	Piedras Negras / Coahuila
	D23-NE3	Calzada del Sol Banco 1	ago-28	Monterrey / Nuevo León
	D23-NE4	San Martín Banco 2	may-27	Monterrey / Nuevo León
	D23-NE5	Matamoros Banco 4 (Sustitución)	abr-27	Monterrey / Nuevo León
	D23-NE6	Bajío Banco 1	jun-28	Sabinas / Coahuila
	D23-NE7	Tamuín Dos Banco 1	jun-28	Valles / San Luis Potosí
Baja California	D23-BS1	Valle de Puebla Banco 2	abr-27	Mexicali / Baja California
	D23-BS2	San Simón Banco 2	abr-27	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	D23-BC1	Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	abr-28	Constitución / Baja California Sur
	D23-BC2	Puerto Los Cabos Banco 1	abr-28	Los Cabos / Baja California Sur
Peninsular	D22-PE1	Conkal Banco 1	abr-27	Mérida / Yucatán

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.25 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN PAMRNT 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 contemplan 110.4 km-c de líneas de transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión.

Los estados en donde se tendrán adiciones son: San Luis Potosí, Yucatán y Tabasco. Todas las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 110.4 km-c. En las Figuras 5.26 y 5.27 se puede observar el detalle por entidad federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

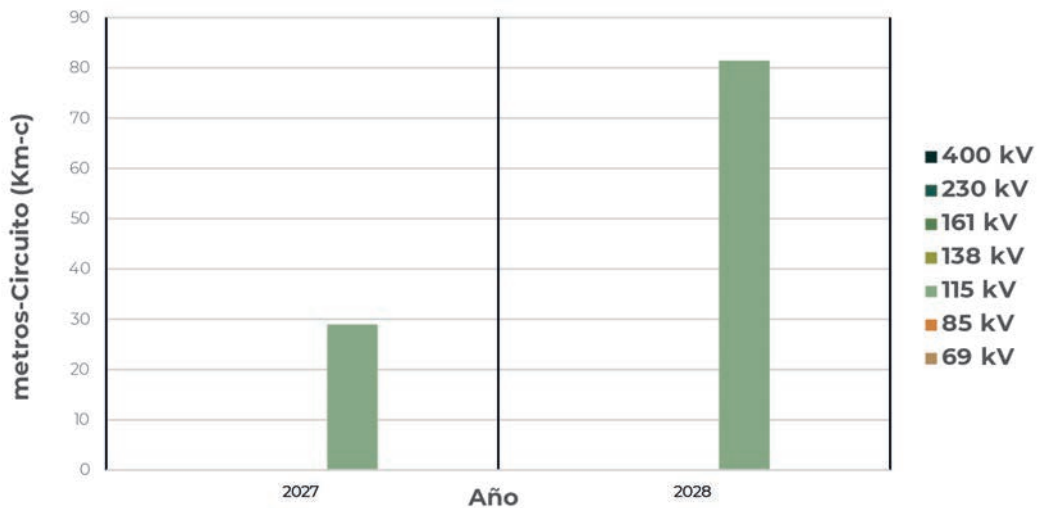
FIGURA 5.26 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



FIGURA 5.27 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

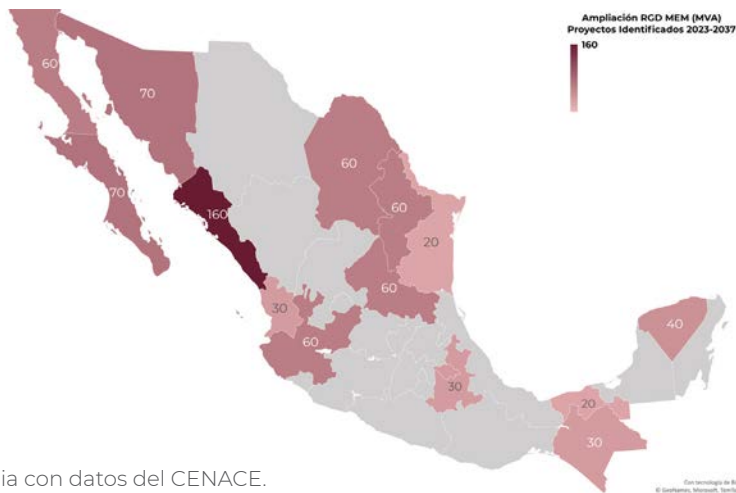
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 comprenden 800.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución se ubicará en los estados de Sinaloa, Sonora y Baja California Sur. En la Figura 5.28 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Se identificaron tres proyectos en el estado de Sonora y tres en Sinaloa. Se identificaron dos proyectos en cada uno de los siguientes estados: Jalisco, San Luis Potosí, Coahuila, Nuevo León, Baja California y Baja California Sur. Para los siguientes estados solo se identifica un proyecto en cada uno

de ellos: Chiapas, Tabasco, Tlaxcala, Puebla, Nayarit, Tamaulipas y Yucatán.

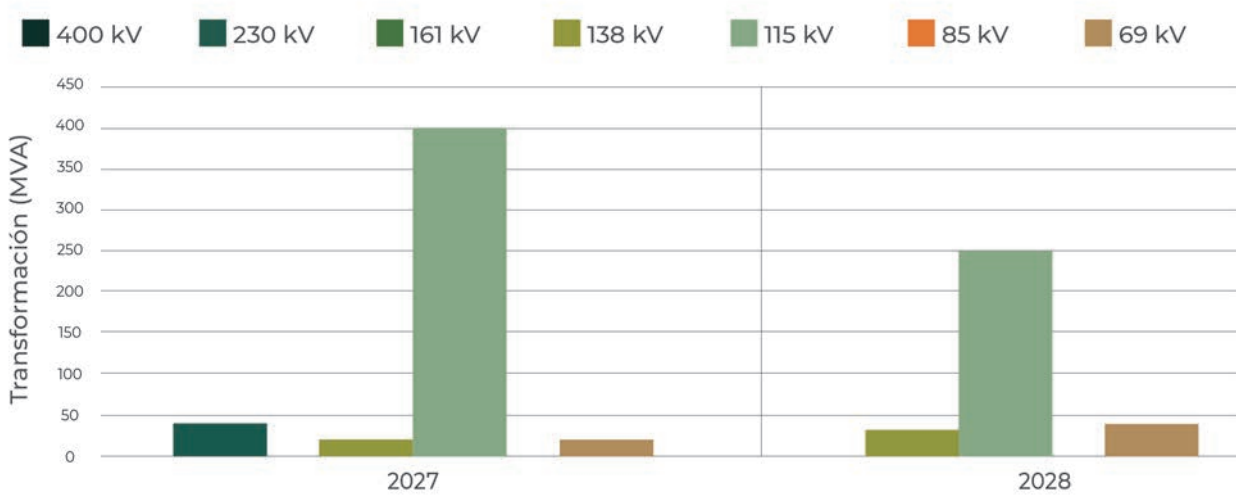
En la Figura 5.29 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (25) solo uno de ellos es en el nivel de tensión de 230 kV, con un banco de 40 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de 138 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 760.0 MVA. En 2027 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 480.0 MVA, seguido por 2028 con 320.0 MVA.

FIGURA 5.28 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 5.29 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.5.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

El CENACE identificó tres proyectos de modernización de la RNT. El primer proyecto permitirá incrementar la Confiabilidad del Compensador Estático de Var (CEV) de la subestación Pie de la Cuesta, por lo que se asegura se mantengan los niveles actuales de capacidad de transmisión a la

zona de Distribución Acapulco. El segundo proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el suministro de energía eléctrica en la región del Puerto de Veracruz. El tercer proyecto permitirá atender el suministro de la zona Puerto Peñasco, así como mantener la operación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco. En el Cuadro 5.5 y en la Figura 5.30 se muestran los proyectos.

CUADRO 5.5 PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2023-2037

GCR	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	CRITERIO APLICABLE
Central	M22-OR1	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	jul-26	b
Oriental	M23-OR1	Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	dic-24	b
Noroeste	M23-NO1	Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	abr-25	d

Categorías aplicables

Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.

- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



FIGURA 5.30 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

5.6 PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE CFE

CFE Transmisión ha identificado ocho proyectos de modernización de la RNT que se encuentran en

proceso de revisión; los cuales se catalogan como proyectos de modernización en estudio, los cuales tienen pendiente completar la información técnica y económica para la revisión del CENACE, estos se presentan en el Cuadro 5.6 y en la Figura 5.31.

CUADRO 5.6 PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN DEL PAMRNT 2023-2037

GCR	NOMBRE DEL PROYECTO	WPEM	FECHA NECESARIA	FECHA FACTIBLE	CRITERIO APLICABLE
Norte	Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna	M22-NT1	nov-23	nov-24	d
Norte	Recalibración Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Chihuahua y Laguna.	M22-NT2	dic-22	mar-23	b
Noreste	Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza	M22-NE1	abr-22	jul-23	d
Noreste	Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.	M22-NE2	sep-22	sep-23	f
Noreste	Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115 kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición.	M22-NE3	sep-23	sep-23	d
Noreste	Sustitución de cable conductor de las Líneas de Transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.	M22-NE4	nov-22	mar-25	c y d
Baja California	Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV	M22-BC3	abr-23	abr-25	d
Baja California Sur	Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV	M22-BS1	abr-23	abr-25	d

Categorías aplicables

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

FIGURA 5.31 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN DEL PAMRNT 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

5.7 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2028-2037

Se realizaron los estudios de energía entre las regiones del SEN y como resultado de la optimización de los recursos de generación se definieron refuerzos de transmisión entre distintas regiones del país.

Entre las más relevantes se tiene los enlaces entre el Sistema Interconectado Nacional con los Sistemas de Baja California y Baja California Sur.

Además, se han identificado los reforzamientos de transmisión entre las zonas Nuevo Laredo y Reynosa, Veracruz y Poza Rica, Puebla y Veracruz, Morelos y Acapulco, Oaxaca y Pinotepa, Puebla y Centro.

A continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos para la ampliación de la RNT en el periodo 2028 a 2037, en el Cuadro 5.7, en donde se indica el resumen de las metas físicas de cada uno de los proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2028-2037.

CUADRO 5.7 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2028-2037 DEL PAMRNT 2023-2037, CON METAS FÍSICAS

NOMBRE DEL PROYECTO	kmc	MVA	MVA _r
I23-BC1 Integración de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California	2,738.0	1,781.0	4,091.0
I23-SIN1 Interconexión del Sistema Interconectado Baja California al SIN	847.0	2,000.0	396.0
Refuerzo Nuevo Laredo-Reynosa	225.0	-	-
Refuerzo Veracruz-Poza Rica	150.0	-	-
Refuerzo Puebla-Veracruz	255.0	-	-
Refuerzo Morelos - Acapulco	300.0	-	-
Refuerzo Oaxaca - Pinotepa	170.0	-	-
Refuerzo Puebla - Centro	180.0	-	-

FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.





Torre de transmisión, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

6

*Programa de Ampliación
y Modernización de las Redes
Generales de Distribución
no correspondientes al Mercado
Eléctrico Mayorista*



Central eoloelectrica, La Venta, Oaxaca. Central de ciclo combinado, Pedro Escobedo, Querétaro.
Comisión Federal de Electricidad.

6.1 OBJETIVOS DEL PROGRAMA

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución No Correspondientes al MEM tiene como principal objetivo el crecimiento ordenado y armónico de las Redes Generales de Distribución, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica, mejorar la calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con este servicio.

La planeación de las RGD comprende un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la Generación Distribuida, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2023-2027¹⁵.

El objetivo principal del PAMRGD es abastecer de energía eléctrica a los Usuarios Finales, bajo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración gradual y ordenada de la Generación Distribuida. En este sentido, el PAMRGD contempla objetivos, líneas de acción y proyectos que se llevarán a cabo en el periodo 2023-2027.

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyan a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permiten atender la demanda incremental, mejorar

los indicadores de confiabilidad y reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica, ver Cuadro 6.1.

Los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica de las RGD se soportan en el diagnóstico de su condición actual, en términos de sus indicadores de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia, el pronóstico de demanda máxima en Subestaciones Eléctricas 2023-2037 de acuerdo con el CENACE y los supuestos económicos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la SENER utilizados para la evaluación económica de los proyectos para la selección de las opciones de costo mínimo. Y se enfoca a los objetivos siguientes:

1. Satisfacer la demanda incremental.
2. Mejorar / incrementar la Confiabilidad.
3. Mejorar / incrementar la Calidad de la Energía.
4. Mejorar / incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.
5. Ampliar / modernizar la medición.
6. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente a fin de optimizar la operación de las RGD.
7. Garantizar acceso abierto a fuentes de Generación Distribuida.
8. Fortalecer las RGD para conectar los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

En el periodo 2023-2027 los Programas de Ampliación y Modernización de las RGD no correspondientes al MEM tienen un monto de inversión de 35,672.6 millones de pesos, ver Cuadro 6.2.

¹⁵De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 31/12/2021) y los principios que establece el artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica, y los artículos 5 y 9 de su Reglamento.

CUADRO 6.1 OBJETIVOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS RGD NO CORRESPONDIENTES AL MEM

OBJETIVO 1:	SATISFACER LA DEMANDA INCREMENTAL
Línea de acción	1.1 Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios
Proyectos	Adquisición de acometidas y medidores Interconectar la Isla de Holbox
OBJETIVO 2:	MEJORAR / INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD EN LAS RGD
Línea de acción	2.1 Modernización de la infraestructura de las RDG
Proyectos	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT) Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres
OBJETIVO 3:	MEJORAR / INCREMENTAR CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
Línea de acción	3.1 Modernización de la infraestructura de las RDG
Proyecto	Calidad de la Energía de las Redes Generales de Distribución
OBJETIVO 4:	MEJORAR / INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
Línea de acción	4.1 Ampliación de la infraestructura de las RDG
Proyecto	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas Regularización de colonias populares Adquisición de acometidas y medidores de distribución
OBJETIVO 5:	AMPLIAR / MODERNIZAR LA MEDICIÓN
Línea de acción	5.1 Ampliación de la infraestructura de las RDG
Proyecto	Adquisición de acometidas y medidores de distribución
Línea de acción	5.2 Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD
Proyecto	Escalamiento de la medición a AMI
OBJETIVO 6:	TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI) A FIN DE OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE LAS RGD
Línea de acción	6.1 Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD
Proyecto	Operación remota y automatismo en redes de distribución Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE) Equipos de Comunicación de Voz y Datos para la Operación de las Redes Generales de Distribución Modernización de Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicación Operativas para Subestaciones y Centros de Control de Distribución
OBJETIVO 7:	GARANTIZAR ACCESO ABIERTO A FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
Línea de acción	7.1 Pronósticos de la Generación Distribuida
Proyecto	Capacidad de alojamiento de nuevas Centrales Eléctricas de GD

FUENTE: CFE Distribución.

CUADRO 6.2 MONTO DE INVERSIÓN DEL PAMRGD (MILLONES DE PESOS)

NO.		2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
PROYECTOS O PROGRAMAS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD							
AD-01	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	995.9	945.0	956.0	987.0	996.0	4,879.9
AD-02	Regularización de colonias populares.	156.0	157.0	166.0	165.0	165.0	809.0
AD-03	Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2,358.0	3,630.0	3,739.0	3,851.0	3,967.0	17,545.0
	Subtotal	3,509.9	4,732.0	4,861.0	5,003.0	5,128.0	23,233.9
PROYECTOS O PROGRAMAS DE MODERNIZACIÓN DE LAS RGD							
MD-01	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	191.8	319.4	290.9	278.0	286.3	1,366.4
MD-02	Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.5	276.5	280.8	282.1	1,117.9
MD-03	Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.4	186.8	195.8	192.6	796.5
MD-04	Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.1	176.1	180.2	173.8	715.2
MD-05	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución.		1,513.4	203.3	59.6	25.9	1,802.1
	Subtotal	191.8	2,517.7	1,133.5	994.4	960.7	5,798.2
PROYECTOS ESPECÍFICOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS RGD							
PE-01	Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.	244.2					244.2
PE-02	Conexión de la Isla de Holbox.	251.2					251.2
	Subtotal	495.4	0.0	0.0	0.0	0.0	495.4
PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES DE LAS RGD							
REI-01	Operación remota y automatismo en redes de distribución.	336.0	351.0	402.0	374.0	350.0	1,813.0
REI-02	Escalamiento de la medición a AMI.		205.0	197.0	199.0	198.0	799.0
REI-03	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.5	270.0			540.5
REI-04	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE).		227.0	287.0	124.8	112.4	751.2
REI-05	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.		353.1	289.4	208.1	168.0	1,018.6
REI-06	Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución.		438.2	283.8	260.8	239.8	1,222.7
	SUBTOTAL	336.0	1,844.8	1,729.3	1,166.8	1,068.3	6,145.1
	TOTAL	4,533.1	9,094.5	7,723.8	7,164.2	7,157.0	35,672.6

FUENTE: CFE Distribución.

6.2 PROGRAMA DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD

La atención de la demanda actual y futura de energía eléctrica se realiza a través de la ampliación de las RGD. A fin de realizar inversiones óptimas que permitan la ampliación de las RGD, se realizan evaluaciones técnico-económicas para atender el crecimiento de la demanda actual y futura de energía eléctrica, así como para garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura.

El Cuadro 6.3 muestra el programa de ampliación de las RGD no correspondientes al MEM; en el período 2023-2027, que tiene un monto de inversión de 23,233.9 millones de pesos.

CUADRO 6.3 MONTO DE INVERSIÓN DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

NO.	PROYECTOS O PROGRAMAS	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
AD-01	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	995.9	945.0	956.0	987.0	996.0	4,879.9
AD-02	Regularización de colonias populares.	156.0	157.0	166.0	165.0	165.0	809.0
AD-03	Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2,358.0	3,630.0	3,739.0	3,851.0	3,967.0	17,545.0
	SUBTOTAL	3,509.9	4,732.0	4,861.0	5,003.0	5,128.0	23,233.9

FUENTE: CFE Distribución.

6.2.1 INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

La reducción de pérdidas de energía eléctrica es la acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica. Durante el año 2022 la pérdida de energía eléctrica en las RGD ascendió a 33,209 GWh, lo que representó el 13.5% de la energía recibida en media tensión, de los cuales el 4.69% corresponde a pérdidas técnicas (efecto Joule I^2R) y el 8.8% a pérdidas no técnicas.

De 2012 a 2020, la pérdida de energía eléctrica en las RGD disminuyó debido a la aplicación de diferentes estrategias que permitieron disminuir consumos irregulares e invertir en proyectos de modernización de las RGD. Dichas acciones se llevan a cabo para alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8%.

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas requieren de una inversión de 4,879.9 millones de pesos en el período 2023-2027, y son las siguientes:

- Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión;
- Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados);
- Reconfigurar la Red Eléctrica de media tensión;
- Recalibrar los conductores de circuitos;
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución, y
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes.

6.2.2 REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES

El proyecto comprende la regularización de 65,365 Usuarios Finales con una inversión de 809 millones de pesos en el periodo 2023-2027. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que utilizan actualmente el servicio de energía eléctrica y que no cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura

eléctrica y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular.

6.2.3 ADQUISICIÓN DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES DE DISTRIBUCIÓN

Este proyecto se desarrolla para atender los incrementos de demanda y de nuevos Centros de Carga que se conectarán a las RGD en los niveles de media y baja tensión en Redes Eléctricas aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, así como la sustitución de los equipos dañados y obsoletos para brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento de la demanda y de Centros de Carga de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios como bombeo agrícola y alumbrado público, principalmente. El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a Centros de Carga que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios;
- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil de los Centros de Carga actuales, y
- Desconexiones: retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago.

En el horizonte 2023-2027, se requerirán 244,040 kilómetros de conductor para acometidas y 20.6 millones de medidores, con una inversión de 18,713 millones de pesos, ver Cuadro 6.4.

CUADRO 6.4 MONTO DE INVERSIÓN PARA ADQUISICIÓN DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Baja California	110	114	117	121	124	586
Bajío	342	352	363	374	385	1,816
Centro Occidente	212	218	224	231	238	1,123
Centro Oriente	284	292	301	310	319	1,506
Centro Sur	198	204	210	217	223	1,053
Golfo Centro	158	163	168	173	178	839
Golfo Norte	287	296	305	314	323	1,525
Jalisco	359	370	381	392	404	1,906
Noroeste	194	199	205	212	218	1,028
Norte	284	293	301	310	320	1,508
Oriente	304	313	323	332	342	1,614
Peninsular	176	182	187	193	198	936
Sureste	235	242	249	256	264	1,246
Valle de México Centro	101	104	107	110	113	535
Valle de México Norte	134	139	143	147	151	714
Valle de México Sur	146	151	155	160	165	777
NACIONAL	3,525	3,630	3,739	3,851	3,967	18,713

FUENTE: CFE Distribución.

6.3 PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LAS RGD

Las principales causas que afectan la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las RGD son la presencia de objetos sobre las líneas de los circuitos de distribución (árboles, ramas, animales, otros) y fallas en dispositivos y equipos, entre otros.

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron como meta los indicadores de desempeño establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la

Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, para evaluar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red.

El Cuadro 6.5 muestra el programa de modernización de las RGD no correspondientes al MEM en el período 2023-2027, mismo que tiene un monto de inversión de 5,798.29 millones de pesos.

CUADRO 6.5 MONTO DE INVERSIÓN DEL PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

NO.	PROGRAMAS Y PROYECTOS	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
MD-01	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	191.8	319.4	290.9	278.0	286.3	1,366.4
MD-02	Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.5	276.5	280.8	282.1	1,117.9
MD-03	Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.4	186.8	195.8	192.6	796.5
MD-04	Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.1	176.1	180.2	173.8	715.2
MD-05	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		1,513.4	203.3	59.6	25.9	1,802.1
	SUBTOTAL	191.8	2,517.7	1,133.5	994.4	960.7	5,798.2

FUENTE: CFE Distribución.

6.3.1 MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADORES ALTA/MEDIA TENSIÓN)

Los transformadores de potencia con más de 30 años en operación presentan una alta incidencia de falla y por su antigüedad los tiempos de reparación son más largos. Este proyecto considera el reemplazo, en el periodo 2023-2027, de 79 elementos de

transformación de alta a media tensión, con una capacidad de 1,894.4 MVA de transformación en Subestaciones Eléctricas de distribución para mantener la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica y satisfacer la demanda. El Cuadro 6.6 muestra el número de transformadores, la capacidad y la inversión requerida para este proyecto, que es de 1,366.4 millones de pesos.

CUADRO 6.6. MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADORES ALTA/MEDIA TENSIÓN), MILLONES DE PESOS

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Número de transformadores de potencia	9	18	18	17	17	79
Capacidad [MVA]	188.1	498.8	415.0	373.1	419.4	1,894.4
Inversión [MDP]	191.8	319.4	290.9	278.0	286.3	1,366.4

FUENTE: CFE Distribución.

6.3.2. MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los interruptores de potencia instalados en Subestaciones Eléctricas de distribución de alta a media tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los

esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente sus tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo, en el período 2023-2027, de 1,200 interruptores de media tensión en Subestaciones Eléctricas, con una inversión de 1,117.9 millones de pesos.

CUADRO 6.7 MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (MILLONES DE PESOS)

PROYECTO O PROGRAMA	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Cantidad de Interruptores de potencia	300	300	300	300	1,200
Inversión	278.5	276.5	280.8	282.1	1,117.9

FUENTE: CFE Distribución.

6.3.3 MODERNIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN A BAJA TENSIÓN EN LAS RGD

Al igual que en los casos anteriores, los transformadores de distribución de media a baja tensión con más de 30 años están sujetos a una

mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos electromagnéticos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente su tiempo y costo de reparación.

Este proyecto considera el reemplazo en el período 2023-2027, de 22,176 transformadores de distribución de media a baja tensión, con una inversión de 796.5 millones de pesos, ver Cuadro 6.8.

CUADRO 6.8 MONTO DE INVERSIÓN PARA MODERNIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN A BAJA TENSIÓN EN LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Baja California	2.0	2.3	1.9	1.8	8.0
Noroeste	25.8	19.6	20.2	25.8	91.5
Norte	15.6	12.4	13.5	12.4	53.9
Golfo Norte	21.8	19.3	22.4	11.2	74.7
Centro Occidente	3.3	3.0	2.6	2.6	11.5
Centro Sur	7.2	5.7	6.4	6.4	25.8
Oriente	23.3	20.3	20.4	19.4	83.3
Sureste	16.2	13.7	17.5	22.0	69.3
Valle de México Norte	0.6	0.3	0.3	0.3	1.5
Valle de México Centro	1.8	0.9	0.9	0.9	4.6
Valle de México Sur	2.0	0.2	0.2	0.2	2.6
Bajío	26.4	23.1	23.1	22.6	95.1
Golfo Centro	14.8	12.9	12.8	12.9	53.5
Centro Oriente	5.8	3.4	3.3	3.7	16.2
Peninsular	12.0	9.4	11.2	11.3	43.8
Jalisco	42.8	40.2	39.2	39.2	161.4
NACIONAL	221.4	186.8	195.8	192.6	796.5

FUENTE: CFE Distribución.



6.3.4. CONFIABILIDAD Y CALIDAD EN LAS RGD

El proyecto considera una inversión de 715.2 millones de pesos en trabajos de mantenimiento, principalmente de poda de árboles, cambio de

aislamiento, reemplazo de apartarrayos, entre otros, con la finalidad de contribuir a la contención de los índices de continuidad. Estos trabajos se ejecutarán en 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2024–2027, ver Cuadro 6.9.

CUADRO 6.9 MONTO DE INVERSIÓN PARA LA CONFIABILIDAD Y CALIDAD EN LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Bajío	17.1	16.3	16.7	16.1	66.2
Centro Occidente	0.7	0.7	0.7	0.7	2.8
Centro Oriente	11.6	11.0	11.3	10.9	44.6
Centro Sur	11.9	11.4	11.6	11.2	46.1
Golfo Centro	5.5	5.2	5.4	5.2	21.3
Golfo Norte	1.9	1.9	1.9	1.8	7.5
Jalisco	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Noroeste	9.2	8.8	9.0	8.7	35.6
Norte	23.4	22.3	22.8	22.0	90.4
Oriente	21.2	20.1	20.6	19.9	81.8
Peninsular	13.0	12.3	12.6	12.2	50.1
Sureste	48.3	45.9	47.0	45.3	186.5
Valle México Centro	11.8	11.3	11.5	11.1	45.7
Valle México Sur	9.5	9.0	9.2	8.9	36.6
TOTAL	185.1	176.1	180.2	173.8	715.2

FUENTE: CFE Distribución.

6.3.5. CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LAS RGD

Para cumplir con los niveles de referencia del Factor de Potencia (0.95 o superior a nivel nacional) en materia de la calidad de la potencia de energía eléctrica, establecidos en el Código de Red, emitido por la Comisión Reguladora de Energía, se aplican las mejores prácticas de la industria en la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de la prestación

del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica generando rentabilidad y valor económico para la CFE y el Estado Mexicano. Para ello, este programa considera la instalación de 1,937 bancos de capacitores, la modernización e instalación de 1,483 equipos de regulación de voltaje, en las 16 Divisiones de Distribución para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV, con una inversión necesaria en el horizonte 2024-2027 de 1,802.1 millones de pesos, ver Cuadro 6.10.



Central de Gasoductos, Empalme, Sonora
 Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 6.10 MONTO DE INVERSIÓN PARA LA CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

DIVISION	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Baja California	56.8	7.8	6.8	6.3	77.7
Noroeste	346.6	0.0	0.0	0.0	346.6
Norte	59.9	5.0	5.9	2.9	73.7
Golfo Norte	88.5	0.0	0.0	0.0	88.5
Centro Occidente	54.0	10.4	4.4	0.0	68.8
Centro Sur	32.8	2.7	0.0	0.0	35.5
Oriente	164.5	71.3	10.9	11.3	258.0
Sureste	110.8	10.9	8.2	1.0	130.9
Valle de México Norte	45.7	5.5	0.0	0.0	51.2
Valle de México Centro	14.9	0.0	0.0	0.0	14.9
Valle de México Sur	2.7	1.9	1.1	1.0	6.8
Bajío	168.7	27.8	11.1	0.0	207.6
Golfo Centro	145.3	47.8	10.7	3.4	207.2
Centro Oriente	108.3	0.0	0.0	0.0	108.3
Peninsular	38.5	4.3	0.5	0.0	43.3
Jalisco	75.4	8.0	0.0	0.0	83.3
TOTAL	1,513.4	203.3	59.6	25.9	1,802.1

FUENTE: CFE Distribución.

6.4 PROYECTOS ESPECÍFICOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS RGD

6.4.1. REEMPLAZO DEL CABLE SUBMARINO DE ISLA MUJERES

Este proyecto considera la sustitución del conductor submarino de 6.9 km, que suministra energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres. Con 32 años en operación desde el año 1989 ha concluido su vida útil y está limitado en su capacidad de transmisión debido al daño estructural provocado por las embarcaciones. Con este proyecto se incrementará la capacidad de transmisión del conductor submarino de Isla Mujeres a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda en esta área de influencia. Además, se mejorará la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica a la Isla, tanto en condiciones normales de operación como en contingencias. Se requiere una inversión total de 244.2 millones para el 2023.

6.4.2. CONEXIÓN DE LA ISLA DE HOLBOX

La Isla de Holbox se encuentra ubicada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, en el municipio de Lázaro Cárdenas. Las actividades en la isla demandan 3.06 MW que se abastecen por medio de una central eléctrica con capacidad de 3.2 MW, conformada por cuatro unidades de combustión interna a diésel en 440 V y adicionalmente dos plantas móviles de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, para atender 2,323 Centros de Carga.

Se estima que la demanda de energía eléctrica en Holbox alcance 4.3 MW en 2023, debido al desarrollo de infraestructura turística. El proyecto considera la construcción de un circuito aéreo de 58.9 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá y continuará con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. Por lo que se tiene estimada una inversión para el 2023 de 251.2 millones de pesos.



6.5 TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

De acuerdo con la LIE y el Artículo 37 de la LTE, el despliegue de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD para contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de energías limpias y renovables que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico. Además, la LTE indica que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red Nacional

de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- La integración de proyectos de Generación Distribuida;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas redes.

El Cuadro 6.11 muestra los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD no correspondientes al MEM, que requieren una inversión 6,145.1 millones de pesos en el período 2023-2027.

CUADRO 6.11 MONTO DE INVERSIÓN DE PROYECTOS DE REDES INTELIGENTES DE LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

NO.	PROYECTO O PROGRAMA	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
REI-01	Operación remota y automatismo en redes de distribución.	336.0	351.0	402.0	374.0	350.0	1,813.0
REI-02	Escalamiento de la medición a AMI.		205.0	197.0	199.0	198.0	799.0
REI-03	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.5	270.0			540.5
REI-04	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		227.0	287.0	124.8	112.4	751.2
REI-05	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353.1	289.4	208.1	168.0	1,018.6
REI-06	Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438.2	283.8	260.8	239.8	1,222.7
	SUBTOTAL	336.0	1,844.8	1,729.3	1,166.8	1,068.3	6,145.1

FUENTE: CFE Distribución.

6.5.1 OPERACIÓN REMOTA Y AUTOMATISMO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Este proyecto tiene como objetivo mejorar la confiabilidad de las RGD mediante la reducción del tiempo de restablecimiento ante falla en las RGD, afectando al menor número de servicios de forma permanente. Consiste en la instalación de Equipos

de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) telecontrolados para su operación remota y lograr el automatismo de las RGD. Para el período de 2023 a 2027 se tiene considerado la instalación de 5,195 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, para lo que se requiere una inversión total de 1,813 millones de pesos.

6.5.2 ESCALAMIENTO DE LA MEDICIÓN AMI

El proyecto Escalonamiento de la Medición AMI tiene como objetivo la disminución de pérdidas de energía por causas no técnicas ocasionadas por el robo de energía eléctrica, así como apoyar la modernización de las RGD para mantener una infraestructura confiable y segura. Consiste en la instalación física de una tarjeta electrónica de comunicación por radiofrecuencia en el interior del medidor digital utilizado en los servicios proporcionados en baja tensión, con lo que se incrementa las capacidades de los medidores para realizar la comunicación remota y se opere mediante los sistemas informáticos institucionales existentes en CFE, lo que permitirá ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación. En el periodo 2024-2027 se planea el escalamiento de la medición de 73,556 servicios con una inversión de 799 millones de pesos.

6.5.3 GESTIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA DE LAS RGD

El proyecto tiene como objetivo implementar los sistemas de medición, comunicación y control del registro del consumo de energía eléctrica de los equipos de intercambio de energía entre las 150 zonas, necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria (con perfil en tiempo real), minimizando la incertidumbre ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente.

Este proyecto comprende la medición en los puntos de intercambio al interior y de las subestaciones eléctricas de alta a media tensión, así como la medición en los puntos de intercambio sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión, distribuidos por División de Distribución.

Este proyecto comprende la instalación de un total de 1,207 puntos de medición sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión. Incluye el suministro de equipos y sistemas de medición, sistemas de comunicaciones y sistemas para el análisis de datos, así como la puesta en servicio, mantenimiento. Se requiere una inversión total de 540.5 millones de pesos.

6.5.4 SISTEMA DE MONITOREO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA (SIMOCE)

El proyecto tiene como objetivo implementar los sistemas de medición y adquisición de datos, necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria, minimizando la incertidumbre para el MEM, garantizando con ello el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las RGD se realicen de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la normativa aplicable.

Para el período de 2024 a 2027 se tiene considerado la instalación de 4,465 medidores, 133 unidades concentradoras y un servidor, para lo que se requiere una inversión total de 751.2 millones de pesos.

6.5.5 EQUIPO DE RADIOCOMUNICACIÓN DE VOZ Y DATOS PARA LA OPERACIÓN DE LAS RGD

Con objeto de mejorar la seguridad del personal que realiza trabajos de operación en líneas energizadas y de mantenimiento en líneas desenergizadas, así como reducir los tiempos de atención a los usuarios, al existir mayor coordinación entre los grupos de trabajo, y reducir costos operativos, generando rentabilidad y valor económico para CFE Distribución y el Estado Mexicano, se requiere invertir en adquisiciones de equipo de comunicación como es la radiocomunicación de voz, que incluye radios base, móviles y portátiles, así como equipos repetidores y radios de datos, incluidos en este programa, para reemplazar al equipo que ha cumplido su vida útil o se ha resultado dañado, con la finalidad de garantizar el desarrollo de las actividades de operación, coordinación, despacho y telemetría que realiza personal de CFE Distribución.

Para el período de 2024 a 2027 se tiene considerada la adquisición de 24,217 equipos de radiocomunicación, con una inversión total de 1,018.6 millones de pesos.



6.5.6 MODERNIZACIÓN DE EQUIPO DE CONTROL SUPERVISORIO Y REDES DE COMUNICACIÓN OPERATIVAS PARA SUBESTACIONES Y CENTROS DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

Con el objetivo de cumplir con el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista y a fin de garantizar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y Sustentabilidad, de conformidad con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, es indispensable contar con Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicaciones Operativas capaces de soportar los requerimientos actuales y hacia futuro en el ámbito operativo, técnico y administrativo bajo los cuales se rige el Mercado Eléctrico Nacional (Manual TIC) y que a su vez estén basadas en estándares internacionales de los diferentes rubros técnicos y de seguridad bajo las mejores prácticas de mercado a nivel global. Para el periodo 2024-2027 se requiere una inversión de 1,222.7 millones de pesos.

6.6 ACCESO ABIERTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y Seguridad del Sistema.

6.6.1 CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO DE GD DE LAS RGD

La capacidad de los alimentadores es única para cada circuito de acuerdo con criterios operativos y debe revisarse periódicamente. De acuerdo con la tendencia de crecimiento estimada en el presente documento, para finales del año 2028 se espera una capacidad instalada de GD de 9,437 MW a través de Contratos de Interconexión en pequeña y mediana escala. Ante la incertidumbre en la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse y la capacidad de alojamiento actual de las RGD que garantiza el acceso abierto a la GD, a fin de evitar inversiones innecesarias que incrementen el costo de la tarifa de distribución, por lo que para dicho período no son necesarios refuerzos para este propósito.

CFE Distribución cuenta con una estrategia general para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica, asociados con la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida la cual se resume en los puntos siguientes:

- Programar la Ampliación y Modernización de la infraestructura necesaria en las RGD para mantener las condiciones aceptables de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación de éstas, conforme al artículo 14 de la LIE.
- Utilizar instrumentos, metodologías y procedimientos con reconocimiento internacional para evaluar periódicamente la capacidad de alojamiento o "hosting capacity" de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) en cada uno de los circuitos eléctricos de distribución en media tensión.
- Verificar, para cada nueva solicitud de interconexión, que exista tanto "capacidad de alojamiento" disponible como factibilidad técnica a través de los estudios de interconexión correspondientes.
- Considerar en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD las solicitudes de los interesados la infraestructura requerida de interconexión que aporte beneficio neto al SEN.

FIGURA 6.1 CAPACIDAD INTEGRADA DE CENTRALES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: CFE Distribución.

6.7 ELECTRIFICACIÓN DE COMUNIDADES RURALES Y ZONAS URBANAS MARGINADAS

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno de México para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación, especialmente de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas donde aún no había llegado el suministro eléctrico. Se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación.

6.7.1 FONDO DE SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO

México cuenta actualmente con una cobertura eléctrica al cierre de 2022 del 99.29% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad. Sin embargo, aún están pendientes de electrificar 917,888 habitantes.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren cerca de la red eléctrica de distribución, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red, lo cual se lleva a cabo a través de los Distribuidores. En caso de que la comunidad no se encuentre cerca de la Red Eléctrica de distribución se deberá implementar la solución técnica más económica, dando prioridad a aquella basada en fuentes de Energías Limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados.

En 2022 se concluyeron 2,197 obras de electrificación en 29 estados del país para beneficiar a más de 204 mil habitantes.

En 2023 se autorizaron 2,358 obras de electrificación en 31 estados del país para beneficiar a más de 141 mil habitantes, consiste principalmente, entre otros de lo siguiente:

- 1,673 obras de extensiones de red.
- 685 obras de sistemas aislados



Central hidroeléctrica, Coahuayutla, Guerrero.
Comisión Federal de Electricidad.

Anexo 1
Infraestructura
del Sistema Eléctrico Nacional

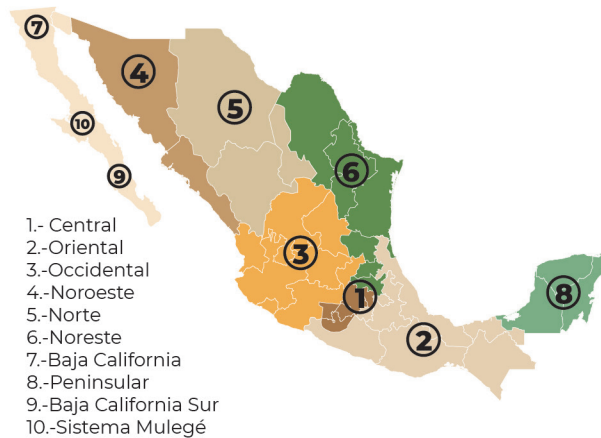


Central hidroeléctrica, La Yesca, Nayarit.
Comisión Federal de Electricidad.

AI.1 CONFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Eléctrico Nacional está conformado por nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico aislado (Mulegé), como se muestra en la figura AI.1.

FIGURA AI.1 REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



FUENTE: CENACE.

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

El Sistema Interconectado Nacional está integrado por las siete Gerencias de Control Regional: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas

y situaciones operativas; esto permite el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El Sistema Interconectado Baja California (SIBC), opera interconectado a la Red Eléctrica de la región Oeste de EE.UU. (Western Electricity Coordinating Council, WECC) por medio de dos líneas de transmisión conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna, mientras que los Sistemas Interconectados Baja California Sur (SIBCS) y SIM están eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC.

AI.2 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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

- **Red Nacional de Transmisión (RNT):** Sistema integrado por las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía a las RGD y a los Usuarios 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.
- **Redes Generales de Distribución (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. No están incluidas en el documento.

Al 31 de diciembre de 2022, conforme a datos de CFE Transmisión, en la RNT se tienen 110,685 km de líneas de transmisión. El Cuadro AI.1 muestra los kilómetros

(km) de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2020 a 2022. La figura A1.2 presenta el porcentaje por

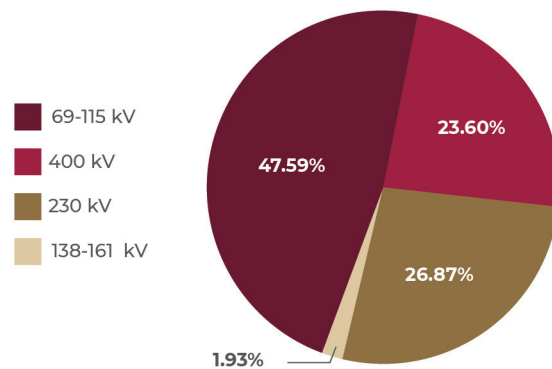
nivel de tensión de las líneas de transmisión en la RNT en 2022.

CUADRO A1.1 INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (km)			TCA 2021-2022 (%)
	2020	2021	2022	
Transmisión 161 a 400 kV	56,338	56,342	56,389	0.08
400 kV	26,097	26,098	26,125	0.10
230 kV	29,722	29,723	29,743	0.07
161 kV	519	521	521	0.00
Transmisión 69 a 138 kV	54,158	54,207	54,296	0.16
138 kV	1,620	1,620	1,620	0.00
115 kV	48,456	48,496	48,584	0.18
85 kV	1,747	1,756	1,757	0.06
69 kV	2,335	2,335	2,335	0.00
TOTAL	110,497	110,549	110,685	0.12

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

FIGURA A1.2 PORCENTAJE DE INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RNT POR NIVEL DE TENSIÓN (KV) 2022



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

En las Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 2,000 MVA en bancos de transformación de 2021 a 2022, de los cuales el 63.8% corresponde a bancos de la RNT. En el cuadro A1.2 se muestran los MVA de transformación en la RNT y las RGD del MEM para 2020, 2021 y 2022.

CUADRO A1.2 ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y LAS RGD

NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)			TCA 2020-2021 (%)	TCA 2021-2022 (%)
	2020	2021	2022		
Bancos de Transformación de la RNT	114,807	114,807	116,082	0.00	1.11
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	75,192	76,331	77,056	1.51	0.95
TOTAL	189,999	191,138	193,138	0.60	1.05

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

El Cuadro A1.3 presenta la infraestructura de la RGD para 2020, 2021 y 2022. En la figura A1.3 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 a

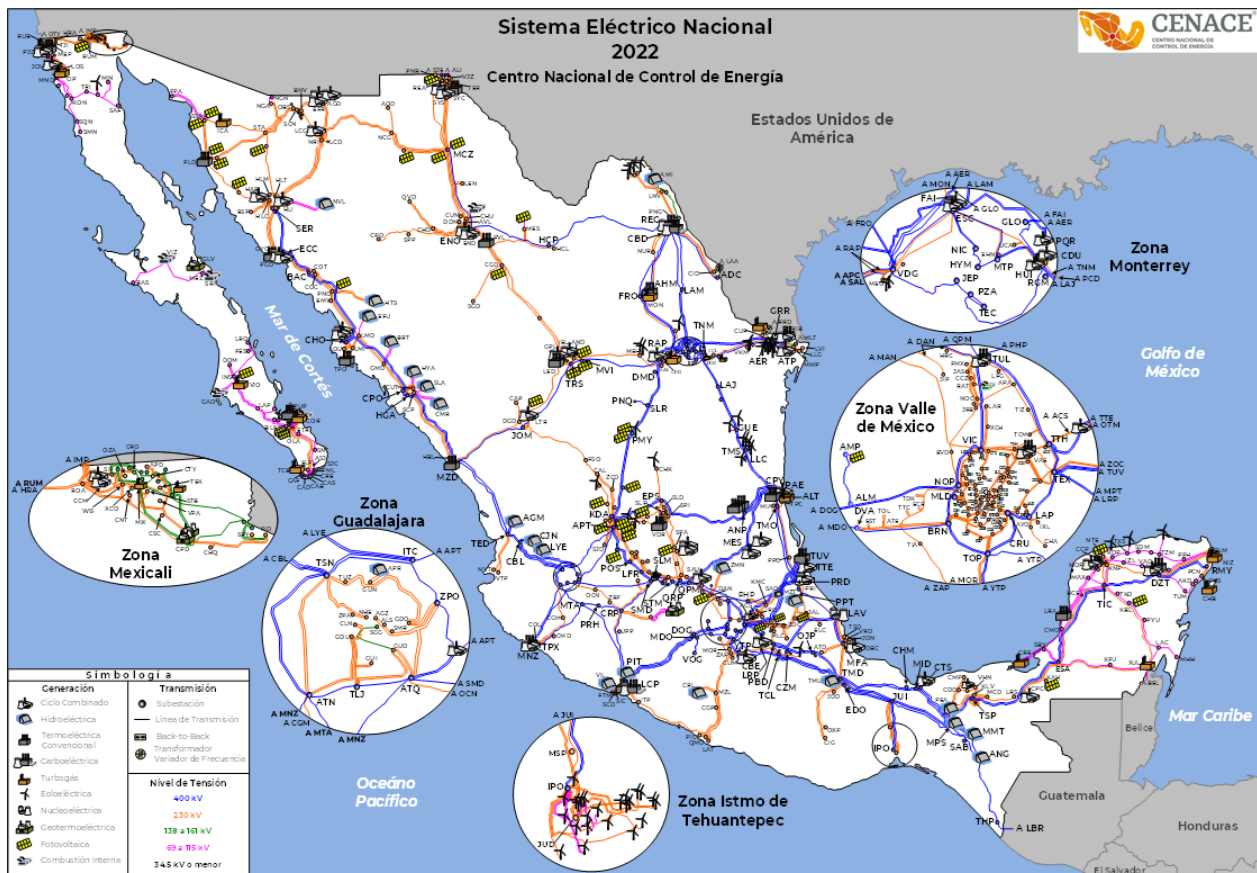
400 kV en el SIN. En la Península de Baja California los SIBC, SIBCS y SIM desde 115 kV.

CUADRO A1.3 INFRAESTRUCTURA DE LAS RGD

INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN	2020	2021	2022
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645	12,114	12,239
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	536,736	542,129	548,411
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	333,528	335,920	340,759
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	56,721	57,994	59,123
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,531,691	1,583,932	1,617,936

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

FIGURA A1.3 RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2022



FUENTE: CENACE.

AI.3 PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la Figura AI.4. Con Texas, EE. UU., se tienen dos enlaces en el nivel de tensión de 115 kV que operan con carga aislada entre Ciudad Juárez, Chihuahua, y El Paso, Texas, EE. UU. En Matamoros, Tamaulipas, se cuenta con dos enlaces que operan con carga aislada con Brownsville, Texas, EE. UU.

Con Texas se tienen dos enlaces asíncronos, un transformador variable de frecuencia de 100 MW en la región de Laredo, y dos Back-to-Back con tecnología LCC que operan en paralelo de 150 MW cada uno en la región de Reynosa.

En la región de Piedras Negras el enlace del Back-to-Back con tecnología VSC de 36 MW ya no se considera en operación por el operador Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) de Texas, EE. UU.

en su documento ERCOT DC-TIE OPERATIONS publicado en su sitio web, por lo que se disminuye la capacidad de interconexión asíncrona con EE. UU. Con Centroamérica se tienen dos enlaces internacionales síncronos, uno con Guatemala en 400 kV y el otro con Belice en 115 kV.

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

En Baja California se tienen dos Centrales de Ciclo Combinado (CCC) y una Central Eléctrica Eólica (EO) que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC. Entre el SIBC y el WECC se tienen dos enlaces síncronos operando en 230 kV.

FIGURA AI.4 CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DEL SEN, 2022

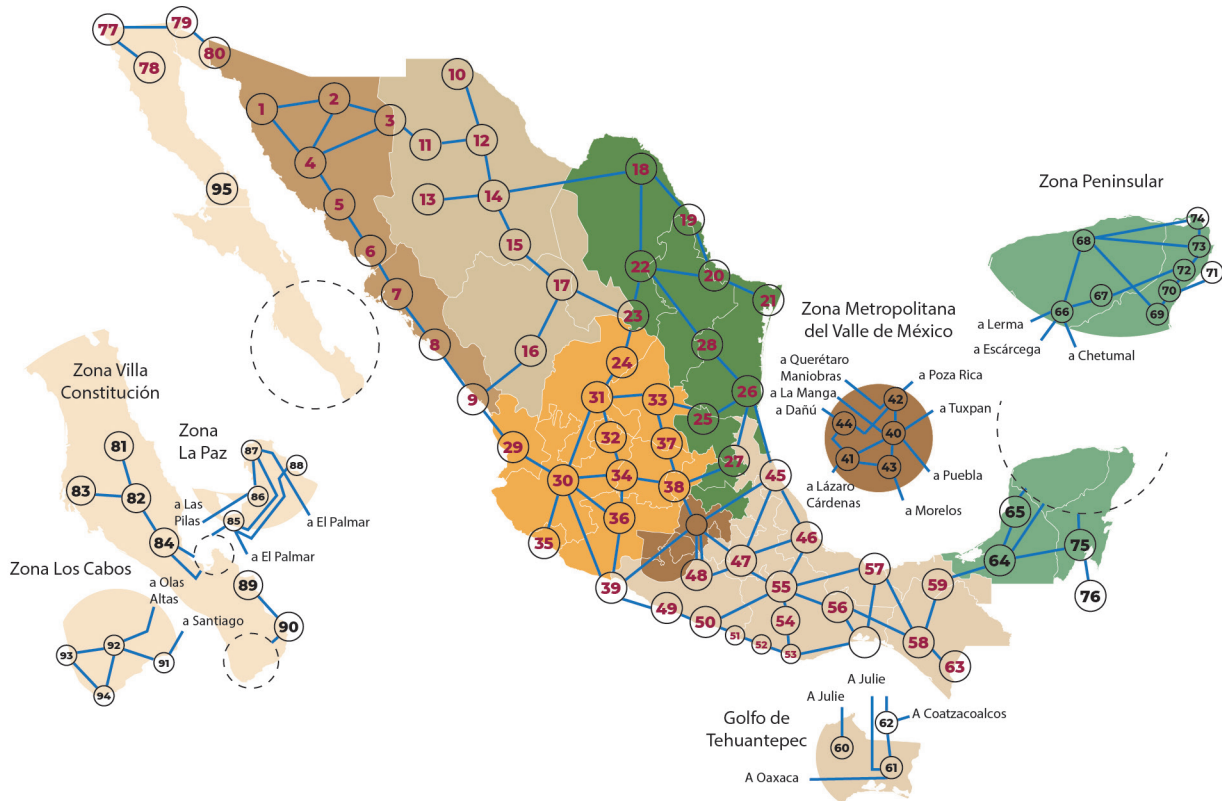


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura A1.5 se presentan los elementos de los enlaces entre regiones en 2022 con los que se desarrollan los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas tendientes

a satisfacer las necesidades del país y el CENACE realiza las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos de ampliación o modernización, para más información ver Cuadro A1.7.

FIGURA A1.5 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

A1.4 CAPACIDAD INSTALADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

A continuación, se presentan la capacidad instalada interconectada a la RNT y las RGD de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoabastecimiento (AU), Cogeneración (COG), Pequeña Producción (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) al 31 de diciembre 2022. Se considera la infraestructura construida al amparo de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y de la Ley de la Industria Eléctrica.

Al cierre del 2021 la capacidad entregada a la red de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 86,153 MW, mientras que al cierre de diciembre de 2022 se incrementó hasta 87,130 MW, lo cual refleja un incremento de 1.1% con respecto al 2021. Este incremento se debe principalmente, a adiciones de centrales de ciclo combinado (772 MW) y centrales eléctricas fotovoltaicas (FV) (580 MW). Mientras que para las centrales eléctricas en pruebas se tiene 2,760 MW destacando las centrales eléctricas FV (1,001 MW), los ciclos combinados (883 MW) y las centrales eólicas (810 MW).

En el Cuadro A1.4 se presenta la capacidad instalada en el SEN por tecnología para el 2019, 2020, 2021 y 2022. En el año 2021, la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia tales como

Hidroeléctrica, Geotermoeléctrica, Eoloeléctrica, Fotovoltaica, Bioenergía, Nuclear y Cogeneración Eficiente fue de 30,812 MW, y al cierre de diciembre de

2022 se tiene 31,369 MW; un incremento del 1.8% con respecto al 2021, debido principalmente al aumento de las centrales FV.

CUADRO A1.4 CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW), SE EXCLUYEN CENTRALES EN PRUEBAS

TECNOLOGÍA	2019	2020 ^{1/}	2021 ^{6/}	2022 ^{7/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614	12,613
Geotermoeléctrica	899	951	976	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977	6,921
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955	6,535
Bioenergía ^{2/}	375	378	378	408
Suma limpia renovable	23,582	25,594	26,899	27,453
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{5/}	1,710	2,305	2,305	2,308
Suma limpia no renovable	3,318	3,913	3,913	3,916
Total capacidad de energía eléctrica limpia	26,900	29,506	30,812	31,369
Porcentaje	34.3	35.5	35.8	36.0
Ciclo Combinado	30,402	31,948	33,640	34,413
Térmica Convencional ^{3/}	11,831	11,809	11,793	11,343
Turbogás ^{4/}	2,960	3,545	3,744	3,815
Combustión Interna	891	850	701	728
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	78,447	83,121	86,153	87,130

^{1/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020.

^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{3/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{4/} Incluye plantas móviles.

^{5/} Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente.

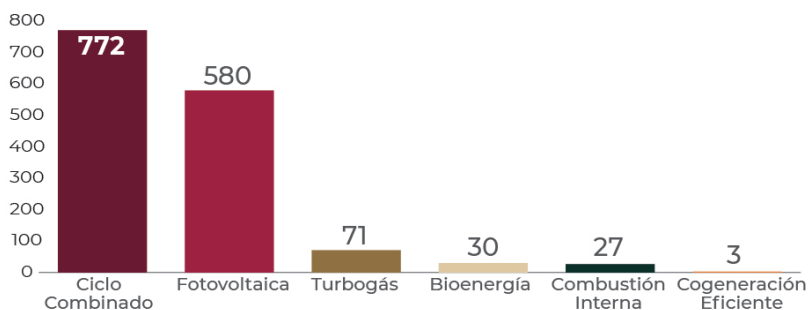
^{6/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

^{7/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

En la Figura A1.6 se presentan las adiciones de capacidad instalada en 2022, de las centrales eléctricas en operación.

FIGURA A1.6 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA EN 2022 (MW)



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En el Cuadro A1.5 se presenta la capacidad de las centrales eléctricas en pruebas en el SEN por tipo de

tecnología y Gerencia de Control Regional (GCR) al 31 de diciembre de 2022.

CUADRO A1.5 CAPACIDAD DE LAS CENTRALES EN PRUEBAS DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW) AL 31 DE DICIEMBRE 2022

TECNOLOGÍA	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	TOTAL
Hidroeléctrica								0
Geotermoeléctrica								0
Eoloeléctrica						810		810
Fotovoltaica		200	682	120				1,001
Bioenergía ^{1/}								0
Suma limpia renovable	0	200	682	120	0	810	0	1,811
Nucleoeléctrica								0
Cogeneración Eficiente ^{3/}			6					6
Suma limpia no renovable	0	0	6	0	0	0	0	6
Total capacidad de energía eléctrica limpia	0	200	687	120	0	810	0	1,817
Porcentaje	0.0	100.0	93.1	13.2	0.0	96.5	0.0	65.8
Ciclo Combinado			42	791	50			883
Térmica Convencional ^{2/}								0
Turbogás							19	19
Combustión Interna	3		9			29		41
Carboeléctrica								0
TOTAL	3	200	738	911	50	839	19	2,760

^{1/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{2/} Incluye Lecho Fluidizado

^{3/} Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente CEL.

NOTA: La Capacidad en pruebas con base a su capacidad de Contrato de Interconexión.

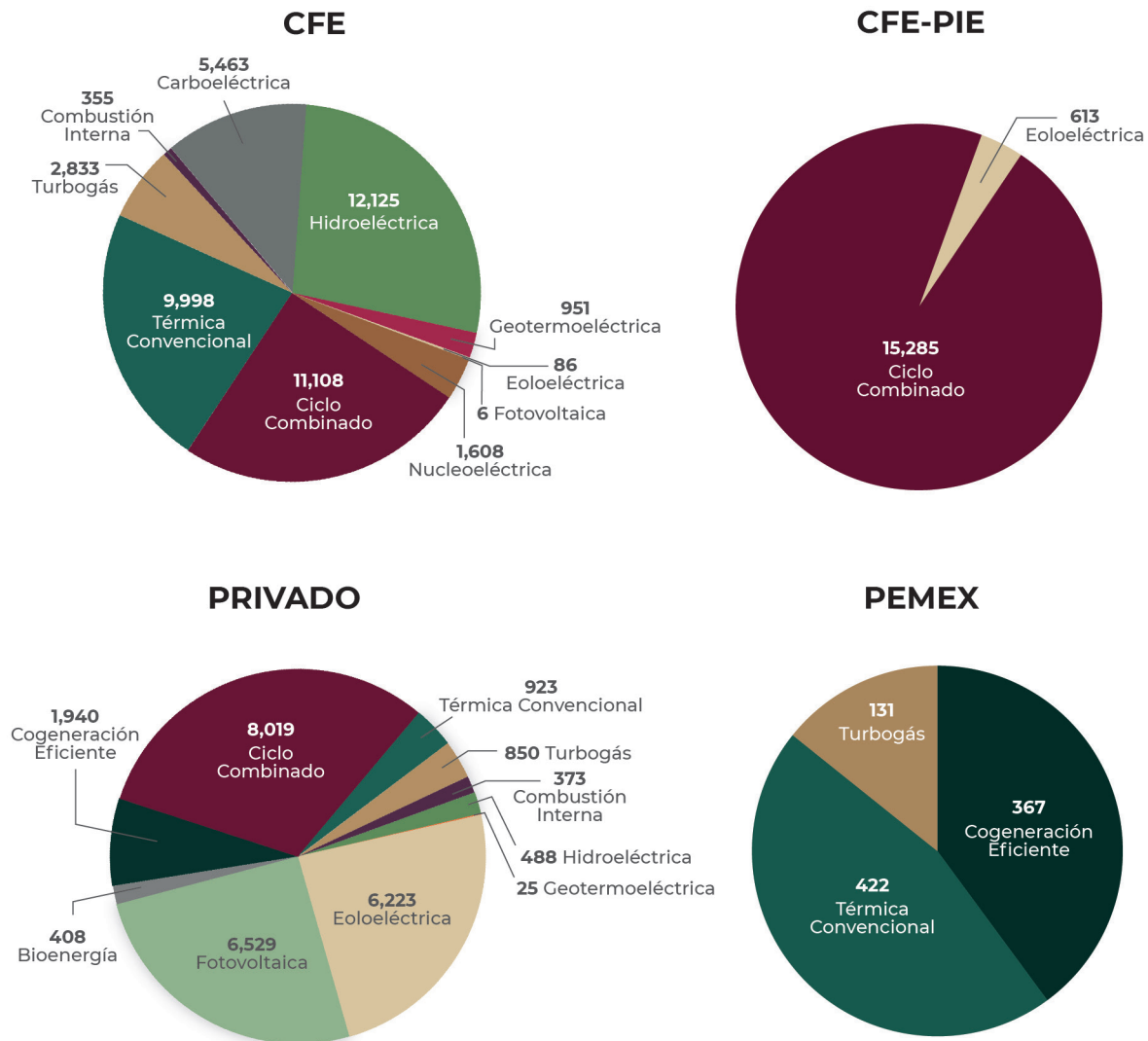
FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

En la Figura A1.7 se presenta la capacidad instalada por modalidad al 31 de diciembre de 2022. Al cierre de diciembre de 2022, la CFE tiene 44,533 MW y 15,898 MW de PIE; mientras que el sector privado tiene

una capacidad instalada de 25,778 MW y Petróleos Mexicanos, 921 MW. Para mayor detalle ver Cuadros A1.9 a A1.9.9.



FIGURA A1.7 CAPACIDAD INSTALADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (MW)

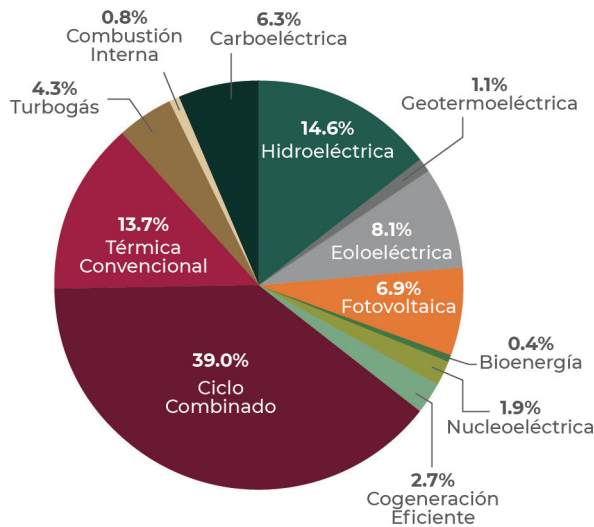


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

Las Figuras A1.8 y A1.9, muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31

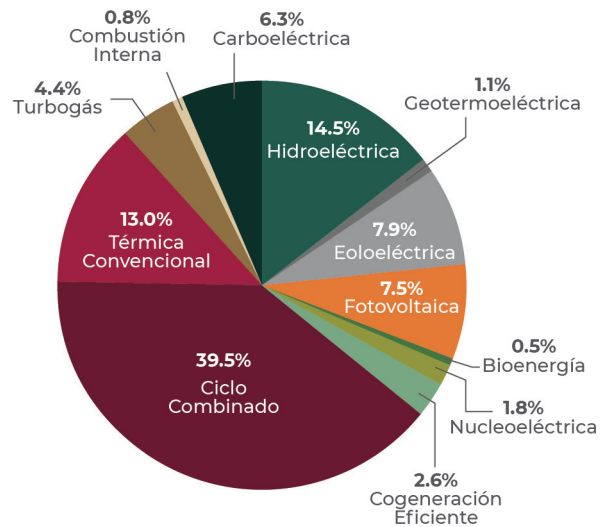
de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

A1.8 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA A1.9 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

A1.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE 2018 A 2022

En la Figura A1.10 se presenta la evolución de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología para el periodo 2018-2022 de las Centrales

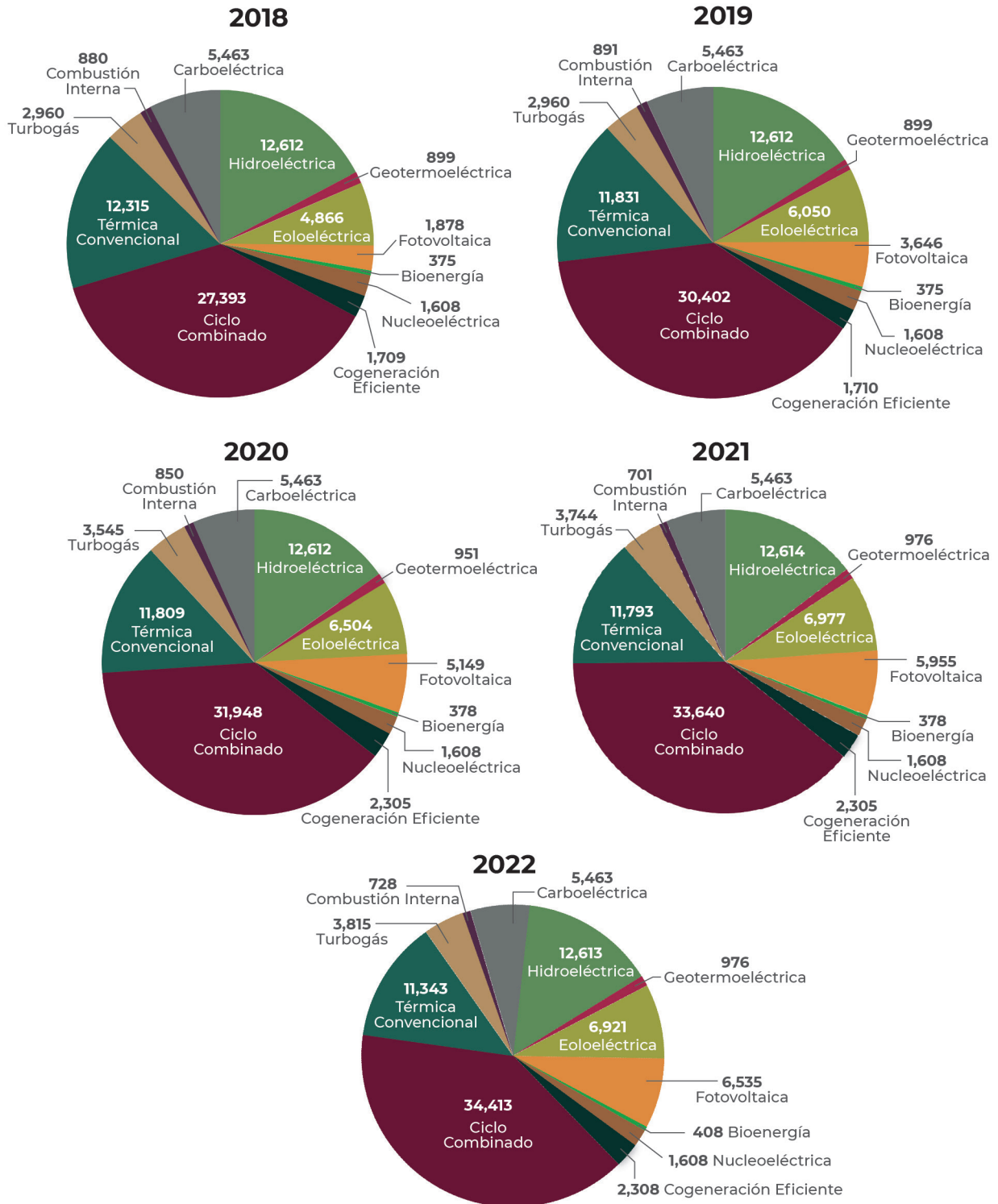
Eléctricas de la CFE y del resto de los permisionarios que participan en el MEM; no se considera la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Frenos Regenerativos, la Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV), el Fideicomiso de Riesgo Compartido y capacidad del autoabasto local. Para mayor detalle ver Cuadros A1.9 a A1.9.9.



Central hidroeléctrica. La Yesca, Nayarit. Comisión Federal de Electricidad.



FIGURA A1.10 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS POR TECNOLOGÍA, 2018-2022



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

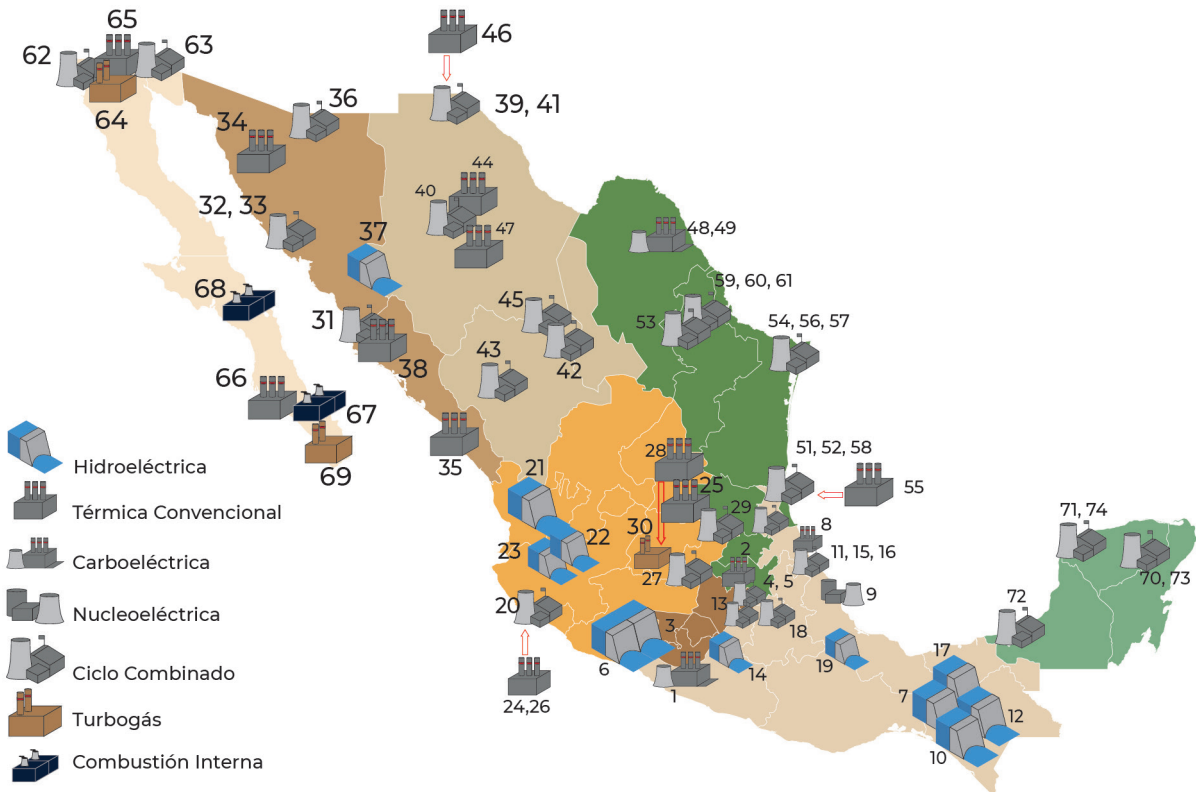


Central geotérmica. Los Azufres, Ciudad Hidalgo, Michoacán.
Comisión Federal de Electricidad.

AI.6 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

La Figura AI.11 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas de la CFE y los PIE que destacan por su tecnología o importancia regional al 31 de diciembre de 2022. Para mayor detalle ver Cuadro AI.10.

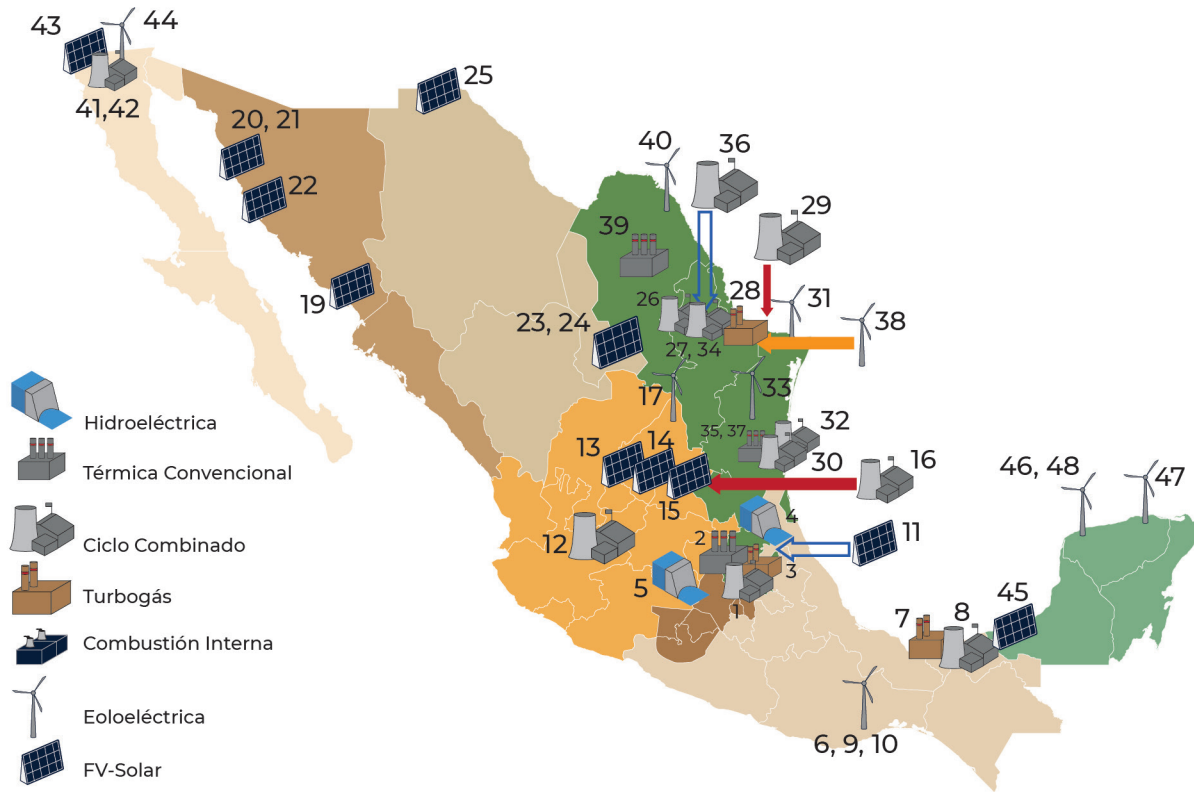
FIGURA AI.11 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura A1.12 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas del sector privado, que destacan por tipo de tecnología o importancia regional. Para mayor detalle ver Cuadro A1.11.

FIGURA A1.12 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS PRIVADAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



Central eólica. La Venta, Oaxaca.
Comisión Federal de Electricidad.

AI.7 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2022

CUADRO AI.6 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2022 (GWh)

TECNOLOGÍA/FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022 ^{10/}
Hidroeléctrica total	32,234.1	23,602.4	26,817.0	34,717.2	35,558.9
Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.5	18,299.8	21,235.5	29,668.1	30,390.9
Hidroeléctrica Menor	5,791.6	5,302.6	5,581.5	5,049.0	5,168.0
Geotermoeléctrica	5,064.7	5,060.7	4,574.6	4,242.9	4,412.7
Eoloeléctrica total	12,435.3	16,726.9	19,702.9	21,074.9	20,528.8
Eoloeléctrica	12,435.3	16,726.9	19,702.9	21,074.9	20,317.2
Eoloeléctrica - Abasto aislado					209.4
Eoloeléctrica - Generación Distribuida ^{2/}					2.1
Fotovoltaica total	3,211.7	9,964.3	15,835.6	20,194.9	20,342.0
Fotovoltaica ^{1/}	2,176.3	8,393.7	13,527.7	17,069.0	16,277.7
Fotovoltaica Generación Distribuida ^{2/}	1,018.2	1,564.8	2,303.6	3,110.3	4,049.3
Fotovoltaica-Abasto aislado	1.4	4.4	4.4	15.6	15.0
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{3/}	15.8	1.5	0.0	0.0	0.0
Bioenergía Total	1,989.2	1,866.5	2,206.5	1,595.6	2,141.3
Bagazo de Caña ^{9/}	1,578.8	1,476.3	1,583.2	1,374.1	1,918.2
Biogás ^{9/}	213.3	241.2	526.7	176.1	153.8
Biogás - Generación Distribuida ^{2/}					38.9
Relleno Sanitario	125.6	110.9	67.4	16.2	
Licor Negro	71.4	38.1	26.4	24.8	23.7
Biomasa ^{9/}	0.0	0.0	2.8	4.3	3.4
Biomasa ^{9/} - Generación Distribuida ^{2/}					3.3
RENOVABLES TOTAL	54,934.9	57,220.8	69,136.6	81,825.4	82,983.6
Nucleoeléctrica	13,200.3	10,880.7	10,864.3	11,605.5	10,539.5
Frenos Regenerativos	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Cogeneración Eficiente Total	2,424.6	3,378.2	4,295.3	3,415.5	4,204.1
Ciclo Combinado	987.7	1,887.2	2,660.5	2,042.9	2,647.9
Abasto aislado - C.C. y C.I.	115.0	119.4	107.1	66.1	67.6
Combustión Interna	77.9	78.7	88.9	75.5	69.4
Turbogás	1,244.1	1,292.9	1,438.7	1,231.0	1,419.2
Termoeléctrica convencional			0.0	0.0	0.0
Energía libre de combustible fósil*					7,502.1
Energía adicional por enfriamiento auxiliar*					925.8
Baterías					12.3
LIMPIAS NO RENOVABLES TOTAL	15,628.6	14,262.6	15,163.1	15,024.6	23,187.4
LIMPIAS TOTAL	70,563.4	71,483.4	84,299.8	96,850.1	106,171.0
Porcentaje	22.5%	22.2%	26.6%	29.5%	31.2%
Ciclo Combinado ^{4/}	163,876.7	175,506.3	185,637.8	186,715.1	187,574.3
Térmica Convencional ^{5/}	39,344.7	38,019.6	22,405.5	22,196.2	20,000.6
Térmica Convencional - Abasto aislado	45.0	38.1	40.2	45.2	43.5
Turbogás ^{6/}	9,507.6	10,903.8	8,663.9	11,149.5	10,093.0
Turbogás - Abasto aislado	155.4	148.7	160.2	250.4	157.7
Combustión Interna	2,588.7	3,187.4	2,841.4	2,120.6	1,820.2
Combustión Interna - Abasto aislado	195.9	313.8	363.4	379.3	411.8
Carboeléctrica	27,347.0	21,611.0	12,525.1	8,704.1	14,193.8
Cogeneración ^{7/}					
Cogeneración ^{8/} - Abasto aislado	354.0	372.2	331.2	187.5	167.5
Importaciones					79.2
CONVENCIÓNALES FÓSILES TOTAL	243,414.8	250,101.0	232,968.7	231,747.9	234,541.8
Porcentaje	77.5%	77.8%	73.4%	70.5%	68.8%
TOTAL	313,978.2	321,584.4	317,268.5	328,598.0	340,712.7

^{1/} Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico. - ^{2/} Generación distribuida con valores reales ene-jun 2022 y estimación jul-dic 2022. - ^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). - ^{4/} Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado. - ^{5/} Incluye Lecho Fluidizado. - ^{6/} Incluye unidades móviles. - ^{7/} Incluye tecnologías tales como Ciclo Combinado, Combustión Interna y Turbogás. - ^{8/} Incluye tecnologías tales como combustión interna, Térmica convencional y Turbogás. - ^{9/} Incluye Generación de Autoabasto aislado. - ^{10/} Generación neta Enero-Diciembre 2022, con base a la información de CRE y CENACE. Considerando la energía producida por las Centrales Eléctricas de Cogeneración Eficiente con FCEL.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

* Se incluyen las tecnologías consideradas en la Resolución RES/1838/2016 de la CRE publicada en el DOF el 22/12/2016.

NOTA: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
01-CENTRAL			
QUERÉTARO (38)	CENTRO (40)		230
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
QUERÉTARO (38)	JILOTEPEC (44)		230
Dañu	Jilotepec Potencia	93N20	230
QUERÉTARO (38)	TULA - PACHUCA (42)		400 / 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula	93030/93290	230
POZA RICA (45)	CENTRO (40)		400
Tuxpan	Texcoco	A3380	400
Tuxpan	Texcoco	A3680	400
Tuxpan	Texcoco	A3780	400
POZA RICA (45)	TULA - PACHUCA (42)		400
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400
Tres Estrellas	Teotihuacán/Valle Mex Maniobras	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacán/Valle Mex Maniobras	A3080	400
PUEBLA (47)	CENTRO (40)		400 / 230
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
MORELOS (48)	TOLUCA (43)		230
Zapata	Tianguistenco	93040	230
LÁZARO CÁRDENAS (39)	DONATO GUERRA (41)		400
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
DONATO GUERRA (41)	CENTRO (40)		400
Donato Guerra	Nopala	A3620	400
Almoloaya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)		400
Agustín Millán II	Deportiva	A3W60	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	IXTAPA (49)		4001/ / 230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	4001/
TULA - PACHUCA (42)	CENTRO (40)		400 / 230
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacán	Texcoco	A3W10	400

CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 1)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
Teotihuacán	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacán	Texcoco	93120	230
Jorobas	El Vidrio	93F20	230
Acolman	Cerro Gordo	93N20	230
TULA - PACHUCA (42)	JILOTEPEC (44)		115
Nochistongo	Parque Industrial	73320	115
CENTRO (40)	TOLUCA (43)		230 / 400
San Bernabé	Atenco	93490	230
San Bernabé	Estadio	93560	230
Remedios	Toluca 2000	93G50	230
San Bernabé	Deportiva	A3290	400
JILOTEPEC (44)	DONATO GUERRA (41)		115
Jilotepec	San Sebastián	73680	115
02-ORIENTAL			
VERACRUZ (46)	POZA RICA (45)		400
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
POZA RICA (45)	PUEBLA (47)		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
TEMASCAL (55)	PUEBLA (47)		400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3560/A3920	400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3460/A3910	400
Temascal II	Tecali	A3540	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U20	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U30	400
VERACRUZ (46)	TEMASCAL (55)		230 / 115
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93260	230
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93360	230
Paso del Toro	La Granja Tres	73590	115
Paso del Toro	Piedras Negras	73320	115
VERACRUZ (46)	PUEBLA (47)		400 / 230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93460	230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93560	230
Laguna Verde	Puebla II	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	A3190	400
PUEBLA (47)	MORELOS (48)		400 / 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 2)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
MORELOS (48)	CENTRO (40)		400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
ACAPULCO (50)	MORELOS (48)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
IXTAPA (49)	ACAPULCO (50)		400
IXTAPA POTENCIA	PIE DE LA CUESTA	93060	400
GRIJALVA (58)	JUILE (56)		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (58)	COATZACOALCOS (57)		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (57)	TEMASCAL (55)		400
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
JUILE (56)	TEMASCAL (55)		400
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400
Juile	Temascal III	A3340	400
MATÍAS ROMERO (62)	JUILE (56)		230
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
GRIJALVA (58)	TABASCO (59)		400 / 230
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
TEMASCAL (55)	OAXACA (54)		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Ciénega	93740	230
OAXACA (50)	HUATULCO (53)		115
MIAHUATLÁN	POCHUTLA	73890	115

CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 3)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
PINOTEPA (52)	HUATULCO (53)		115
PINOTEPA NACIONAL	SANTA ROSA	73460	115
AGUA ZARCA (51)	PINOTEPA (52)		115
OMOTEPEC	PINOTEPA NACIONAL	73440	115
AGUA ZARCA (51)	ACAPULCO (50)		115
CRUZ GRANDE	PAPAGAYO	72420	115
HUATULCO (53)	JUCHITÁN (61)		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
JUCHITÁN (61)	JUILE (56)		230
Juchitán II	Juile	93000	230
IXTEPEC (60)	JUILE (56)		400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITÁN (61)	MATÍAS ROMERO (62)		230, 115
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93010	230
Juchitán II	Matías Romero	73570	115
MATÍAS ROMERO (62)	COATZACOALCOS (57)		115
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matías Romero Potencia	Acayucan	73010	115
03-OCCIDENTAL			
GUADALAJARA (30)	SALAMANCA (34)		400
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
GUADALAJARA (30)	CARAPAN (36)		400 / 230
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
GUADALAJARA (30)	LÁZARO CÁRDENAS (39)		400
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	CARAPAN (36)		400
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (36)	SALAMANCA (34)		400 / 230 / 115
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
Morelia Potencia-Morelos/ Quinceo/Morelia Norte- Santiaguito-Tarimbaro	Cuitzeo-Moroleón-Uriengato- Joyuelas-Valle de Santiago	Equivalente	115
SAN LUIS POTOSÍ (33)	AGUASCALIENTES (31)		400 / 230
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Aguascalientes Potencia	A3J40	400
San Luis I	Aguascalientes Oriente	93340	230



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 4)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	93140/93Z30	230
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93130	230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230
SALAMANCA (34)	QUERÉTARO (38)		400 / 230
Salamanca	Santa María	A3330	400
Salamanca	Santa María	A3990	400
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230
TEPIC (29)	GUADALAJARA (30)		400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K40	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K50	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K60	400
MANZANILLO (35)	GUADALAJARA (30)		400 / 230
Manzanillo	Acatlán	A3230	400
Manzanillo	Atequiza	A3240	400
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230
GUADALAJARA (30)	AGUASCALIENTES (31)		400 / 115
Tierra Mojada	Aguascalientes Potencia	A3250	400
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400
Tepatitlán	Valle de Guadalupe	73420	115
AGUASCALIENTES (31)	LEÓN (32)		400 / 230
Aguascalientes Potencia	Potrerrillos	A3M10	400
Aguascalientes Potencia-Potrero Solar Maniobras	Potrerrillos	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
LEÓN (32)	SALAMANCA (34)		400 / 230 / 115
Potrerrillos	Las Fresas	A3L30	400
Potrerrillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Maniobras GM	Irapuato II	93G60	230
Nucor(antes Silao Industrial)-Guanajuato Sur-Guanajuato	Trejo-Irapuato I/Castro del Río-Irapuato I/Vymnsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	QUERÉTARO (38)		230 / 115
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fe	93250	230

CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 5)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
04-NOROESTE			
SEIS DE ABRIL (1)	CANANEA (2)		230 / 115
Industrial caborca	Santa Ana	93180	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93040	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93060	230
Altar	Santa Ana	73140/73A00	115
CANANEA (2)	NACUZARI (3)		230
Buenavista	Nacozari	93230	230
Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230
SEIS DE ABRIL (1)	HERMOSILLO (4)		230
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
CANANEA (2)	HERMOSILLO (4)		230 / 115
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
NACUZARI (3)	HERMOSILLO (4)		4001/ / 230
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D70	4001/
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D90	4001/
NACUZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		4001/
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	4001/
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	4001/
HERMOSILLO (4)	GUAYMAS (5)		400 / 230 / 115
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
GUAYMAS (5)	OBREGÓN (6)		400 / 230 / 115
Empalme CC	Bácum	A3N60	400
Empalme CC	Bácum	A3N70	400
Empalme CC	Ciudad Obregón Tres	93F00	230
Empalme CC	Bácum	93F20	230
Maniobras Bluemex	Bácum	73450	115



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 6)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
OBREGÓN (6)	LOS MOCHIS (7)		400 / 230
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
LOS MOCHIS (7)	CULIACÁN (8)		400 / 230 / 115
Los Mochis Industrial	Ruiz Cortines	73280	115
Los Mochis Industrial	Juan José Rios	73790	115
Los Mochis Dos	Guamuchil Dos	93640	230
Los Mochis Dos	Guamuchil Dos	93620	230
Choacahui	La Higuera/Culiacán Poniente	A3N40	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N30	400
CULIACÁN (8)	MAZATLÁN (9)		400 / 230
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
MAZATLÁN (9)	TEPIC (29)		400
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
05-NORTE			
JUÁREZ (10)	MOCTEZUMA (12)		230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
Cereso	Moctezuma		4001/
NUEVO CASAS GRANDES (11)	MOCTEZUMA (12)		4001/ / 230 / 115
Maniobras Santa Maria	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	4001/
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	4001/
Galeana	Benito Juárez	73720	115
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115
MOCTEZUMA (12)	CHIHUAHUA (14)		4001/ / 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	4001/
Moctezuma	El Encino	A3A70	400
CHIHUAHUA (14)	CUAUHTÉMOC (13)		230 / 115
El Encino	Cauhtémoc II	93340	230

CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 7)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
El Encino	Cuauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cuauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cuauhtémoc	73250	115
General Trias/División del Norte	Cuauhtémoc	73770/73350	115
CHIHUAHUA (14)	CAMARGO (15)		230
Ávalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
CAMARGO (15)	LAGUNA (17)		230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93080/93580	230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93040/93570	230
LAGUNA (17)	DURANGO (16)		400 / 230
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
LAGUNA (17)	SALTILLO (23)		400 / 230
Andalucía	Maniobras Eólica Coahuila/Salttillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
DURANGO (16)	AGUASCALIENTES (31)		230
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
DURANGO (16)	MAZATLÁN (9)		400 / 230
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
RÍO ESCONDIDO (18)	CHIHUAHUA (14)		400
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
06-NORESTE			
RÍO ESCONDIDO (18)	NUEVO LAREDO (19)		400 / 230
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230
REYNOSA (20)	NUEVO LAREDO (19)		138
Reynosa	Falcón	83630	138
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
MATAMOROS (21)	REYNOSA (20)		400 / 230 / 138
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230
Matamoros	Río Bravo	83660	138
Matamoros	Río Bravo	83060	138
RÍO ESCONDIDO (18)	MONTERREY (22)		400 / 230



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 8)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
Carbón II	Lampazos	A3830	400
Carbón II	Lampazos	A3840	400
Carbón II	Frontera	A3440	400
Río Escondido	Frontera	A3430	400
Nueva Rosita	Monclova	93020	230
REYNOSA (20)	MONTERREY (22)		400 / 230
Aeropuerto	Ternium Maniobras/Man. Los Ramones	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230
HUASTECA (26)	GÜÉMEZ (28)		400
Champayán	Güémez-Tres Mesas	A3170/A3120	400
Champayán	Güémez-Llera de Canales	A37E0/A3250	400
GÜÉMEZ (28)	MONTERREY (22)		400
Güémez	Lajas/Maniobras	A3140	400
Güémez	Lajas	A3D90	400
HUASTECA (26)	POZA RICA (45)		400 / 230
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
VALLES (25)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
HUASTECA (26)	VALLES (25)		400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (26)	TAMAZUNCHALE (27)		400
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
TAMAZUNCHALE (27)	QUERÉTARO (38)		400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
MONTERREY (22)	SALTILLO (23)		400 / 230
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230
Villa de García	Cedros	93100/93110	230
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A38D0	400

CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 9)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
SALTILLO (23)	PRIMERO DE MAYO (24)		400
Ramos Arizpe Potencia- Salero / Derramadero- Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
PRIMERO DE MAYO (24)	AGUASCALIENTES (31)		400
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/ Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
08-PENINSULAR			
TABASCO (59)	ESCÁRCEGA (64)		400 / 230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
ESCÁRCEGA (64)	LERMA (65)		230 / 115
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Escárcega Potencia/ Sabancuy	Champotón	73130	115
ESCÁRCEGA (64)	MÉRIDA (66)		400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (64)	CHETUMAL (75)		230 / 2302/
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	2302/
LERMA (65)	MÉRIDA (66)		230 / 115
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma/Hecelchakán	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
MÉRIDA (66)	VALLADOLID (68)		230 / 115
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitás	73T30	115
MÉRIDA (66)	CHETUMAL (75)		230 / 115
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
MÉRIDA (66)	DZITNUP (67)		400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
VALLADOLID (68)	NIZUC (73)		230 / 115



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 10)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
Valladolid	Nizuc	93070	230
Chemax	Nizuc	73480	115
VALLADOLID (68)	CANCÚN (74)		230 / 115
Valladolid	Balam	93050	230
Tizimín	Kohunlich	73T50/73T60	115
VALLADOLID (68)	TULUM (69)		115
Valladolid	Tulum	73830	115
CANCÚN (74)	NIZUC (73)		230 / 115
BALAM	NIZUC	93060	230
CANCÚN	NIZUC	73800	
CANCÚN	NIZUC	73470, 73970	
KABAH	NIZUC	73700, 73710	
HUNAB-KU	NIZUC	73740, 73750	
DZITNUP (67)	RIVIERA MAYA (72)		400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q70	400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q60	400
RIVIERA MAYA (72)	NIZUC (73)		230 / 115
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Puerto Morelos	Nizuc	73C20	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
RIVIERA MAYA (72)	PLAYA DEL CARMEN (70)		230 / 115
Xcalacoco	Zac Nicté/Playa del Carmen	73R30, 733R10	115
Iberostar	Mayakoba/Playa del Carmen	73910, 73900	115
Riviera Maya	Playa del Carmen	93180	230
Riviera Maya	Playa del Carmen	93190	230
PLAYA DEL CARMEN (70)	TULUM (69)		115
Pescadores	Aktun-Chen / Kantenáh	ET	115
PLAYA DEL CARMEN (70)	COZUMEL (71)		35
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
07-BAJA CALIFORNIA			
TIJUANA (77)	MEXICALI (79)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (77)	ENSENADA (78)		230 / 115 / 69
Presidente Juárez	Ciprés	73350/73310/73260	115
Presidente Juárez	Lomas	73340/73330/73320/73290	115
La Herradura	Valle de Guadalupe	63170	69

CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 11)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
Presidente Juárez	Lomas	93140	230
Presidente Juárez	La Jovita	93460	230
WECC (EE. UU.)	TIJUANA (77)		230
Otay	Tijuana I	23040	230
WECC (EE. UU.)	MEXICALI (79)		230
Imperial Valley	La Rosita	23050	230
MEXICALI (79)	SAN LUIS RÍO COLORADO (80)		230 / 161
González Ortega	Ruiz Cortines	83150	161
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	83170	161
Cerro Prieto II	Chapultepec	93470	230
Cerro Prieto II	San Luis Rey/Chapultepec	93310	230
09-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (81)	VILLA CONSTITUCIÓN (82)		115
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (83)	VILLA CONSTITUCIÓN (82)		115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
VILLA CONSTITUCIÓN (82)	LAS PILAS (84)		115
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (84)	OLAS ALTAS (85)		115
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (84)	LA PAZ (86)		115
Las Pilas	La Paz	73170	115
OLAS ALTAS (85)	LA PAZ (86)		115
Olas Altas	La Paz	73170	115
LA PAZ (86)	PUNTA PRIETA II (87)		115
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
OLAS ALTAS (85)	PUNTA PRIETA II (87)		115
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (85)	COROMUEL (88)		230
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
PUNTA PRIETA II (87)	EL TRIUNFO (89)		115
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115



CUADRO A1.7. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (CONTINUACIÓN 12)

REGIÓN DE CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (kV)
EL TRIUNFO (89)	SANTIAGO (90)		115
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (90)	SAN JOSÉ DEL CABO (91)		115
Santiago	San José del Cabo	73140	115
OLAS ALTAS (85)	EL PALMAR (92)		230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (92)	CENTRAL LOS CABOS (93)		230
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (92)	SAN JOSÉ DEL CABO (91)		115
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (92)	CABO SAN LUCAS DOS (94)		115
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (93)	CABO SAN LUCAS DOS (94)		115
Los Cabos	Cabo Falso	73340	115
Los Cabos	Cabo San Lucas Dos	73330	115

^{1/} Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV.

^{2/} Línea de transmisión aislada en 230 kV, operación inicial 115 kV.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

CUADRO A1.8. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INTERCONECTADA A LA RED (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2018-2022^{1/}, EXCLUYE CENTRALES EN PRUEBAS

TECNOLOGÍA	2018	2019	2020	2021 ^{2/}	2022 ^{7/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613
Geotermoeléctrica	899	899	951	976	976
Eololéctrica	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921
Fotovoltaica	1,878	3,646	5,149	5,955	6,515
Bioenergía ^{3/}	375	375	378	378	408
Híbrido FV-Batería					20
Suma limpia renovable	20,629	23,582	25,594	26,899	27,453
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{4/}	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308
Suma limpia no renovable	3,317	3,318	3,913	3,913	3,916
Total energía limpia	23,946	26,900	29,506	30,812	31,369
Porcentaje	32.82	34.29	35.50	35.76	36.00
Ciclo Combinado	27,393	30,402	31,948	33,640	34,413
Térmica Convencional ^{5/}	12,315	11,831	11,809	11,793	11,343
Turbogás ^{6/}	2,960	2,960	3,545	3,744	3,815
Combustión Interna	880	891	850	701	728
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	72,958	78,447	83,121	86,153	87,130

^{1/} Evolución de capacidad instalada a la Red Eléctrica de la CFE y del resto de los permisionarios, del 1 de enero 2018 al 31 de diciembre 2022.

^{2/} Capacidad instalada a la red de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

^{3/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{4/} Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

^{5/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{6/} Incluye plantas móviles.

^{7/} Capacidad instalada a la Red Eléctrica de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.

FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE y CRE.



CUADRO A1.9. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}, EXCLUYE CENTRALES EN PRUEBAS

TECNOLOGÍA	CFE ^{5/}	CFE-PIE ^{5/}	PRIVADO ^{6/}	PEMEX	TOTAL
Hidroeléctrica	12,125		488		12,613
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,223		6,921
Fotovoltaica	6		6,509		6,515
Bioenergía ^{2/}			408		408
Híbrido FV-Batería			20		20
Suma limpia renovable	13,168	613	13,673	0	27,453
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente ^{7/}			1,940	367	2,308
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,940	367	3,916
Capacidad total de Energía Limpia	14,776	613	15,613	367	31,369
Porcentaje	33.18	3.85	60.57	39.90	36.00
Ciclo Combinado	11,108	15,285	8,019		34,413
Térmica Convencional ^{3/}	9,998		923	422	11,343
Turbogás ^{4/}	2,833		850	131	3,815
Combustión Interna	355		373		728
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	44,533	15,898	25,778	921	87,130

^{1/} Capacidad instalada a la red de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.

^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{3/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{4/} Incluye plantas móviles.

^{5/} Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2022.

^{6/} Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE.

^{7/} Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.



CUADRO A1.9.1. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

ESTADO	CARBOELÉCTRICA	CICLO COMBINADO	COMBUSTIÓN INTERNA	EÓLICA	FV-SOLAR	GEOTÉRMICA	HIDROELÉCTRICA	NUCLEOELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL	TURBOGÁS ^{2/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	459	2,097
Baja California Sur			343		1	10			113	506	973
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		1,288					65			306	1,658
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		594					292		1,606		2,492
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán						275	1,704				1,979
Morelos		656									656
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			3	2						284	288
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz		458	8				93	1,608	1,750	20	3,937
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	11,108	355	86	6	951	12,125	1,608	9,998	2,833	44,533

^{1/}Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

^{2/}Incluye la capacidad instalada a la red de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/ Cogeneración y unidades móviles.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

CUADRO A1.9.2. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

ESTADO	CICLO COMBINADO	EÓLICA	TOTAL
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	15,285	613	15,898

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CFE.

CUADRO A1.9.3. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

ESTADO	COGENERACIÓN EFICIENTE ^{2/}	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL	TURBOGÁS	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

^{2/} Turbogás con un sistema de cogeneración eficiente.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE (DCPE y SNNR).





Central de ciclo combinado. Agua Prieta, Sonora.
Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO A1.9.4. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

ESTADO	CICLO COMBINADO	COMBUSTIÓN INTERNA	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL ^{2/}	TURBOGÁS	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		15			15
Coahuila	50	31	266	7	355
Durango	166	3			168
Estado de México	850	29	3	140	1,022
Guanajuato	371	13		5	389
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,547	43		624	3,214
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	618	28	560		1,206
Sinaloa	30	3			33
Sonora	615	6	12		633
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	8,019	369	923	850	10,162

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

^{2/} Incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.

CUADRO A1.9.5. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

ESTADO	EOLOELÉCTRICA
Baja California	40
Baja California Sur	50
Chiapas	49
Coahuila	400
Jalisco	184
Nuevo León	793
Oaxaca	2,062
Puebla	286
San Luis Potosí	300
Sonora	4
Tamaulipas	1,722
Yucatán	243
Zacatecas	90
TOTAL	6,223

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.

CUADRO A1.9.6. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

ESTADO	FOTOVOLTAICA
Aguascalientes	906
Baja California	46
Baja California Sur	78
Campeche	300
Chihuahua	826
Ciudad de México	2
Coahuila	842
Durango	294
Estado de México	20
Guanajuato	322
Hidalgo	101
Jalisco	377
Morelos	70
Nuevo León	30
Puebla	200
Querétaro	1
San Luis Potosí	205
Sonora	1,204
Tlaxcala	220
Veracruz	100
Yucatán	50
Zacatecas	315
TOTAL	6,509

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.



Central fotovoltaica. Cerro Prieto, Baja California.
 Comisión Federal de Electricidad.



CUADRO A1.9.7. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 ^{1/}

ESTADO	BIOENERGÍA ^{2/}	COGENERACIÓN EFICIENTE ^{3/}	GEOTÉRMICA	HIDROELÉCTRICA	HÍBRIDO FV-BATERÍA	TOTAL
Aguascalientes	3	4				7
Baja California		15				15
Baja California Sur					20	20
Chiapas	12					12
Chihuahua	6	8				14
Ciudad de México		11				11
Coahuila	3	77				80
Durango	2	16		9		26
Estado de México	2	34		8		44
Guanajuato	3	2				5
Guerrero				30		30
Hidalgo	31	50				81
Jalisco	25	4		47		76
Michoacán				75		75
Morelos	1					1
Nayarit	4		25	29		58
Nuevo León	17	326				343
Oaxaca	50					50
Puebla	1	36		235		273
Querétaro	4	97				101
San Luis Potosí	49	6				55
Sonora		17				17
Tabasco	4	254				258
Tamaulipas		474				474
Tlaxcala		60				60
Veracruz	192	439		55		685
Yucatán		13				13
TOTAL	408	1,944	25	488	20	2,885

^{1/}Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{3/} Incluye Ciclo Combinado, Combustión Interna, Termoeléctrica Convencional y Turbogás.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.

CUADRO A1.9.8. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}, EXCLUYE CENTRALES EN PRUEBAS

ESTADO	AUTO ABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN ^{2/}	GENERACIÓN CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	259	2,097		783		3,277
Baja California Sur			93	981	55			1,129
Campeche			310	146		252		708
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	284		739	1,881		1,599		4,503
Ciudad de México	2	6	21	266				294
Coahuila	433	69	1,174	2,799		248		4,723
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	371	644		948		2,080
Estado de México	27	31	1,027	1,658				2,744
Guanajuato	233	2	511	943		495		2,184
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	267	2,492				2,808
Jalisco	228	33	1,266	1,126	14			2,667
Michoacán	12	4	71	1,979				2,066
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,388	66	2,936	1,085	30	1,306		6,811
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	460	702				1,517
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				288				288
San Luis Potosí	1,001	17	699	720		1,135	49	3,622
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	587	17	1,254	3,119		508		5,485
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	673	1,653	1,043		4,142		8,097
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz	133	684	536	3,929		1,973	36	7,291
Yucatán	71	13	223	493		1,009		1,809
Zacatecas	90		300		15			405
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	7,830	2,578	16,086	44,533	116	15,898	89	87,130

^{1/}Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

^{2/}Incluye esquemas: Exportación=132 MW, Gen instalada en EE. UU.=540 MW, Generación convencional y asíncrona=9,068 MW, Generación-SLP=5,357 MW (Eólica y FV-Solar) y PIE-Excedentes=385 MW

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.



CUADRO A1.9.9. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA A LA RED POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}, EXCLUYE CENTRALES EN PRUEBAS

TECNOLOGÍA	AUTO ABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN ^{2/}	GENERACIÓN CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Hidroeléctrica	196		278	12,125	14			12,613
Geotermoeléctrica	25		0	951				976
Eoloeléctrica	4,172		2,048	86	2	613		6,921
Fotovoltaica	497		5,912	6	100			6,515
Bioenergía ^{3/}	41	194	84				89	408
Híbrido FV-Batería			20					20
Suma limpia renovable	4,931	194	8,342	13,168	116	613	89	27,453
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	393					2,308
Suma limpia no renovable	0	1,915	393	1,608	0	0	0	3,916
Total energía limpia	4,931	2,109	8,735	14,776	116	613	89	31,369
Porcentaje	62.98	81.78	54.31	33.18	100.00	3.85	100.00	36.00
Ciclo Combinado	2,120	152	5,748	11,108		15,285		34,413
Térmica Convencional ^{4/}	600	130	615	9,998				11,343
Turbogás ^{5/}	31	147	803	2,833				3,815
Combustión Interna	148	41	184	355				728
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	7,830	2,578	16,086	44,533	116	15,898	89	87,130

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

^{2/} Incluye esquemas: Exportación=132 MW, Gen instalada en EE UU.=540 MW, Generación Convencional y asíncrona=9,068 MW, Generación-SLP=5,357 MW (Eólica y FV-Solar) y PIE-excedentes=385 MW.

^{3/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{4/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{5/} Incluye plantas móviles.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.

CUADRO A1.10 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

Nº	NOMBRE	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro de Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional
3	Central El Infiernillo	Central	Michoacán	Arteaga	Hidroeléctrica
4	Central Termoeléctrica Valle de México (Paquete II)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo Combinado
5	Central Termoeléctrica Valle de México (Paquete I)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo Combinado
6	Central La Villita	Central	Michoacán	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
7	Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
8	Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz	Tuxpan	Termoeléctrica Convencional
9	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
10	Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
11	Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz	Tuxpan	Ciclo Combinado
12	Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
13	Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo Combinado
14	Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
15	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz	Tuxpan	Ciclo Combinado
16	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz	Tuxpan	Ciclo Combinado
17	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
18	Central Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia	Oriental	Puebla	Cuautlancingo	Ciclo Combinado
19	Central Temascal y Ampliación Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel Soyaltepec	Hidroeléctrica
20	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo Combinado
21	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	Hidroeléctrica
22	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
23	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
24	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica Convencional



**CUADRO A1.10 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}
 (CONTINUACIÓN 1)**

N°	NOMBRE	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA
25	Central Termoeléctrica Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica Convencional
26	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica Convencional
27	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo Combinado
28	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica Convencional
29	Energía Azteca VIII, El Sáuz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo Combinado
30	Central Cogeneración Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Turbogás/ Cogeneración
31	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo Combinado
32	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo Combinado
33	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo Combinado
34	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica Convencional
35	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica Convencional
36	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo Combinado
37	Central Luis Donald Colosio Murrieta "Huites"	Noroeste	Sinaloa	Choix	Hidroeléctrica
38	Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Termoeléctrica Convencional
39	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo Combinado
40	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo Combinado
41	Central Termoléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo Combinado
42	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo Combinado
43	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo Combinado
44	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo Combinado
45	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica Convencional
46	Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Termoeléctrica Convencional
47	Central Termoeléctrica Gral. Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	Termoeléctrica Convencional
48	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila	Nava	Carboeléctrica
49	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila	Nava	Carboeléctrica

**CUADRO A1.10 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}
 (CONTINUACIÓN 2)**

Nº	NOMBRE	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA
50	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo Combinado
51	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado
52	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado
53	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo Combinado
54	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo Combinado
55	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica Convencional
56	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo Combinado
57	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo Combinado
58	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado
59	Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
60	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
61	Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
62	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo Combinado
63	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado
64	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Turbogás
65	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica Convencional
66	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
67	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica Convencional
68	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna
69	Central Turbogás Los Cabos	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	Turbogás
70	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo Combinado
71	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo Combinado
72	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo Combinado
73	Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo Combinado
74	Central Termoeléctrica Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	Termoeléctrica Convencional

^{1/}Sólo incluye Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2022.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.


CUADRO A1.11 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

Nº	NOMBRE	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA ^{2/}
1	Energía del Valle de México Dos	Central	Estado de México	Axapusco	Ciclo Combinado
2	Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
3	EVM Energía del Valle de México	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
4	Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
5	Central Lerma	Central	Michoacán	Contepec	Hidroeléctrica
6	Eólica del Sur	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
7	Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/COG EFI
8	Abent 3T	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COG EFI
9	Eurus	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
10	Fuerza y Energía Bii Hioxo	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
11	Parque Solar La Magdalena 2	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
12	Ciclo Combinado Tierra Mojada	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo Combinado
13	Pachamama	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
14	Potreros Solar	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
15	Parque Solar Don José	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
16	Energía San Luis de la Paz	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo Combinado
17	Dominica Energía Limpia	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
18	México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacoziari de García	Ciclo Combinado
19	Navojoa Solar	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
20	AT Solar V	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
21	Tuto Energy Dos	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
22	Don Diego Solar	Noroeste	Sonora	Benjamin Hill	FV-Solar
23	Parque Villanueva Solar Uno	Norte	Coahuila	Viesca	FV-Solar
24	Villanueva Solar Tres	Norte	Coahuila	Viesca	FV-Solar
25	Border Solar	Norte	Chihuahua	Juárez	FV-Solar
26	Central General Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo Combinado

CUADRO A1.11. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/} (CONTINUACIÓN 1)

Nº	NOMBRE	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA ^{2/}
27	Techgen	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
28	Los Ramones	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
29	Energía Buenavista	Noreste	Texas, EE.UU.	Mission	Ciclo Combinado
30	El Clérigo	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo Combinado
31	Parque Eólico Reynosa III	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
32	Cogeneración de Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/ COG EFI
33	Eólica Mesa La Paz	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
34	Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
35	Termoeléctrica Peñoles	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
36	Tractebel Energía de Monterrey	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/ COG EFI CEL
37	Termoeléctrica del Golfo	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
38	Parque Eólico Dolores	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
39	Altos Hornos de México	Noreste	Coahuila	Monclova	Termoeléctrica Convencional
40	Parque Eólico El Mezquite	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
41	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Central Mexicali GEN.	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado
42	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Central Mexicali AUT.	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado
43	Rumorosa Solar	Baja California	Baja California	Tecate	FV-Solar
44	Fuerza Eólica San Matías	Baja California	Baja California	Mexicali	Eólica
45	La Pimienta	Peninsular	Campeche	Carmen	FV-Solar
46	Energía Renovable De La Península	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
47	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
48	Eólica del Golfo 1	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica

^{1/} Sólo incluye Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2022.

^{2/} COG: Cogeneración, COG EFI: Cogeneración EficienteA, COG EFI CEL: Cogeneración Eficiente CEL.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CRE.



CUADRO A1.12 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA NETA PRODUCIDA (GWh) 2018 - 2022 INYECTADA A LA RED POR TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL FACTOR DE ACREDITACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA A LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON ACREDITACIÓN COMO COGENERADOR EFICIENTE, MÁS LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON CEL

TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021 ^{3/}	2022 ^{4/}
Hidroeléctrica	32,234	23,602	26,817	34,717	35,561
Geotermoeléctrica	5,065	5,061	4,575	4,243	4,412
Eoloeléctrica	12,435	16,727	19,703	21,075	20,314
Fotovoltaica	2,176	8,394	13,528	17,069	16,278
Bioenergía	600	669	600	582	617
Híbrido FV-Batería					12
Suma limpia renovable	52,511	54,453	65,222	77,686	77,194
Nucleoeléctrica	13,200	10,881	10,864	11,606	10,539
Cogeneración Eficiente ^{1/}	2,310	3,259	4,188	3,349	1,376
Suma limpia no renovable	15,510	14,140	15,052	14,955	11,916
Total energía limpia	68,021	68,592	80,275	92,641	89,109
Porcentaje	21.89	21.58	25.70	28.63	26.68
Ciclo Combinado	163,877	175,506	185,638	186,715	198,355
Térmica Convencional ^{2/}	39,345	38,020	22,405	22,196	20,001
Turbogás	9,508	10,904	8,664	11,150	10,471
Combustión Interna	2,589	3,187	2,841	2,121	1,834
Carboeléctrica	27,347	21,611	12,525	8,704	14,194
TOTAL	310,685	317,820	312,348	323,526	333,963

^{1/} Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-diciembre-2022. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificado de Energía Limpia (CEL).

^{2/} Incluye Lecho fluidizado.

^{3/} Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2021.

^{4/} Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2022.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

CUADRO A1.13 GENERACIÓN NETA EN OPERACIÓN COMERCIAL Y PRUEBAS INYECTADA A LA RED ENE-DIC 2022, SEN, POR TECNOLOGÍA Y PROPIETARIO (GWh)

TECNOLOGÍA	CFE ^{1/}	CFE-PIE ^{1/}	PRIVADO ^{2/}	PEMEX	TOTAL
Hidroeléctrica	33,876		1,685		35,561
Geotermoeléctrica	4,308		104		4,412
Eoloeléctrica	70	1,753	18,490		20,314
Fotovoltaica	7		16,271		16,278
Bioenergía ^{3/}			617		617
Híbrido FV-Batería			12		12
Suma limpia renovable	38,261	1,753	37,179	0	77,194
Nucleoeléctrica	10,539				10,539
Cogeneración Eficiente			536	840	1,376
Suma limpia no renovable	10,539	0	536	840	11,916
Total energía limpia	48,800	1,753	37,715	840	89,109
Porcentaje	35.58	1.81	38.72	34.71	26.68
Ciclo Combinado	49,300	95,206	53,849		198,355
Térmica Convencional ^{4/}	16,511		3,488	2	20,001
Turbogás ^{5/}	7,258		1,634	1,579	10,471
Combustión Interna	1,112		722		1,834
Carboeléctrica ^{6/}	14,194				14,194
TOTAL	137,175	96,959	97,408	2,421	333,963

^{1/} Con información de la SCER y SNNR de CFE.

^{2/} Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE. Las Centrales Eléctricas de Autoabasto y Cogeneración se considera la Capacidad de Interconexión al SEN.

^{3/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{4/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{5/} Incluye plantas móviles.

^{6/} La Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles para el año 2021 estuvo consumiendo combustóleo como fuente principal de combustible, sin embargo para el año 2022, la Central Eléctrica genero 10,485.4 GWh de energía neta, de los cuales 6,892.43 GWh fueron producidos con combustóleo y 3,592.97 GWh con carbón.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE.



CUADRO A1.14 GENERACIÓN NETA EN OPERACIÓN COMERCIAL Y PRUEBAS INYECTADA A LA RED ENE-DIC 2022, SEN, POR TECNOLOGÍA Y MODALIDAD (GWh)

TECNOLOGÍA	AUTOABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN ^{1/}	GENERACIÓN-CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Hidroeléctrica	817		821	33,876	47			35,561
Geotermoeléctrica	104		0	4,308				4,412
Eoloeléctrica	12,403		6,087	70	0	1,753		20,314
Fotovoltaica	1,358		14,653	7	259			16,278
Bioenergía ^{2/}	62	421	69				66	617
Híbrido FV-Batería			12					12
Suma limpia renovable	14,744	421	21,643	38,261	307	1,753	66	77,194
Nucleoeléctrica				10,539				10,539
Cogeneración Eficiente ^{3/}		1,180	197					1,376
Suma limpia no renovable	0	1,180	197	10,539	0	0	0	11,916
Total energía limpia	14,744	1,600	21,839	48,800	307	1,753	66	89,109
Porcentaje	46.26	13.26	39.33	35.58	100.00	1.81	100.00	26.68
Ciclo Combinado	13,646	7,836	32,367	49,300		95,206		198,355
Térmica Convencional ^{4/}	3,473	12	4	16,511				20,001
Turbogás ^{5/}	2	2,262	949	7,258				10,471
Combustión Interna	4	353	365	1,112				1,834
Carboeléctrica				14,194				14,194
TOTAL	31,868	12,064	55,525	137,175	307	96,959	66	333,963

^{1/} Incluye esquemas: Generación Exportada=759 GWh, Generación Importada=3,381 GWh, Generación=37,013 GWh y Generación-SLP=13,778 GWh (de los cuales 4,359 GWh son de Eólicas y 9,419 GWh son FV-Solar).

^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{3/} Con base a la reunión del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL. Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-dic-2022 y las centrales eléctricas con Certificado de Energía Limpia (CEL).

^{4/} Incluye Lecho Fluidizado

^{5/} Incluye plantas móviles.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE.

CUADRO A1.15 GENERACIÓN NETA EN OPERACIÓN COMERCIAL Y PRUEBAS INYECTADA A LA RED ENE-DIC 2022, SEN, POR TECNOLOGÍA Y GCR (GWh)

TECNOLOGÍA	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	PENINSULAR	TOTAL
Hidroeléctrica	5,717	19,686	7,715	2,249	36	158					35,561
Geotermoeléctrica		425	1,736				2,211		40		4,412
Eoloeléctrica		8,216	2,000			9,146	52	93		807	20,314
Fotovoltaica	41	1,534	5,453	3,143	5,054	85	127	206	1	634	16,278
Bioenergía ^{1/}	4	302	82		23	207					617
Híbrido FV-Batería								12			12
Suma limpia renovable	5,762	30,163	16,985	5,392	5,113	9,596	2,390	311	41	1,441	77,194
Nucleoeléctrica		10,539									10,539
Cogeneración Eficiente ^{2/}	23	1,061	33	6	0	248				6	1,376
Suma limpia no renovable	23	11,601	33	6	0	248	0	0	0	6	11,916
Total energía limpia	5,785	41,764	17,018	5,397	5,113	9,843	2,390	311	41	1,447	89,109
Porcentaje	16.24	56.50	37.58	17.81	16.76	10.88	15.69	10.58	26.85	15.14	26.68
Ciclo Combinado	14,837	27,235	20,536	22,463	23,900	72,641	10,034			6,708	198,355
Térmica Convencional ^{3/}	3,416	2,666	4,367	2,404	1,258	3,555	903	543		890	20,001
Turbogás ^{4/}	1,060	2,014	3,350	1	9	684	1,790	1,091	17	455	10,471
Combustión Interna	28	242	18	40	233	7	116	994	96	59	1,834
Carboeléctrica	10,485					3,708					14,194
TOTAL	35,611	73,922	45,288	30,306	30,513	90,438	15,233	2,939	154	9,558	333,963

^{1/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{2/} Con base a la reunión del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL. Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-diciembre-2022, Certificado de Energía Limpia (CEL).

^{3/} Incluye Lecho Fluidizado

^{4/} Incluye plantas móviles.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE.



Subestación eléctrica. Saltillo, Coahuila.
 Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO A1.16 GENERACIÓN NETA EN OPERACIÓN COMERCIAL Y PRUEBAS INYECTADA A LA RED ENE-DIC 2022, SEN, POR ESQUEMA Y GCR (GWh)

ESQUEMA	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	PENINSULAR	TOTAL
Autoabastecimiento	150	7,012	4,344	3,037	1,136	15,316	658	0	0	229	31,883
Cogeneración	78	6,833	492	46	1	4,571	0	0	0	43	12,064
Generación ^{1/}	7,373	2,258	12,280	2,934	4,678	22,659	1,938	178	0	1,211	55,510
Generación-CFE	28,010	42,320	24,261	16,182	7,321	5,996	8,114	2,629	154	2,187	137,175
Pequeña Producción	0	0	89	0	0	85	0	133	0	0	307
Producción Independiente	0	15,472	3,822	8,107	17,378	41,770	4,523	0	0	5,887	96,959
Usos Propios Continuos	0	26	0	0	0	40	0	0	0	0	66
TOTAL	35,611	73,922	45,288	30,306	30,513	90,438	15,233	2,939	154	9,558	333,963

^{1/} Incluye esquemas: Exportación, Gen instalada en EE. UU., Generación Convencional y asíncrona y Generación-SLP (Eólicas y FV-Solar).

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE.

Anexo 2
Información básica
de proyectos identificados



Central geotérmica, Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

A continuación, se hace una breve reseña de cada uno de los proyectos identificados de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM, incluyendo las metas físicas de la infraestructura¹⁶, los beneficios esperados del proyecto, su fecha

estimada de entrada en operación y su área de influencia. Las metas físicas de la infraestructura pudieran modificarse debido a la factibilidad constructiva, así como de la viabilidad de la obtención de los derechos de vía e inmobiliarios, permisos ambientales y arqueológicos, entre otros.



Maniobras en torre eléctrica. Sonora.
Comisión Federal de Electricidad.

¹⁶ Las metas físicas podrán variar con respecto a la Ficha de Información de Proyecto final definida por el CENACE con base a la información de campo de CFE.



P23-ORI SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN TABASCO
BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de Confiabilidad para el Suministro Eléctrico de las zonas de carga Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

El proyecto permitirá evitar la necesidad de realizar posibles cortes de carga ante contingencias sencillas.

Finalmente, se podrá atender el crecimiento esperado de la demanda eléctrica en el estado de Tabasco en el mediano y largo plazo, permitiendo su crecimiento económico.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- LT de doble circuito con longitud estimada de 30 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil de tipo ACSR en 115 kV para el entronque de la LT Reforma – 73R10 – Mezcalapa en la SE Pichucalco.
- Línea de Transmisión de un circuito con una longitud estimada de 1.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para el entronque de la LT Kilómetro Veinte – 73460 – Tacotalpa en la SE Teapa Tabasco.
- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA (incluye fase de reserva) cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Malpaso para sustituir el actual transformador Malpaso T7.
- Un banco de capacitores de 7.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Simojovel.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Teapa Tabasco para la normalización de las LT Kilómetro Veinte – 73460 – Teapa Tabasco y Teapa Tabasco – 73460 – Tacotalpa.
- Tres alimentadores en 115 kV en la SE Pichucalco para las nuevas LT Mezcalapa – 73OR0 – Pichucalco, Reforma – 73OR0 – Pichucalco y Teapa Tabasco – 73190 – Pichucalco
- Un alimentador en 115 kV en la SE Simojovel para la conexión del banco de capacitores de 7.5 MVar
- Cambio de Transformador de Corriente en LT Malpaso – 73930 – Mezcalapa (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de 131 MVA.
- Cambio de Transformador de Corriente en LT Peñitas Dos 73P00 Peñitas (lado Peñitas) para alcanzar un límite operativo de 131 MVA.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
Transmisión	115	61.5	-	-	-	-
Transformación	400/115	-	300	-	-	-
Compensación	115	-	-	7.5	-	-
Equipo en Subestación eléctrica	115	-	-	-	4	3
TOTAL		61.5	300	7.5	4	3

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Diciembre de 2029

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Zona Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos, estado de Tabasco

P23-OC1 COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED DE 400 KV DE LA GERENCIA OCCIDENTAL

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá dar mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico en las zonas Manzanillo, Colima y Zapotlán, brindando soporte de tensión ante los diferentes escenarios de despacho, ocurrencia de contingencias o indisponibilidad de generación, manteniendo el perfil de tensión dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Occidental.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un reactor de barra de 75 MVar con su fase de reserva de capacidad en 400 kV en la SE Manzanillo.
- Un reactor de barra de 75 MVar con su fase de reserva de capacidad en 400 kV en la SE Tapeixtles.
- Un reactor de barra de 50 MVar con su fase de reserva de capacidad en 400 kV en la SE Mazamitla.
- Un alimentador en 400 kV encapsulado en SF6 en la SE Manzanillo.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Tapeixtles.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Mazamitla.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kv	MVar	ALIMENTADORES
Compensación	400	266.66	-
Equipo en Subestación eléctrica	400	-	3
TOTAL		266.6	3

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipios de Colima y Manzanillo del estado de Colima
y municipio de Zapotlán, estado de Jalisco



P23-OC2 INCREMENTO EN LA TRANSFORMACIÓN DE LA ZONA COLIMA
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el Suministro Eléctrico a la población de los municipios de Manzanillo, Armería, Tecomán, Comala, Villa de Álvarez, Cuauhtémoc, Ixtlahuacán, Coquimatlán y Minatitlán ubicados en el estado de Colima, esto en condición de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Occidental.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que incentive el desarrollo económico de la zona Colima obteniendo beneficios para la población.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un banco de transformación trifásico de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Colomo.
- Un banco de transformación trifásico de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Colima II.
- Reemplazo de TC en 115 kV con una relación de 800/5 A. en ambos extremos de la LT Colomo – Tapeixtles para alcanzar una capacidad de transmisión de 133 MVA.
- Reemplazo de TC en 115 kV con una relación de 800/5 A. en ambos extremos de la LT Tapeixtles – Arrayanal para alcanzar una capacidad de transmisión de 133 MVA.
- Recalibración de Barra de 115 kV en la SE Colomo para soportar la capacidad de transformación instalada.
- Recalibración de Barra de 115 kV en la SE Colima II para soportar la capacidad de transformación instalada.
- Sustitución de un interruptor en 115 kV en la SE Colomo por una capacidad interruptiva de 40 kA.
- Sustitución de un interruptor en 115 kV en la SE Colomo Distribución por una capacidad interruptiva de 40 kA.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kv	MVA	TC	BARRA	INTERRUPTORES
Transformación	230/115	200	-	-	-
Equipo en Subestación eléctrica	115	-	4	2	2
TOTAL	-	200	4	2	2

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipios de Manzanillo, Armería, Tecomán, Comala, Villa de Álvarez, Cuauhtémoc, Ixtlahuacán, Coquimatlán y Minatitlán, estado de Colima

**P23-NO1 ELIMINAR RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN
EN LT MARINA - VENADILLO Y LT MARINA - MAZATLÁN NORTE**

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica de la zona Mazatlán, en el estado de Sinaloa, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico ante escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de acuerdo con los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que impulse el desarrollo económico de la zona Mazatlán obteniendo beneficios para la población.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construir un tramo con nueva Línea de Transmisión en forma aérea para eliminar el tramo subterráneo de la LTCPS Venadillo - 73540 - Marina y la LTCPS Mazatlán Norte - 73580 - Marina, ambas en 115 kV. La parte subterránea que será eliminada corresponderá a un tramo de doble circuito con 0.4 km de longitud, que inicia de la SE Marina hasta la transición de la Línea de Transmisión aérea, calibre del conductor 795 kcmil tipo ACSR.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES / BAHÍA
Red Nacional de Transmisión	115	-	-	-	4
TOTAL		61.5	300	7.5	4

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Mazatlán, estado de Sinaloa



**P23-NO2 ELIMINAR RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN LT CULIACÁN
PONIENTE – TRES RÍOS**

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica del municipio de Culiacán, ubicado al poniente del estado de Sinaloa, manteniendo el perfil de tensión dentro de los límites de operación establecidos, tanto en escenario de Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas de acuerdo con los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que incentive el desarrollo económico de la zona Culiacán obteniendo beneficios para la población.

Se estiman beneficios adicionales como son: la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R), mejorar condiciones en el perfil de tensión para el suministro eléctrico en el área de influencia (calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Recalibración de 11.1 km de Línea de Transmisión con calibre 477 kcmil tipo ACSR por un conductor con capacidad de transmisión de 795 kcmil tipo ACSR similar al resto de los tramos asociados al entronque la SE Santa Fe y al tramo hacia la SE Culiacán Poniente en 115 kV para dejar todos los tramos aéreos de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV y la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con la misma capacidad del conductor aéreo 795 ACSR. Por lo anterior, se tendrá una capacidad homogénea a la de un calibre de 795 kcmil tipo ACSR en toda la trayectoria aérea hasta llegar a la transición aéreo-subterránea donde el tramo subterráneo no será modificado. La obra se integra por dos tramos: el tramo 1 forma parte de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV con 9.1 km y el tramo 2 forma parte de la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con 2.0 km.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVA _r	ALIMENTADORES / BAHÍA
Red Nacional de Transmisión	115	11.1	-	-	-
TOTAL		11.1	-	-	-

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Culiacán, estado de Sinaloa

I23-NT1 RED DE TRANSMISIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN NOROESTE - NORTE

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Las GCR Noroeste, Norte y Noreste presentan un gran atractivo para la incorporación de nueva industria con la relocalización de operaciones que se está manifestando a nivel mundial de las empresas que abastecen la cadena de suministro de bienes de consumo de Norteamérica; además se cuenta con gran potencial de generación de energía eléctrica a través de su alto potencial de Energía Renovable, principalmente irradiación solar y viento, que ha propiciado la instalación de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en las GCR Noroeste y Norte, así como Centrales Eléctricas Eólicas en la GCR Noreste.

El proyecto permitirá incrementar la capacidad de transmisión de energía eléctrica entre las regiones noroeste, norte y noreste del país, garantizar el Suministro Eléctrico, abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia y cumplir con la transición energética en el mediano y largo plazos, satisfaciendo los objetivos de eficiencia, Calidad, Continuidad, Confiabilidad, seguridad y sustentabilidad.

Con la nueva infraestructura se garantiza el Suministro Eléctrico en condición de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de las GCR Norte, Noroeste y Noreste.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Cambio de tensión de operación de la LT actual Moctezuma – El Encino de 230 a 400 kV.
- LT El Encino – Hércules Potencia de doble circuito tendido del primero con longitud estimada de 219 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Hércules Potencia – Río Escondido de doble circuito tendido del primero con longitud estimada de 355 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Torreón Sur – Derramadero de doble circuito tendido del primero con longitud estimada de 238 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Moctezuma – Chuvíscar de doble circuito tendido del primero con longitud estimada de 187 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.
- LT Encino Dos – Francisco Villa de doble circuito tendido del primero con longitud estimada de 70 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar con la LT actual Francisco Villa – Camargo Dos aislada en 400 kV y operación inicial en 230 kV.
- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Moctezuma.
- Sustitución de tres bancos de transformación de 225 a 375 MVA, compuestos de diez unidades monofásicas de 125 MVA cada una (9 unidades monofásicas y 1 unidad de reserva) y relación de transformación 400/230 kV, en la SE El Encino.
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 75 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Moctezuma.
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 100 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE El Encino.
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 133.33 (incluye fase de reserva) MVAR de capacidad en 400 kV en la SE Hércules Potencia.
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 75 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Río Escondido.
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 150 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Hércules Potencia.

I23-NT1 RED DE TRANSMISIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN NOROESTE - NORTE (CONTINUACIÓN)

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 133.33 (incluye fase de reserva) MVar de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Torreón Sur.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Moctezuma.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE El Encino.
- Tres alimentadores en 400 kV en la SE Hércules Potencia.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Río Escondido.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Torreón Sur.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Derramadero.
- Un alimentador en 230 kV en la SE El Encino Dos.
- Un alimentador en 230 kV en la SE El Chuvíscar.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Recalibración de 11.1 km de Línea de Transmisión con calibre 477 kcmil tipo ACSR por un conductor con capacidad de transmisión de 795 kcmil tipo ACSR similar al resto de los tramos asociados al entronque la SE Santa Fe y al tramo hacia la SE Culiacán Poniente en 115 kV para dejar todos los tramos aéreos de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV y la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con la misma capacidad del conductor aéreo 795 ACSR. Por lo anterior, se tendrá una capacidad homogénea a la de un calibre de 795 kcmil tipo ACSR en toda la trayectoria aérea hasta llegar a la transición aéreo-subterránea donde el tramo subterráneo no será modificado. La obra se integra por dos tramos: el tramo 1 forma parte de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV con 9.1 km y el tramo 2 forma parte de la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con 2.0 km.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kV	km-c	MVA ¹	MVar ¹	ALIMENTADORES
Transmisión	400	812	-	-	-
Transformación	230	257	-	-	-
Compensación	400/230	-	1,625	-	-
Equipo en Subestación eléctrica	400	-	-	666.66	2
	230	-	-	-	9
TOTAL		1,069	1,625	666.66	11

¹Incluyen fases de reserva

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Estados de Sonora, Chihuahua, Coahuila y Durango.

P23-NT1 SOPORTE DE TENSIÓN ZONA LA LAGUNA RED DE 115 kV

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica de los municipios de la zona Laguna, ubicados en los estados de Coahuila y Durango, manteniendo el perfil de tensión dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Norte.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que incentive el desarrollo económico de la zona Laguna obteniendo beneficios para la población.

Se estiman beneficios adicionales como son: la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R), mejorar condiciones de tensión para el suministro eléctrico en el área de influencia (calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE San Pedro.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE John Deere.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Viñedos.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Bermejillo.
- Incremento de banco de capacitores de 7.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Parras.
- Un alimentador en 115 kV en la SE San Pedro.
- Un alimentador en 115 kV en la SE John Deere.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Viñedos.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Bermejillo.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kv	MVar	ALIMENTADORES
Compensación	115	67.5	-
Equipo en Subestación eléctrica	115	-	4
TOTAL		67.5	4

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Región Laguna, estados de Coahuila y Durango.



P23-NT2 SOPORTE DE TENSIÓN ZONA DURANGO RED DE 115 kV

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica de los municipios de Zona de Operación Durango, ubicado en el estado de Durango, manteniendo el perfil de tensión dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que incentive el desarrollo económico de la zona Durango obteniendo beneficios para la población.

Se estiman beneficios adicionales como son: la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R), mejorar condiciones de tensión para el suministro eléctrico en el área de influencia (calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Jerónimo Ortiz Martínez.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Amado Nervo.
- Incremento del banco de capacitores de 7.5 MVar a 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Vicente Guerrero.
- Incremento del banco de capacitores de 7.5 MVar a 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Sombrerete.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Jerónimo Ortiz Martínez.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Amado Nervo.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kv	MVar	ALIMENTADORES
Compensación	115	60	-
Equipo en Subestación eléctrica	115	-	2
TOTAL		60	2

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipio de Durango, Durango.

P23-BC1 INCREMENTO EN LA CONFIABILIDAD DE SUMINISTRO DE LA SE VICTORIA POTENCIA

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto de transmisión se logrará satisfacer la demanda de la zona San Luis Río Colorado, manteniendo el perfil de tensión dentro de los límites de operación establecidos, tanto en Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas de acuerdo con los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que incremente el desarrollo económico de la zona San Luis Río Colorado, obteniendo beneficios para la población.

Se estiman beneficios adicionales como son: reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el suministro eléctrico en el área de influencia (calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- LT Victoria Potencia – Chapultepec, tendido del segundo circuito sobre torre de acero, con una longitud estimada de 11 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV. Esta LT se conectará a la salida de la SE Chapultepec con la LT Cerro Prieto II – Chapultepec en 230 kV para formar la LT Cerro Prieto II – Victoria Potencia en 230 kV, de esta forma se tendrá un anillo en 230 kV entre las SE Cerro Prieto II, Victoria Potencia y Chapultepec.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Victoria Potencia.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVA _r	ALIMENTADORES / BAHÍA
Red Nacional de Transmisión	230	11.0	-	-	1
TOTAL		11.0	-	-	1

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Mexicali y San Luis Río Colorado, estados de Baja California y Sonora



P23-BC2 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA ZONA ENSENADA

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto de transformación se logrará satisfacer la demanda de la zona Ensenada, proporcionando incremento en la capacidad de transformación, manteniendo el perfil de tensión dentro de los límites de operación establecidos, tanto en Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas de acuerdo con los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que aporte al desarrollo económico de la zona Ensenada, obteniendo beneficios para la población.

Se estiman beneficios adicionales como son: reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R), mejorar condiciones de tensión para el suministro eléctrico en el área de influencia (calidad de energía), incremento en la capacidad de transformación para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Considera un banco de transformación de 100 MVA con relación de transformación 230/115 kV en la SE Lomas.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVA _r	ALIMENTADORES / BAHÍA
Red Nacional de Transmisión	230/115	-	100.0	-	-
TOTAL		-	100.0	-	-

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Zona Ensenada, estado de Baja California

P23-BS1 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS ZONAS LA PAZ – LOS CABOS

BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la entrada en operación del proyecto de transmisión se logrará incrementar la capacidad de suministro en la demanda de la zona Los Cabos, los límites de operación establecidos, tanto en Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas de acuerdo con los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California Sur.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de suministro eléctrico que permitirá el desarrollo económico de las zonas La Paz y Los Cabos obteniendo beneficios para la población.

Se estiman beneficios adicionales como son: reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el suministro eléctrico en el área de influencia (calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- LT Olas Altas – Turbogás Los Cabos en 230 kV, 140 km de longitud, torre de doble circuito, tendido del primer circuito sobre torre de acero, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Una bahía en 230 kV en la SE Olas Altas para incorporar un alimentador tipo convencional.
- Una bahía en 230 kV en la SE Turbogás Los Cabos para incorporar un alimentador tipo Hexafluoruro de Azufre (SF6).

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES / BAHÍA
Red Nacional de Transmisión	230	140.0	-	-	2
TOTAL		140.0	-	-	2

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Zonas La Paz y Los Cabos, estado de Baja California Sur



D23-ORI TUXTLA ORIENTE BANCO 1

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en el municipio Chiapa de Corzo. Se resolverá la problemática de saturación del banco 2 de transformación de la SE Grijalva mediante la construcción de una nueva SE denominada Tuxtla Oriente. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la Red Eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial, ante el crecimiento esperado en la zona de Distribución Tuxtla Gutiérrez. Lo anterior ante la Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Tuxtla Oriente mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una Línea de Transmisión aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.15 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Tuxtla Gutiérrez II – 73970 – Grijalva en la nueva SE Tuxtla Oriente.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Tuxtla Oriente.
- Seis alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de 3.0 km circuito en media tensión en 13.8 kV.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVAR	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	2.3	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	3.0	-	1.8	6
TOTAL		5.3	30.0	1.8	8

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Mayo de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipio de Chiapa de Corzo, estado de Chiapas

D23-OR2 NACAJUCA BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en el municipio Nacajuca. Se resolverá la problemática de saturación de los bancos de transformación de la SE Jalpa mediante la construcción de una nueva SE denominada Nacajuca. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la Red Eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial, ante el crecimiento esperado en la zona de Distribución Chontalpa. Lo anterior ante la Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Nacajuca mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una Línea de Transmisión aérea de un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 11 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para crear un circuito radial desde la SE Jalpa.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Nacajuca .
- Cuatro alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de 2.0 km circuito en media tensión en 13.8 kV.0
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVAR	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	11	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	2.0	-	1.2	4
TOTAL		13.0	20.0	1.2	6

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Mayo de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipio de Nacajuca, estado de Tabasco.



D22-OR3 APIZACO II BANCO 2
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en los municipios Tetla de la Solidaridad, Apizaco y Atlihuetzia en el estado de Tlaxcala, al ampliar la capacidad de transformación con el segundo banco de transformación en la SE Apizaco II, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en la zona de Distribución Tlaxcala. Lo anterior ante la Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Ampliación de la SE Apizaco II con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Tres alimentadores en media tensión de 34.5 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Construcción de 22.8 km circuito en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVA _r	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	22.8	-	1.8	3
TOTAL		22.8	30.0	1.8	3

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Agosto de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipios de Tetla de la Solidaridad, Apizaco y Atlihuetzia, estado de Tlaxcala

D23-OR4 LOMAS BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en los municipios Puebla, San Andrés Cholula y Santa Clara Ocoyucan, permitiendo resolver la problemática de saturación de los bancos de transformación de las SE Atlixcáyotl, Tonantzintla y Agua Santa mediante la construcción de una nueva SE denominada Lomas. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la Red Eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial, ante el crecimiento esperado en la zona de Distribución Puebla Poniente y Puebla Oriente. Lo anterior ante la Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Lomas mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una Línea de Transmisión con cable de potencia subterráneo de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.123 km y un conductor por fase de calibre 1600 mm² de cobre tipo XLP, para entroncar la LT Tonantzintla- 73S60-Chapulco en la nueva SE Lomas.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Lomas.
- Seis alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de 11.26 km circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	.246	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	11.26	-	1.8	6
TOTAL		11.506	30.0	1.8	8

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Diciembre de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipios de Puebla, San Andrés Cholula y Santa Clara Ocoyucan, estado de Puebla.



D23-OC1 AMATITÁN BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en los municipios de Tequila y Amatitán, Jalisco. La zona Minas ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para el comercio, turismo, desarrolladores inmobiliarios y fraccionamientos residenciales, así como por bombeo para riego agrícolas. Con el proyecto se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda en los municipios de Tequila y Amatitán.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Sustitución de Banco 1, con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 69/13.8 kV en la SE Amatitán.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVA _r	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	69/13.8	-	20	-	-
Redes Generales de Distribución	-	-	-	-	-
TOTAL		-	20	-	-

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Agosto de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipios de Tequila y Amatitán, Jalisco.

D23-OC2 HUANACAXTLE BANCO 1

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico de la zona al oriente de La Cruz de Huanacaxtle, municipio de Bahía de Banderas del Estado de Nayarit. En la última década, la zona adquirió notable importancia para comercio, turismo y desarrollos inmobiliarios residenciales, así como por la plusvalía de los terrenos, propiciando la “urbanización” en el destino turístico de Riviera Nayarit. Con el proyecto se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una Línea de Transmisión de doble circuito en nivel de tensión de 115 kV de doble circuito con conductor calibre 795 kcmil tipo ACSR, con una longitud de 0.6 km. para entroncar la nueva SE Huanacaxtle a la LT Flamingos-73680-Destiladeras.
- Un banco de transformación de 30 MVA con relación de voltaje 115/13.8 kV para la nueva SE Huanacaxtle.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 13.8 kV en la SE Huanacaxtle.
- Cinco alimentadores en media tensión para ampliar la Red Eléctrica de media tensión y dos alimentadores en nivel de tensión de 115 kV, para entroncar la SE Huanacaxtle.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	1.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	2.5	-	1.8	5
TOTAL		3.7	30.0	1.8	7

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Diciembre de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Bahía de Banderas, Nayarit



D23-OC3 EL SALTO BANCO 2
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico del área urbana del municipio de El Salto en el estado de Jalisco, que durante los últimos años ha presentado un alto desarrollo en vivienda y comercio de la zona Chapala. Con el proyecto se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un nuevo banco de transformación de 40 MVA con relación de voltaje 69/23 kV en la SE El Salto.
- Un banco de capacitores de 2.4 MVar de capacidad en nivel de tensión de 23 kV en la SE El Salto.
- Cuatro alimentadores en media tensión para ampliar la Red Eléctricas de media tensión con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 23 kV.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	69/23	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	23	-	-	2.4	4
TOTAL		-	40.0	2.4	4

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

El Salto, Jalisco

D23-NO1 AGUA ZARCA BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al sur de la zona Nogales, estado de Sonora. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda en la zona Nogales, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Agua Zarca mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.5 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales en la nueva SE Agua Zarca.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Agua Zarca.
- Seis alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVAR	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	1.0	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
TOTAL		1.0	30.0	1.8	8

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Nogales, estado de Sonora



D23-NO2 NAVOJOA CENTENARIO BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en el municipio de Navojoa, estado de Sonora. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en el área de influencia en el municipio de Navojoa, esto en condiciones de la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma, se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorará la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Navojoa Centenario mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- LT Navojoa Centenario entronque Navojoa – Navojoa Norte, doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.4 km, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Línea de Transmisión en torre de doble circuito en 115 kV tendiendo únicamente el segundo circuito, con una longitud estimada de 3.4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, adicionalmente requiere de 0.65 km de Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo a la llegada de la SE Navojoa Oriente, el tramo subterráneo tendrá una capacidad de transmisión equivalente a la capacidad de la Línea de Transmisión aérea, de manera que se forma la nueva LT Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente en 115 kV.
- Cuatro alimentadores aislados y operados en 115 kV, dos de ellos se instalarán en la nueva SE Navojoa Centenario, uno se instalará en la SE Navojoa Oriente y el otro en la SE Pueblo Nuevo.
- Ocho alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVA de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en 13.8 kV para la optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	4.85	-	-	4
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
TOTAL		4.85	40.0	2.4	12

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Navojoa, estado de Sonora

D23-NO3 FLORES MAGÓN BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la zona Los Mochis, estado de Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda en la zona Los Mochis, esto en condiciones de la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma, se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Flores Magón mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Mochis Uno – Mochis Las Villas en la nueva SE Flores Magón.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Flores Magón.
- Ocho alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	2.4	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
TOTAL		2.4	40.0	2.4	10

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Los Mochis, estado de Sinaloa



D23-NO4 VILLAS DEL CEDRO BANCO 2

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al noroeste de la zona Culiacán, estado de Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda esperado en el área de influencia en el municipio de Navojoa, esto en condiciones de la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Ampliación de la SE Villas del Cedro mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Ocho alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
TOTAL		-	40.0	2.4	8

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Culiacán, estado de Sinaloa

D23-NO5 ZONA DORADA BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al noreste de la zona Culiacán, estado de Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda en la zona Culiacán, esto en condiciones de la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Zona Dorada mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.9 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Culiacán Tres – Humaya en la nueva SE Zona Dorada.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Zona Dorada.
- Ocho alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	1.8	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
TOTAL		1.8	40.0	2.4	10

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Culiacán, estado de Sinaloa



D23-NO6 DEL MAR BANCO 2

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la parte central de la zona Mazatlán, estado de Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda esperado en el área de influencia en el municipio de Navojoa, esto en condiciones de la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Ampliación de la SE Del Mar mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Ocho alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
TOTAL		-	40.0	2.4	8

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Mazatlán, estado de Sinaloa

D23-NE1 PROVIDENCIA BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en el municipio de Ciudad Valles, San Luis Potosí. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona de Distribución Valles.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda por Subestaciones en el municipio de Ciudad Valles.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Línea de Transmisión de doble circuito con longitud estimada de 3.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT en 115 kV para el entronque de la LT Museo – 73320 – Valles en la SE Providencia.
- Un banco de transformación de 30 MVA con relación de voltaje 115/13.8 kV en la SE Providencia.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 13.8 kV en la SE Providencia.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Providencia para la conexión con el entronque de la LT Museo – 73320 – Valles en la SE Providencia y cuatro alimentadores en tensión de 13.8 kV para Líneas de Distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	6.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	0.5	-	1.8	4
TOTAL		6.5	30.0	1.8	6

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Ciudad Valles, San Luis Potosí



D23-NE2 ACUÑA DOS BANCO 2
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en el municipio de Ciudad Acuña, Coahuila. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona Piedras Negras.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda por Subestaciones en el municipio de Ciudad Acuña, Coahuila.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Ampliación de la SE Acuña Dos, con un banco de transformación de 30 MVA con relación de voltaje 115/13.8 kV.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 13.8 kV en la SE Acuña Dos.
- Seis alimentadores en media tensión para ampliar la Red Eléctrica de media tensión.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	15.53	-	1.8	6
TOTAL		15.53	30.0	1.8	6

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Junio de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Ciudad Acuña, Coahuila

D23-NE3 CALZADA EL SOL BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en la zona Metropolitana Norte perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente a la región sur del municipio de Salinas Victoria, Nuevo León. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una Línea de Transmisión de doble circuito en nivel de tensión de 115 kV de doble circuito con conductor calibre 1113 kcmil, con una longitud de 7.0 km-c, para entroncar la nueva Subestación Calzada del Sol a la Línea de Transmisión Escobedo-73G40-Estrella.
- Un banco de transformación de 30 MVA con relación de voltaje 115/34.5 Kv para la nueva Subestación Calzada del Sol.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 34.5 kV en la Subestación Calzada del Sol.
- Cuatro alimentadores en media tensión para ampliar la Red Eléctrica de media tensión y dos alimentadores en nivel de tensión de 115 kV, para entroncar la Subestación Calzada del Sol.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	7.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	2.0	-	1.8	4
TOTAL		9.0	30.0	1.8	6

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Agosto de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Salinas Victoria, Nuevo León



D23-NE4 SAN MARTÍN BANCO 2
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico de la región norponiente de la ciudad de Monterrey, Nuevo León, perteneciente a la Zona de Distribución Metropolitana Poniente. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda por Subestaciones en la ciudad de Monterrey, Nuevo León.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Un segundo banco de transformación de 30 MVA con relación de voltaje 115/13.8 kV en la SE San Martín.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 13.8 kV en la SE San Martín.
- Cuatro alimentadores en media tensión para ampliar la Red Eléctrica de media tensión y dos alimentadores en nivel de tensión de 115 kV, para entroncar la SE San Martín.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	7.3	-	1.8	6
TOTAL		7.3	30.0	1.8	6

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Mayo de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Monterrey, Nuevo León

D23-NE5 MATAMOROS BANCO 4 (SUSTITUCIÓN)

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico de la zona oeste de Matamoros, ubicada en el estado de Tamaulipas, perteneciente a la Zona de Distribución Matamoros. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda por Subestaciones en la ciudad de Matamoros, Tamaulipas.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Sustitución del Banco 4 por un banco de transformación de 20 MVA con relación de voltaje 115/34.5 kV en la SE Matamoros.
- Un banco de capacitores de 1.2 MVar de capacidad en nivel de tensión de 34.5 kV en la SE Matamoros.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.2	-
TOTAL		-	20.0	1.2	-

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Matamoros, Tamaulipas



D23-NE6 BAJÍO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico zona de Distribución Sabinas, ubicada en el estado de Coahuila. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda por Subestaciones en la región de Sabinas, Coahuila.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Sustitución del Banco 1 por un banco de transformación de 30 MVA con relación de voltaje 115/13.8 kV en la SE Bajío.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 34.5 kV en la SE Bajío.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	-	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	2.0	-	1.8	1
TOTAL		2.0	30.0	1.8	1

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Junio de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Sabinas, Coahuila

D23-NE7 TAMUÍN II BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico del área urbana del municipio de Tamuín del estado de San Luis Potosí, durante los últimos años se ha incrementado el desarrollo en vivienda y comercio de la zona. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico y el crecimiento esperado en la zona.

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

Finalmente, el proyecto permitirá reducir las pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y lograr satisfacer la demanda incremental de acuerdo con Pronóstico de Demanda por Subestaciones en Tamuín, San Luis Potosí.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Línea de Transmisión aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 24.26 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Anáhuac Potencia 73950 Tamos en la nueva SE Tamuín II
- Banco de Transformación con capacidad de 30 MVA, con una relación de tensión de 115/34.5 kV, a instalarse en la nueva SE Tamuín II.
- Un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en nivel de tensión de 34.5 kV en la SE Tamuín II.
- Tres alimentadores en media tensión y dos alimentadores en tensión de 115 kV, para entroncar a la Línea de Transmisión Anáhuac Potencia-73950-Tamos en la nueva SE Tamuín II.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	48.6	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	1.5	-	1.8	3
TOTAL		50.1	30.0	1.8	5

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Junio de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Tamuín, San Luis Potosí



D23-BC1 VALLE DE PUEBLA BANCO 2

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la región oriente de la ciudad de Mexicali, Baja California. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Valle de Puebla se descargarán los bancos de transformación en la SE Tecnológico, asimismo, no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en el área de influencia en escenarios con la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y mejorará la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Ampliación de la SE Valle de Puebla con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV
- Equipo de compensación capacitiva en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Cinco alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	230/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	5
TOTAL		40	2.4	5

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Mexicali, estado de Baja California

D23-BC2 SAN SIMÓN BANCO 2
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al sur de la ciudad de Ensenada, en el municipio de San Quintín, Baja California. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE San Simón no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en el área de influencia en escenarios con la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Ampliación de la SE San Simón con un nuevo Banco de Transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Dos alimentadores en media tensión en 34.5 kV para la conexión de los circuitos de distribución. Adicionalmente, el proyecto contempla 1 alimentador en 115 kV para mejorar el arreglo de barras de la Subestación Eléctrica y la conexión de la LT hacia la SE San Quintín
- Equipo de compensación capacitiva en derivación de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	230/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	5
TOTAL		40	2.4	5

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipio de San Quintín, estado de Baja California



D23-BS1 VILLA CONSTITUCIÓN BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la zona Constitución, Baja California Sur. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la infraestructura de 34.5 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en el área de influencia en escenarios con la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Interconectado de Baja California Sur. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de suministro eléctrico en el área de influencia.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Sustitución del transformador existente de 20 MVA en la SE Villa Constitución para instalar un nuevo Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV con el que se incrementará en 20 MVA la capacidad instalada. Considera la instalación de equipos de medición del MEM y fibra óptica.
- Equipo de compensación capacitiva en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	230/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	5
TOTAL		40	2.4	5

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Ciudad Constitución, estado de Baja California Sur

D23-BS2 PUERTO LOS CABOS BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el consumo de energía eléctrica en la zona Los Cabos, en Baja California Sur, en particular en la población de San José del Cabo. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda en la zona Los Cabos, esto en condiciones de la Red Eléctrica completa y ante una contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Interconectado de Baja California Sur. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de suministro eléctrico en el área de influencia.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Puerto Los Cabos mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 3.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT El Palmar – San José del Cabo en la nueva SE Puerto Los Cabos.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Puerto Los Cabos.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 15 MVar de capacidad aislado y operado en 115 kV en la nueva SE Puerto Los Cabos.
- Cuatro alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y optimización de las Redes Eléctricas de distribución.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	7.0	-	15.0	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	1.5	-	1.8	4
TOTAL		7.0	30.0	16.8	6

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

San José del Cabo, estado de Baja California Sur



D23-PEI CONKAL BANCO 1
BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en zona nororiente de la ciudad de Mérida. Se resolverá la problemática de saturación del Banco 1 de transformación de la SE Cholul mediante la construcción de una nueva SE denominada Conkal. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la Red Eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial y comercial, ante el crecimiento esperado en la zona de Distribución Mérida. Lo anterior ante la Red Eléctrica una completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Conkal mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una Línea de Transmisión aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 8.5 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipos ACSR, para entroncar la LT Norte- 73440-Kopté en la nueva SE Conkal.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Conkal.
- Ocho alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	17	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
TOTAL		17.0	40.0	2.4	10

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Zona nororiente de la ciudad de Mérida, estado de Yucatán

**M22-OR1 MODERNIZACIÓN PARCIAL DEL CEV PIE DE LA CUESTA
 (+150/-50 MVar): CONTROLADOR, PROTECCIONES, VÁLVULA DE TIRISTORES
 Y SISTEMA DE ENFRIAMIENTO**

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto aportará mayor Confiabilidad en la operación del CEV Pie de la Cuesta por lo que se asegura se mantengan los niveles actuales de capacidad de transmisión hacia la zona de Distribución Acapulco. Además de que con ello se mejorará la regulación de tensión ante distintas condiciones operativas, tal como la condición de baja demanda eliminando la necesidad de desconectar Líneas de Transmisión para evitar el incremento en los perfiles de tensión de las Subestaciones Eléctricas de la zona. Por todo lo anterior se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico, tanto en condición de la Red Eléctrica completa o ante una contingencia sencilla de algún elemento de transmisión

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Modernización de los elementos principales de control del CEV de la SE Pie de la Cuesta como son:
 - Controlador y servicios asociados
 - Protecciones
 - Válvulas de Tiristores
 - Sistema de Enfriamiento

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	CONTROL, PROTECCIÓN, VÁLVULAS DE TIRISTORES Y SISTEMA DE ENFRIAMIENTO
Equipo en subestación eléctrica	230	1
TOTAL		1

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Noviembre de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Ciudad de Acapulco, estado de Guerrero



M23-OR2 MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS EN LA ZONA DE CARGA VERACRUZ

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el suministro de energía eléctrica en la región del Puerto de Veracruz. Con la modernización de los cables de potencia subterráneos en la zona Veracruz se robustece la capacidad de suministro a la zona de carga de Veracruz al dar una mayor capacidad de transmisión, incremento en la Confiabilidad ante contingencia sencilla (N-1) y reducción del riesgo de afectación de carga, evitando la probable falla permanente de las LT Pages 73730 Playa Norte, Mocambo 73760 Sacrificios y Sacrificios 73780 Veracruz Uno.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Adquisición e instalación de los cables de potencia subterráneos, sistema de tierra, construcción de ductos para las líneas subterráneas (con una trayectoria diferente a la actual y con un tendido total de 13.40 km aproximadamente):
 - Pages 73730 Playa Norte
 - Mocambo 73760 Sacrificios
 - Sacrificios (SCF 73780 (VRU) Veracruz Uno
- Enlaces ópticos entre las Subestaciones Eléctricas colaterales, así como la sustitución de equipo primario, de protecciones, control y comunicaciones de los alimentadores de las líneas en mención

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	kV	km-c
Equipo en subestación eléctrica	115	13.4

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Diciembre de 2027

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Región del Puerto de Veracruz, estado de Veracruz

M23-NO1 MODERNIZACIÓN DE ARREGLO DE BARRAS EN LA SE PUERTO PEÑASCO

BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el suministro eléctrico en la zona Puerto Peñasco, garantizando la continuidad del servicio ante la indisponibilidad de una de las barras de la SE Puerto Peñasco que deje fuera de servicio a los equipos eléctricos conectados. Se tendrá flexibilidad operativa y será posible mantener en operación el despacho de generación de la CE Fotovoltaica Puerto Peñasco en el área de influencia, además, mejorará la calidad en el servicio, beneficiando a los Usuarios Finales de la zona Puerto Peñasco.

Con la nueva infraestructura, se garantizan los criterios definidos, con base en el Código de Red, de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en una instalación crítica y estratégica en el ámbito de la GCR Noroeste. La implementación del arreglo de Barra Principal – Barra Auxiliar proporciona, a su vez, selectividad y rapidez ante situaciones de fallas, teniendo menor afectación a la RNT y el menor tiempo de interrupción del Suministro Eléctrico.

INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Equipo eléctrico primario:(Interruptor de amarre, Cuchillas, transformadores de corriente, transformadores de potencial, aisladores)
- Construcción de la obra civil y electromecánica que incluye estructura mayor en segundo piso.
- Suministro e instalación de equipo eléctrico primario y Tableros de Protección, Control y Medición para complementar arreglo de Barra Principal y Barra Auxiliar.
- Ampliación de caseta, tendido y conectado de cable de control para enlazar el equipo eléctrico primario a los tableros de protección, control y medición.
- Demolición y retiro de Tableros existentes y traslados a las áreas designadas conforme a su tipo de residuo o material.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	kV	ELEMENTO	CANTIDAD
Modernización de la SE Puerto Peñasco	115	Modernización de la SE de barra principal a barra Principal + barra auxiliar	1

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN

Abril de 2028

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Puerto Peñasco, estado de Sonora





Central termoeléctrica, Tijuana, Baja California.
Comisión Federal de Electricidad.

Anexo 3
Reporte de Avance
de Energías Limpias (RAEL)



Central geotérmica, Ciudad Hidalgo, Michoacán.
Comisión Federal de Electricidad.

A3.1 MARCO JURÍDICO

El 4 de noviembre de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la ratificación de México al Acuerdo de París, el cual tiene como objetivo reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza. En seguimiento al Acuerdo, México establece mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.¹⁷

En este sentido, el presente informe muestra el crecimiento de la participación de las energías limpias en cumplimiento con lo establecido en el artículo 14, fracción VIII, de la Ley de Transición Energética.

“Elaborar y publicar anualmente por medios electrónicos el reporte de avance en el cumplimiento de las Metas de Generación de electricidad a partir de Energías Limpias establecidas en los instrumentos de planeación”.

El Cuadro A3.1 resume las metas a corto y mediano plazo establecidas en la legislación. El Tercero Transitorio de la LTE establece:

“La Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024.”

Por su parte, la Ley General de Cambio Climático en el artículo Tercero Transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e) señala:

“La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024”

CUADRO A3.1 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS E INSTRUMENTOS QUE MANDATAN

AÑO	METAS DE PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS	LEY O INSTRUMENTO DE PLANEACIÓN
2018	25%	LTE
2021	30%	LTE
2024	35%	LTE/LGCC

Dado la importancia del sector eléctrico en la contribución de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, que para el año 2019 fueron de alrededor del 22.56% del total nacional¹⁸, México ha establecido en su legislación metas de corto y mediano plazo para la generación eléctrica a partir de fuentes de energías limpias. Lo anterior con el objetivo de reducir el nivel de emisiones de la matriz energética de una manera ordenada y congruente que permita la adición de capacidades de Energías Limpias, a fin de atender el crecimiento de la demanda y mantener la seguridad, estabilidad, confiabilidad, calidad y flexibilidad de Sistema Eléctrico Nacional.

¹⁷ Presidencia de la República, 2016. DECRETO Promulgatorio del Acuerdo de París, hecho en París el doce de diciembre de dos mil quince. Diario Oficial de la Federación 4 de noviembre de 2016. En: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459825&fecha=04/11/2016#gsc.tab=0

¹⁸ Estudios e Investigaciones 2013 a 2022 en materia de contaminación y salud ambiental, publicado en: <https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2017-2013-en-materia-de-contaminacion-y-salud-ambiental-rev1>

A3.1.1 ALINEACIÓN DEL REPORTE DE AVANCES DE ENERGÍAS LIMPIAS CON LOS PRECEPTOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE MÉXICO

- **Rectoría del Estado:** El Estado Mexicano asume el compromiso de cumplir con las metas de generación de energía limpia, a través de la incorporación ordenada de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional.
- **Acceso universal a la energía:** Para el Gobierno es objetivo prioritario el acceso universal a la energía, como condición necesaria para el desarrollo del país. Por ello es fundamental la incorporación ordenada y sostenible de la producción y uso de energías con fuentes limpias y renovables a cada población y comunidad en México.
- **Autosuficiencia Energética:** A fin de cumplir con las metas de generación de energía limpia de manera soberana, el Gobierno se compromete a hacer un uso eficaz y eficiente de todos sus recursos para la generación de energía eléctrica, así como de todas sus capacidades nacionales.
- **Propiedad de áreas estratégicas:** El Estado lleva a cabo la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional, en ese sentido promoverá el aumento de las Energías Limpias en el Sistema Eléctrico Nacional.

A3.2 GENERACIÓN NETA DE ENERGÍAS LIMPIAS EN MÉXICO (GWh) 2018-2022

El Reporte de Avance de Energías Limpias fue elaborado por la Secretaría de Energía con el apoyo y participación del CENACE, la CRE y la Mesa de Trabajo de Electricidad, definida por el Grupo de Trabajo Permanente del Comité Técnico Especializado de Información del Sector Energético del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica.

El presente documento reporta información de la generación neta¹⁹ de energía limpia de CFE, de los diferentes permisionarios (incluyendo abasto

aislado²⁰), la Generación Distribuida²¹ y los proyectos financiados por el Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA) en 2022.

El documento sigue la estructura de generación basada en la definición de energías limpias²² establecida en la Ley de la Industria Eléctrica y la definición de Energías Renovables²³ descrita en la Ley de Transición Energética. A partir de lo anterior, la generación de energía eléctrica limpia es subcategorizada en energías limpias renovables y energías limpias no renovables, ambas consideradas en este Reporte.

Si bien, la LIE y la LTE incorporan un amplio catálogo de energías limpias y renovables, en el presente Reporte se desagrega la generación eléctrica

²⁰ El artículo 22 de la LIE define abasto aislado como: "Se entiende por abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. Los supuestos contenidos en los artículos 23, 24 y 25 de esta Ley no constituyen transmisión de energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. Las Centrales Eléctricas podrán destinar toda o parte de su producción para fines de abasto aislado. Los Centros de Carga podrán satisfacer toda o parte de sus necesidades de energía eléctrica por el abasto aislado. El abasto aislado no se considera Suministro Eléctrico. El abasto aislado es una actividad de la industria eléctrica y se sujeta a las obligaciones de esta Ley. Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar o exportar energía eléctrica en modalidad de abasto aislado."

²¹ El artículo 3, fracción XXIII de la LIE define a la Generación Distribuida como: "Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características:

a) Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado;"

²² El artículo 3, fracción XXII de la LIE define a las energías limpias como: "Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan..."

²³ El artículo 3, fracción XVI de la LTE define a las energías renovables como "Aquellas cuyas fuentes residen en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes."

¹⁹ Generación neta: "Generación total producida por una Central Eléctrica, menos el consumo de las cargas auxiliares que se requieren para el funcionamiento de la central"

proveniente de energías limpias renovables y no renovables bajo las definiciones de ambas leyes.

La generación eléctrica renovable comprende la generación de plantas hidroeléctricas, fotovoltaicas, eololéctricas, geotermoeléctricas y la generación de plantas eléctricas que utilizan bioenergéticos, obtenidos a partir de la biomasa, el bagazo de caña, el licor negro, entre otros.

La generación eléctrica limpia no renovable en México está conformada por la generación nucleoeleétrica y la generación eléctrica proveniente de plantas convencionales que incorporan procesos de cogeneración eficiente y que cumplen con los criterios de eficiencia emitidos por la CRE, así como la energía cinética proveniente de los frenos regenerativos.²⁴ La generación nucleoeleétrica no emite Gases de Efecto Invernadero, dado que utiliza un proceso físico distinto a la combustión para generar energía. En el caso de la cogeneración eficiente, esta aprovecha los residuos térmicos para un mayor aprovechamiento de los combustibles. A partir de 2022, el Reporte considera el porcentaje de cogeneración eficiente acreditado como energía limpia de acuerdo con los criterios establecidos por la CRE, debido a mejoras en la metodología de medición.

En este Reporte se integró la generación neta de energía limpia, FIRCO (2018-2020), CONADESUCA (2022) y abasto aislado, así como la Generación Distribuida, la cual ha tenido un crecimiento significativo durante los últimos años.

Generación total neta 2018-2022

La generación total neta de energía eléctrica proveniente de permisionarios y de proyectos financiados por el FIRCO (2018-2020) y CONADESUCA (2022), junto con la Generación Distribuida, ha mostrado un incremento en los últimos cinco años, como se muestra en los siguientes totales:

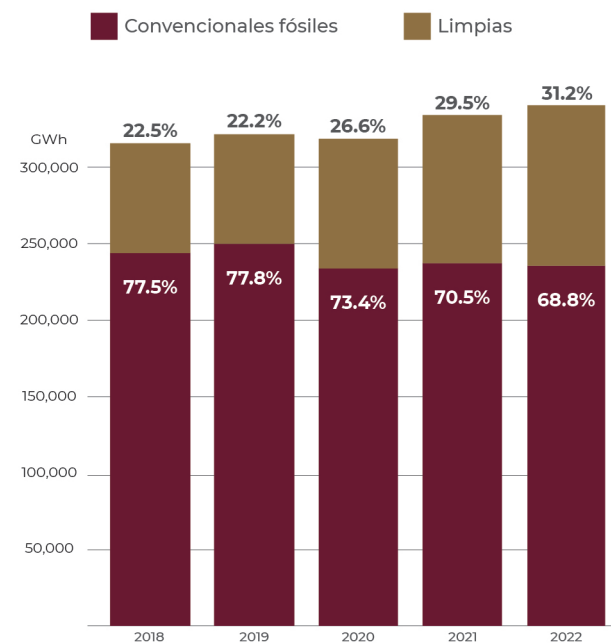
- **2018:** 313,978.24 GWh,
- **2019:** 321,584.42 GWh,
- **2020:** 317,268.51 GWh,
- **2021:** 328,597.97 GWh,

²⁴ Frenos Regenerativos: Es un dispositivo que permite reducir la velocidad de un vehículo transformando parte de su energía cinética en energía eléctrica. Esta energía eléctrica es almacenada para un uso futuro. (RAEL, 2018).

- **2022:** 340,712.75 GWh,

En adición al incremento en generación total, la Figura A3.1 muestra el incremento en la participación de energías limpias, de un 22.5% en 2018 a un 31.2% en 2022, lo que corresponde a un total de 35,607.53 GWh adicionales por este tipo de tecnologías.

FIGURA A3.1 GENERACIÓN TOTAL Y PORCENTAJE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA LIMPIA Y CONVENCIONAL 2018-2022 (GWh)



NOTA: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE, CFE y CONADESUCA.

A3.2.1 GENERACIÓN NETA DE ENERGÍAS LIMPIAS RENOVABLES

La generación de electricidad proveniente de fuentes limpias renovables ha avanzado significativamente en México en los últimos años. La generación neta de energías limpias renovables en 2022 fue de 82,983.58 GWh. En el Cuadro A3.2, se puede observar que la generación de energía limpia renovable de 2018 a 2022 presenta un incremento del 51.05%. Entre 2018 y 2022 la generación a través de las tecnologías fotovoltaica, eololéctrica e hidroeléctrica, presentaron incrementos del 533.4%, 65.1% y 10.3%, respectivamente.



CUADRO A3.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA RENOVABLE POR TIPO DE TECNOLOGÍA (GWh)

TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica total	32,234.1	23,602.4	26,817.0	34,717.2	35,558.9
Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.5	18,299.8	21,235.5	29,668.1	30,390.9
Hidroeléctrica Menor	5,791.6	5,302.6	5,581.5	5,049.0	5,168.0
Geotermoeléctrica	5,064.7	5,060.7	4,574.6	4,242.9	4,412.7
Eoloeléctrica total	12,435.3	16,726.9	19,702.9	21,074.9	20,528.8
Eoloeléctrica	12,435.3	16,726.9	19,702.9	21,074.9	20,317.2
Eoloeléctrica - Abasto aislado					209.4
Eoloeléctrica - Generación Distribuida ^{2/}					2.1
Fotovoltaica total	3,211.7	9,964.3	15,835.6	20,194.9	20,342.0
Fotovoltaica ^{1/}	2,176.3	8,393.7	13,527.7	17,069.0	16,277.7
Fotovoltaica Generación Distribuida ^{2/}	1,018.2	1,564.8	2,303.6	3,110.3	4,049.3
Fotovoltaica-Abasto aislado	1.4	4.4	4.4	15.6	15.0
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{3/}	15.8	1.5	0.0	0.0	0.0
Bioenergía Total	1,989.2	1,866.5	2,206.5	1,595.6	2,141.3
Bagazo de Caña ^{4/}	1,578.8	1,476.3	1,583.2	1,374.1	1,918.2
Biogás ^{4/}	213.3	241.2	526.7	176.1	153.8
Biogás - Generación Distribuida ^{2/}					38.9
Relleno Sanitario	125.6	110.9	67.4	16.2	
Licor Negro	71.4	38.1	26.4	24.8	23.7
Biomasa ^{4/}	0.0	0.0	2.8	4.3	3.4
Biomasa 4/ - Generación Distribuida ^{2/}					3.3
RENOVABLES TOTAL	54,934.9	57,220.8	69,136.6	81,825.4	82,983.6
Porcentaje respecto al Total	17.5%	17.8%	21.8%	24.9%	24.4%

^{1/} Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico.

^{2/} Generación distribuida con valores reales ene-jun 2022 y estimación jul-dic 2022.

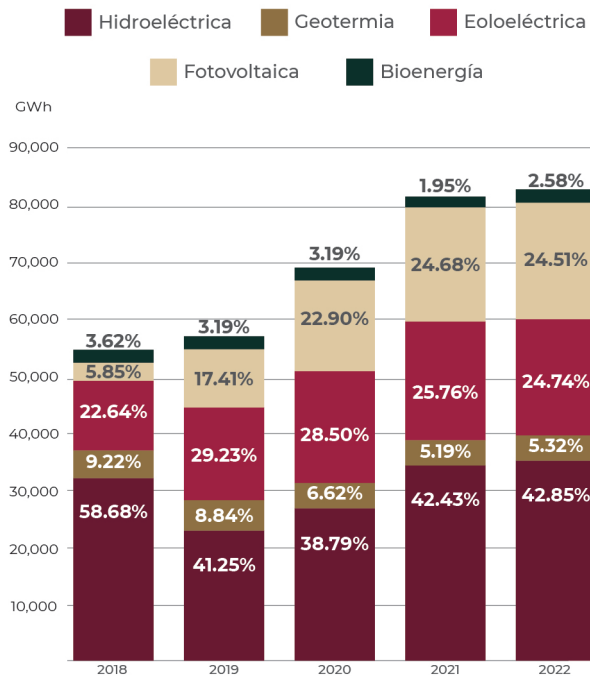
^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{4/} Incluye Generación de Autoabasto aislado. Se incluye la generación neta de las Empresas Azucareras registradas en CONADESUCA (1,253.005 GWh) más 665 GWh de las Centrales Eléctricas de la CRE con combustible de Bagazo de Caña.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

En la Figura A3.2 presenta el progreso de la participación de energía por fuentes renovables identificados en la matriz de generación eléctrica.

FIGURA A3.2 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE TOTAL 2018-2022 (%)



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

De lo anterior, destaca que la generación de energía hidroeléctrica representa el mayor porcentaje de participación de las energías renovables, seguida de la energía eoloeléctrica, la energía fotovoltaica, la energía geotérmica y la bioenergía. Por otro lado, la energía fotovoltaica en 2022 ha incrementado su participación con respecto a 2018, con un aumento del 533.4% y se ha posicionado como la tercera tecnología renovable con mayor participación en 2022.

Hidroeléctrica

Para este Reporte, la generación hidroeléctrica se agrupó en generación hidroeléctrica de embalse mayor y en generación hidroeléctrica de embalse menor. De acuerdo con esta clasificación se identificó que, en promedio, para 2022 las centrales de embalse mayor generaron el 85.47% de la generación hidroeléctrica; por su parte las centrales de embalse menor generaron el 14.53%.

La generación hidroeléctrica durante el periodo 2018-2022, representa en promedio el 9.4% de la generación total de energía eléctrica. En el año 2022, la generación hidroeléctrica representó el 10.44% de la generación total del país (35,558.85 GWh), como se muestra en el Cuadro A3.3.

CUADRO A3.3 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA NETA 2018-2022 (GWh)

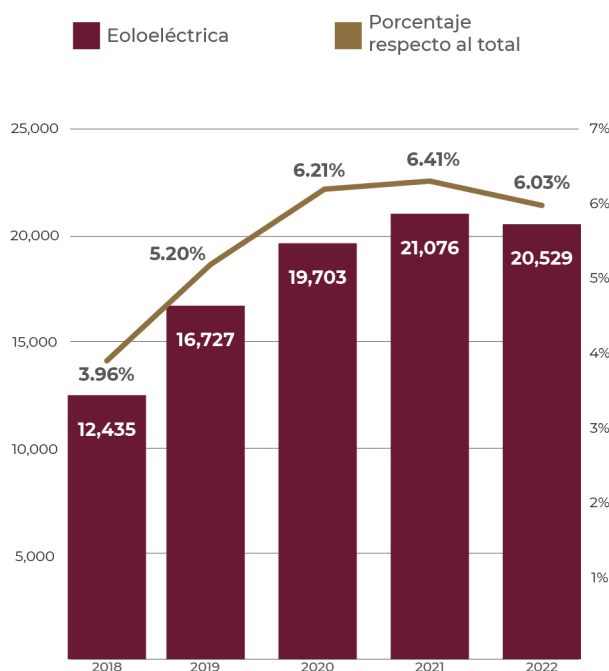
TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica total	32,234.1	23,602.4	26,817.0	34,718.7	35,558.9
Porcentaje respecto al Total	10.3%	7.3%	8.5%	10.4%	10.4%
Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.5	18,299.8	21,235.5	29,668.1	30,390.9
Hidroeléctrica Menor	5,791.6	5,302.6	5,581.5	5,050.6	5,168.0

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

Eoloeléctrica

En 2022 la generación eoloeléctrica representó un 6.03% de la generación total de energía eléctrica. Lo anterior equivale a una participación de 20,528.75 GWh (Ver Figura A3.3).

FIGURA A3.3 GENERACIÓN EÓLICA NETA 2018-2022 (GWH) Y PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL

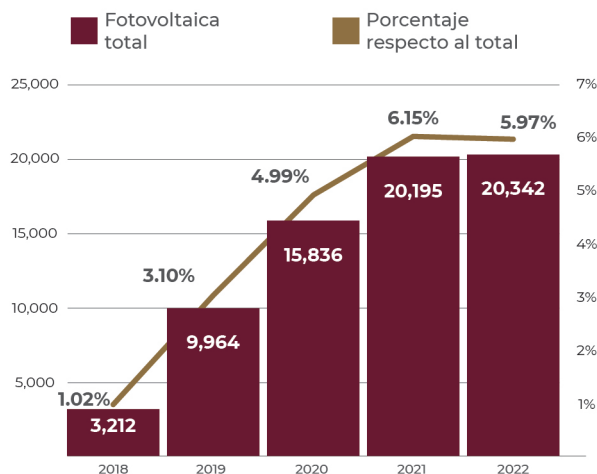


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

Fotovoltaica

De 2018 a 2022 la participación de la generación fotovoltaica respecto de la total pasó del 1.02% al 5.97% (Ver Figura A3.4). Cabe señalar que en 2022 se consideró dentro de la generación fotovoltaica total la participación de CFE, la Generación Distribuida Fotovoltaica y el abasto aislado.

FIGURA A3.4 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA TOTAL 2018-2022 (GWh) Y SU PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL

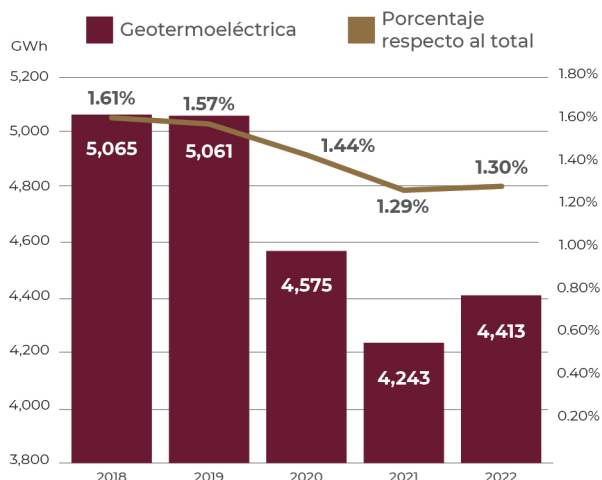


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

Geotermoeléctrica

Después de una disminución de 2019 a 2021, la generación neta de electricidad a partir de fuentes geotérmicas presentó un aumento del 4.0% de 2021 a 2022, equivalente a 169.78 GWh adicionales (ver Figura A3.5).

FIGURA A3.5 GENERACIÓN GEOTERMOELÉCTRICA NETA 2018-2022 (GWh) Y PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

Bioenergía

El artículo 2, fracción II, de Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos define a los bioenergéticos como:

“Combustibles obtenidos de la biomasa provenientes de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos, y de enzimas, así como sus derivados, producidos, por procesos tecnológicos sustentables que cumplan con

las especificaciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente en los términos de esta Ley; atendiendo a lo dispuesto en el artículo 1 fracción I de este ordenamiento;”

Este Reporte considera los siguientes bioenergéticos utilizados para la generación eléctrica: biogás, licor negro, biomasa, relleno sanitario y bagazo de caña, junto la generación distribuida. En 2022, la generación por bioenergía representó 0.63% del total (Cuadro A3.4). La distribución de 2022 señala que de la generación total de bioenergía, el bagazo de caña representó 89.58%, biogás 9.00%, licor negro 1.11% y la biomasa 0.31%.

CUADRO A3.4 GENERACIÓN DE BIOENERGÍA TOTAL 2018-2022 (GWH) Y PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL

TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022
Bioenergía Total	1,989.2	1,866.5	2,206.5	1,595.6	2,141.3
Porcentaje respecto al Total	0.63%	0.58%	0.70%	0.49%	0.63%
Bagazo de Caña	1,578.8	1,476.3	1,583.2	1,374.1	1,918.2
Biogás	213.3	241.2	526.7	176.1	153.8
Biogás - Generación Distribuida					38.9
Relleno Sanitario	125.6	110.9	67.4	16.2	
Licor Negro	71.4	38.1	26.4	24.8	23.7
Biomasa	0.0	0.0	2.8	4.3	3.4
Biomasa - Generación Distribuida					3.3

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CRE.



Planta piloto del Sistema para el Tratamiento Integral en Sitio de Residuos Orgánicos. Milpa Alta, Ciudad de México. Comisión Federal de Electricidad.



Generación Distribuida

En los primeros cuatro años del actual Gobierno, la Generación Distribuida ha aumentado 375%. A partir de 2022, el Reporte considera la generación

distribuida con diversas tecnologías (fotovoltaica, biogás, biomasa, y eoloeléctrica). En 2022, la Generación Distribuida representó 1.2% de la generación total de energía, contra un 0.32% de 2018 (Cuadro A3.5).

CUADRO A3.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA TOTAL 2018-2022 (GWh)

TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022
Generación Distribuida Total	1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32	4,093.59
Porcentaje respecto del Total	0.32%	0.49%	0.73%	0.95%	1.20%
Eoloeléctrica					2.09
Fotovoltaica	1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32	4,049.30
Biogás					38.92
Biomasa					3.27

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CRE.

A3.2.2 GENERACIÓN NETA DE ENERGÍAS LIMPIAS NO RENOVABLES

Dentro de la categoría de Energías Limpias no renovables, el Reporte considera la generación nuclear, la cogeneración eficiente, los frenos regenerativos, y otras tecnologías, que representan

el 6.81% de la generación neta de 2022. A partir de 2022, y como resultado de la coordinación con los distintos participantes del sector eléctrico, el Reporte incluye el rubro de cogeneración eficiente sólo en el porcentaje acreditado por la CRE como libre de combustible fósil (ver Cuadro A3.6).

CUADRO A3.6 GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA NO RENOVABLE POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018-2022 (GWh)

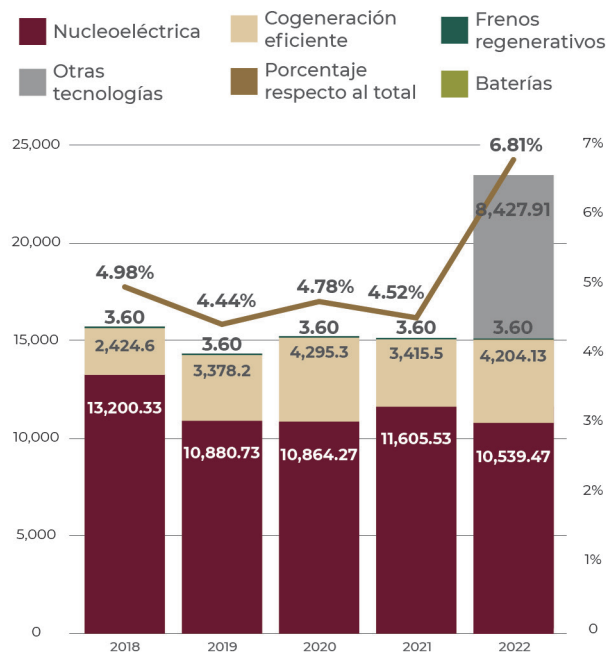
TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022 ^{10/}
Limpias no renovables total	15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64	23,187.38
Porcentaje respecto del Total	4.98%	4.44%	4.78%	4.57%	6.81%
Nucleoeléctrica	13,200.3	10,880.7	10,864.3	11,605.5	10,539.5
Frenos Regenerativos	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Cogeneración Eficiente Total	2,424.6	3,378.2	4,295.3	3,415.5	4,204.1
Ciclo Combinado	987.7	1,887.2	2,660.5	2,042.9	2,647.9
Abasto aislado - C.C. y C.I.	115.0	119.4	107.1	66.1	67.6
Combustión Interna	77.9	78.7	88.9	75.5	69.4
Turbogás	1,244.1	1,292.9	1,438.7	1,231.0	1,419.2
Energía libre de combustible fósil					7,502.1
Energía adicional por enfriamiento auxiliar					925.8
Baterías					12.3

NOTA: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

De 2018 a 2022, la contribución de las Energías Limpias no renovables a la Generación Total pasó de un 4.98% a un 6.81%, equivalentes a 15,628.55 GWh y 23,187.38 GWh respectivamente (ver Figura A3.6).

FIGURA A3.6 GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA NO RENOVABLE POR TECNOLOGÍA 2018-2022 (GWH) Y SU PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CRE.

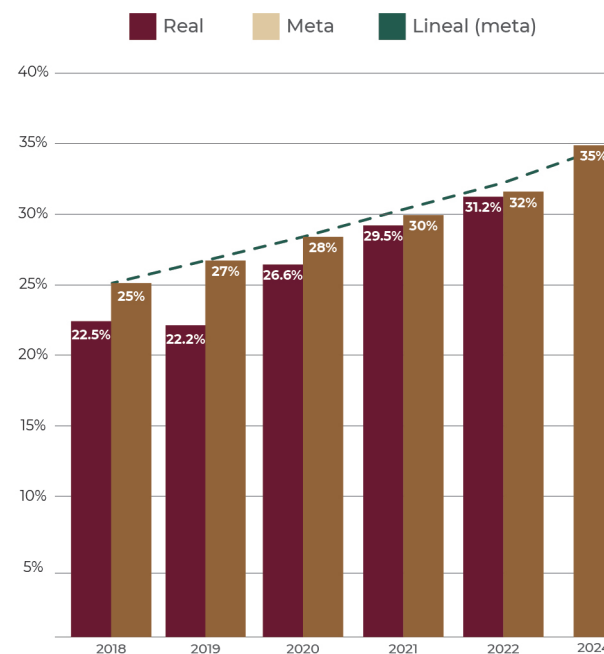
A3.3 AVANCE EN LAS METAS DE GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍAS LIMPIAS EN MÉXICO

El Reporte de Avance de Energías Limpias 2022 presenta un desglose del progreso en la generación de energía eléctrica a través de fuentes limpias, durante el periodo 2018-2022. Dentro de la información analizada, resaltan los avances significativos en materia de disminución de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y en las metas establecidas en la Ley de Transición Energética, logrando una participación de las Energías Limpias de 31.2% de la Generación Total neta en 2022. Lo anterior se alinea con metas internacionales, pero sobre todo se demuestra el

compromiso del actual Gobierno de México con el desarrollo tecnológico y aplicación de innovaciones en materia energética en favor del bienestar de la sociedad y la transición energética.

En la Figura A3.7 se muestra el avance en el cumplimiento de las metas establecidas en la LTE y la LGCC. Es observable que de 2018 a 2022 los esfuerzos en materia de energías limpias han reducido la brecha a la meta comprometida.

FIGURA A3.7 AVANCE EN LAS METAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES LIMPIAS 2018-2024.



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CRE y CFE.

La política de Transición Energética ha avanzado en materia de diversificación de generación al considerar distintas fuentes de Energías Limpias. Lo anterior robustece la capacidad de suministrar electricidad a todos los sectores del país, bajo los principios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. Nuestra política de Transición Energética tiene un efecto multiplicador, pues a la vez que contribuye a la mitigación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, refuerza la seguridad energética de la nación.



Central termoeléctrica, Santiago de Querétaro, Querétaro.
Comisión Federal de Electricidad.

Siglas



Campo solar, Álamos, Sonora.
Comisión Federal de Electricidad.

ACSR - Cable de aluminio desnudo con alma de acero

AMI - Infraestructura de Medición Avanzada (por sus siglas en inglés)

AMP o Ka - Amperes o kilo (1000) amperes, unidad de medida de corriente

AT - Autotransformador(es)

AU - Autoabastecimiento

BIO - Biogás, Biomasa, Bioenergía

BT - Baja Tensión

CEV - Compensador Estático de Var

CCC - Central de Ciclo Combinado

CEL - Certificado de Energías Limpias

CENACE - Centro Nacional de Control de Energía

CFE - Comisión Federal de Electricidad

COG - Cogeneración

COGef - Cogeneración Eficiente

CPEUM - Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

CMNUCC - Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

COP - Conferencia de la Partes

CRE - Comisión Reguladora de Energía

DENUE - Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas

DOF - Diario Oficial de la Federación

EE. UU. - Estados Unidos de América

EIA - Administración de Información Energética de los Estados Unidos

ENS - Energía No Suministrada

EO - Eoloeléctrica o Eólica

EPR - Empresas Productivas del Estado

EPROSEC - Equipos de Protección y Seccionamiento

EPS - Empresas Productivas Subsidiarias

ERCOT - Electric Reliability Council of Texas

EXP - Exportación

FV - Fotovoltaica

GyCEI - Gases y Compuestos de Efecto Invernadero

GEI - Gases de Efecto Invernadero

GD - Generación Distribuida

GD-FV - Generación Distribuida Fotovoltaica

GEO - Geotermoeléctrica

GCR - Gerencia de Control Regional

GWh - Giga (10⁹) Watt-hora, unidad de medida de energía eléctrica

HI - Hidroeléctrica

H₂ - Hidrógeno

IEA - Agencia Internacional de Energía

IED - Inversión Extranjera Directa

IMP - Importación

INEGI - Instituto Nacional de Estadística y Geografía

J - Joule, unidad de medida de energía calorífica



kcMil - KiloCircularMil, unidad de área del sistema americano de calibres de conductores eléctricos, igual a 100 circular mils

kJ - Kilo (1000) Joule, unidad de medida de energía calorífica

km-c - Kilómetros circuito de transmisión o de distribución tendidos

kV - Kilo (1000) Volts, unidad de medida de tensión

kW - Kilo (1000) Watt, unidad de medida de potencia activa

kWh - Kilo (1000) Watt-hora, unidad de medida de energía eléctrica

LIE - Ley de la Industria Eléctrica

LT - Línea(s) de Transmisión

LOAPF - Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

LGCC - Ley General de Cambio Climático

LTE - Ley de Transición Energética

MEM - Mercado Eléctrico Mayorista

MMBTU - Millón de BTU (British Thermal Unit)

MR - Margen de Reserva

MT - Media Tensión

MVA - Mega Volt-Ampere, unidad de medida de Potencia

MVA_r - Mega Volt-Ampere reactivo, unidad de medida de potencia reactiva

MW - Mega Watt, unidad de medida de potencia Activa

MWh - Mega (106) Watt-hora, unidad de medida de energía eléctrica

NES - Noreste

NTE - Norte

NOR - Noroeste

NUC - Nucleoeléctrica

ORI - Oriental

OCC - Occidental

PEN - Peninsular

PCyM - Equipo de Protección, Control y Medición

PEMEX - Petróleos Mexicanos

PAMRNT - Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista

PAMRGD - Programas de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista

PFTRG - Programa de Financiamiento y Transferencia de Riesgos para Geotermia en México

PND - Plan Nacional de Desarrollo

PEM - Proyecto Elemental Mínimo

PIE - Productores Independientes de Energía Eléctrica

PIB - Producto Interno Bruto

PP - Pequeña Producción

PU - Por Unidad

PRODESEN - Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

PIIRCE - Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

REI - Red Eléctrica Inteligente

RLIE - Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

RGD - Redes Generales de Distribución

RNT - Red Nacional de Transmisión

RP-MR - Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva

SCJN - Suprema Corte de Justicia de la Nación



SHCP - Secretaría de Hacienda y Crédito Público

SIBC - Sistema Interconectado Baja California

SIBCS - Sistema Interconectado Baja California Sur

SIM - Sistema Interconectado Mulegé

SIN - Sistema Interconectado Nacional

SE - Subestación(es) Eléctrica(s)

SEN - Sistema Eléctrico Nacional

SENER - Secretaría de Energía

SEP - Sistema Eléctrico de Potencia

SIMOCE - Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía

STATCOM - Compensador Estático Síncrono

TEM - Transición Energética de México

TC o TC's - Transformador(es) de Corriente

TIC - Tecnologías de la Información y Comunicaciones

tmca - Tasa media de crecimiento anual

TWh - Tera (10¹²) Watt-hora, unidad de medida de energía eléctrica

UME - Unidad Móvil de Emergencia

UPC - Usos Propios Continuos

VIRPe -MR - Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva

VIRPm - MR - Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínimo en términos del Margen de Reserva

VE - Vehículos eléctricos

VH - Vehículos híbridos

VHE - Vehículos híbridos enchufables

VPN - Valor Presente Neto

WECC - Western Electricity Coordinating Council





Central eoloeléctrica, Asunción Ixtaltepec, Oaxaca.
Comisión Federal de Electricidad.

ESTE DOCUMENTO PERTENECE AL

**GOBIERNO DE
MÉXICO**



ELABORADO POR



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX