



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.



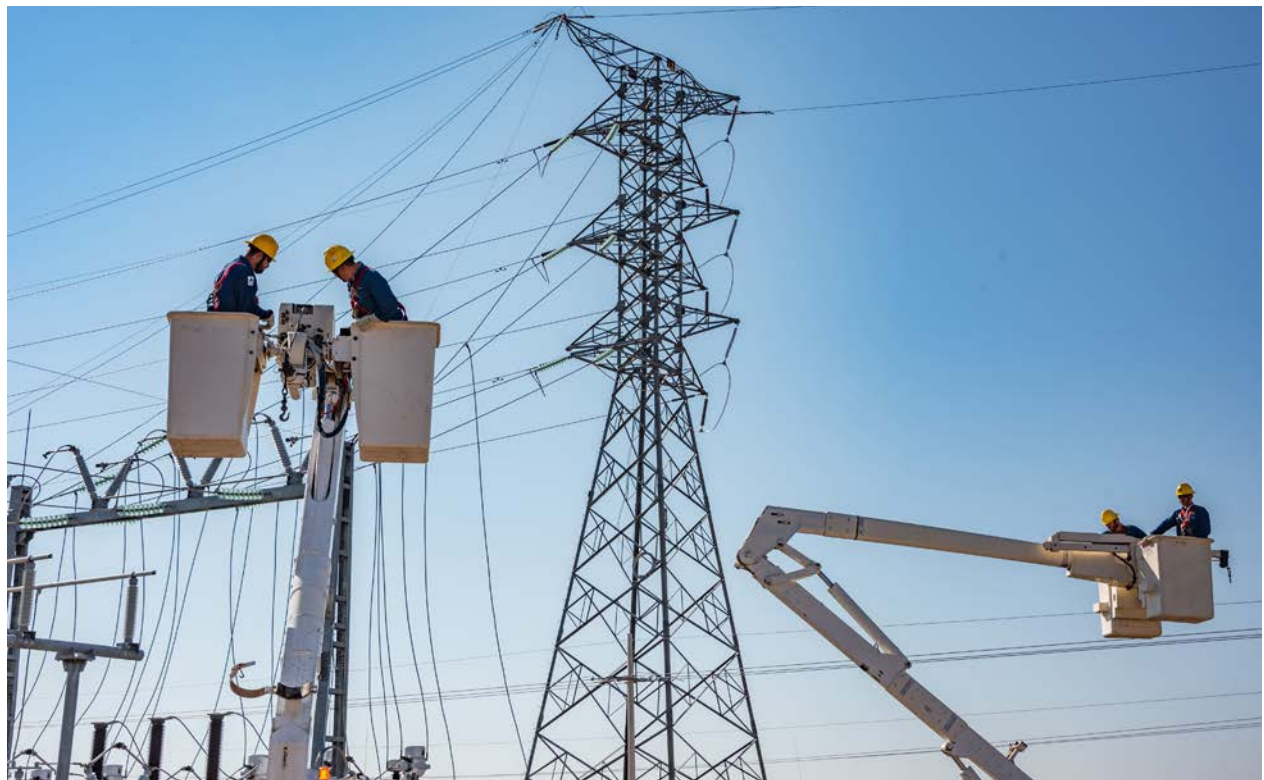
En este contexto, este documento presenta las propuestas de proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, cumpliendo con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y en la Ley de Transición Energética.

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

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

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.

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.

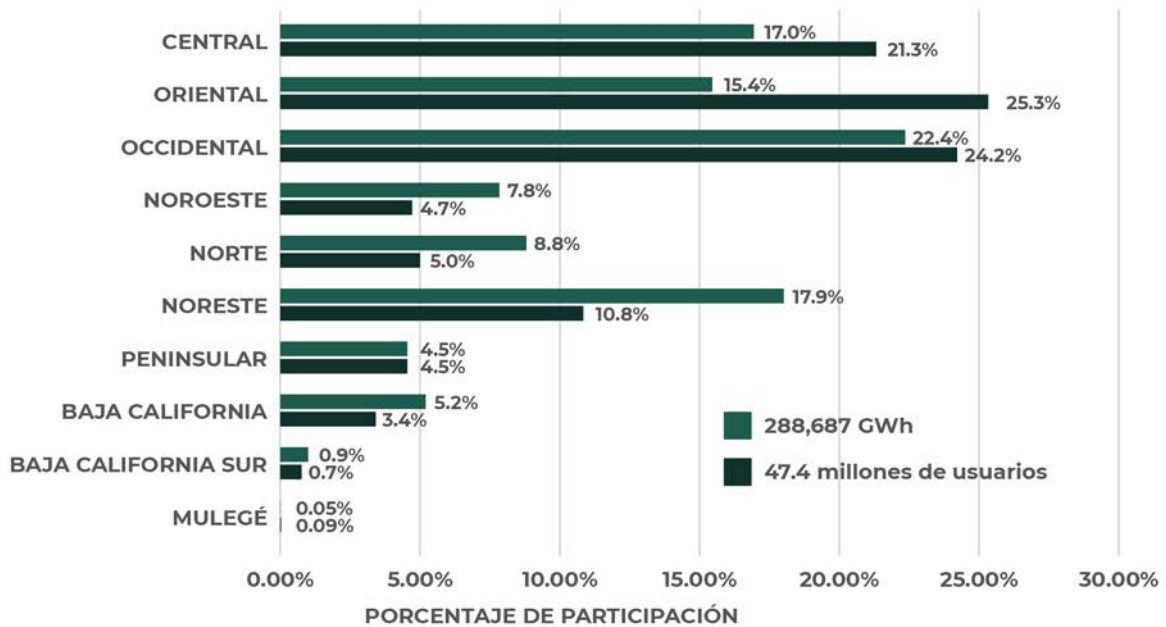
La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector Comercial (6.1%) y la Empresa Mediana (6.0%) presentaron el mayor crecimiento con respecto al 2021, seguido del sector Agrícola (4.8%). El consumo 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.

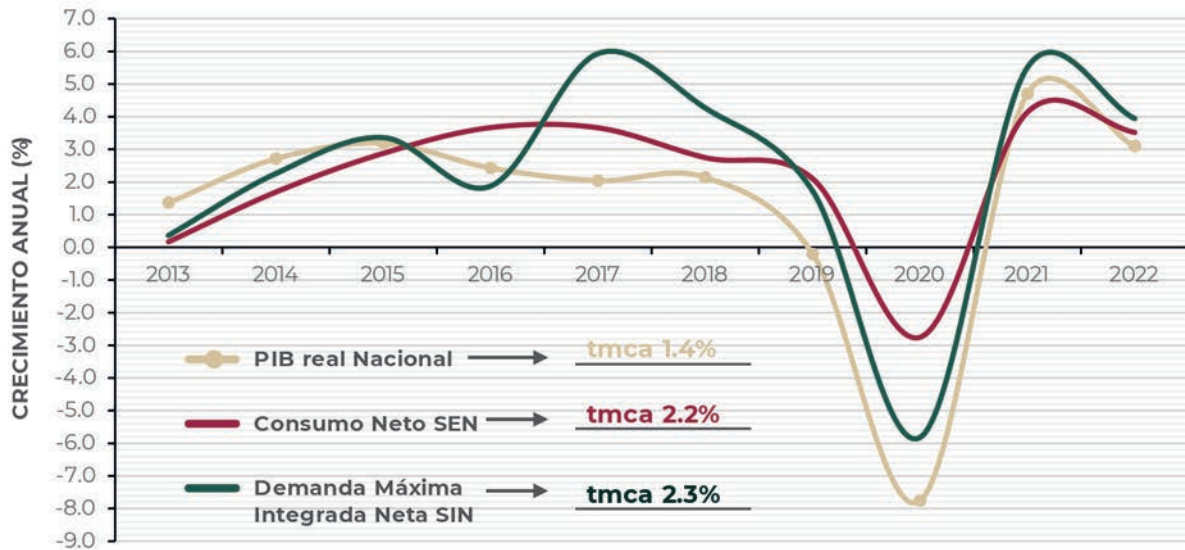
El PIB es considerado uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país⁸. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente 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.

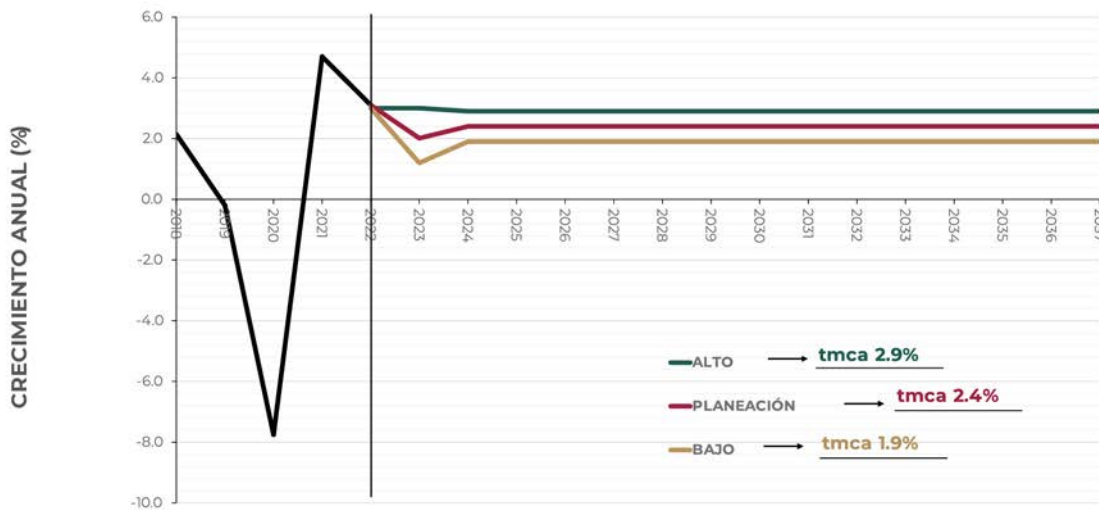
3.5 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2023-2037

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



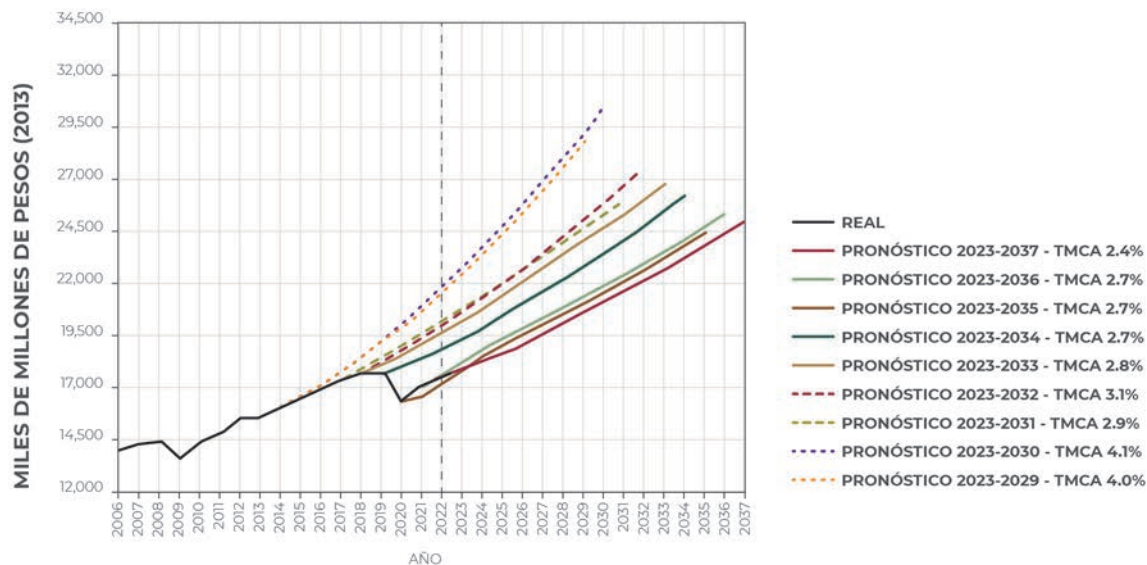
^{1/} tmca, año de referencia 2021.

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

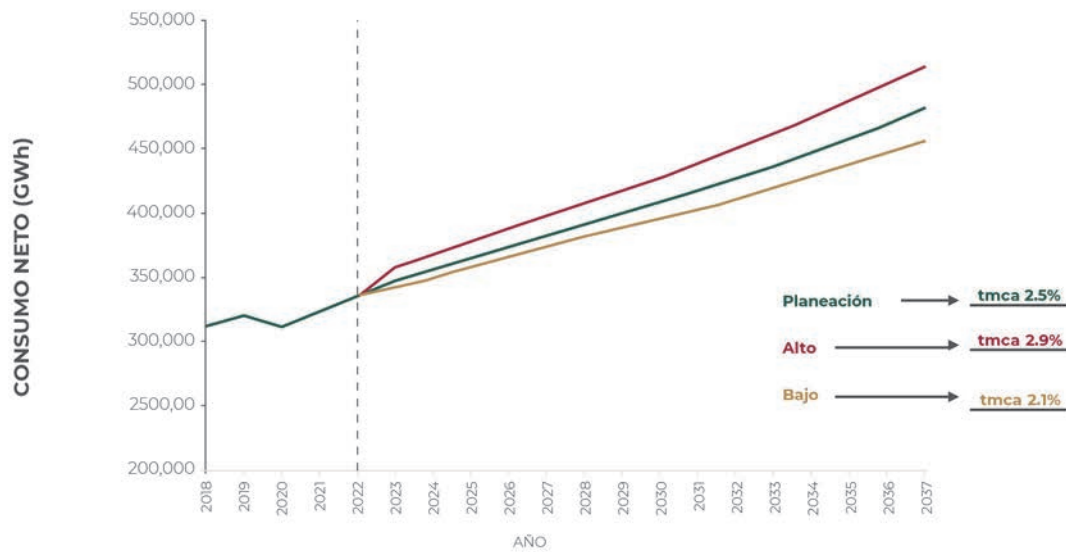
En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios

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.

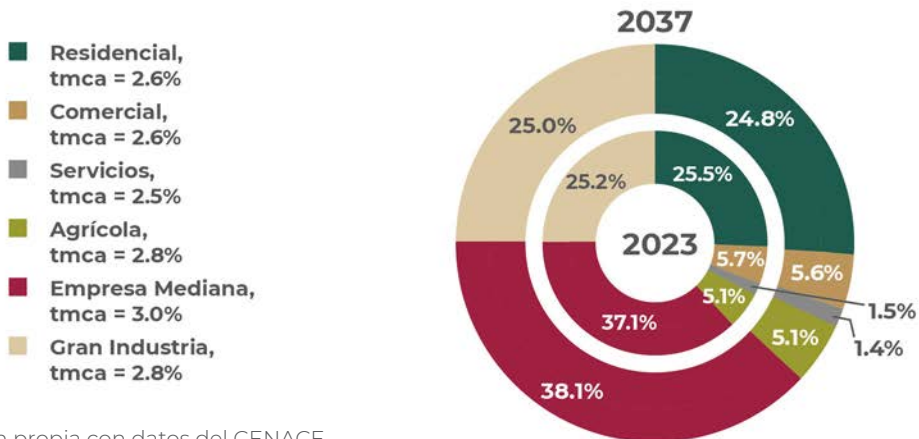
FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

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

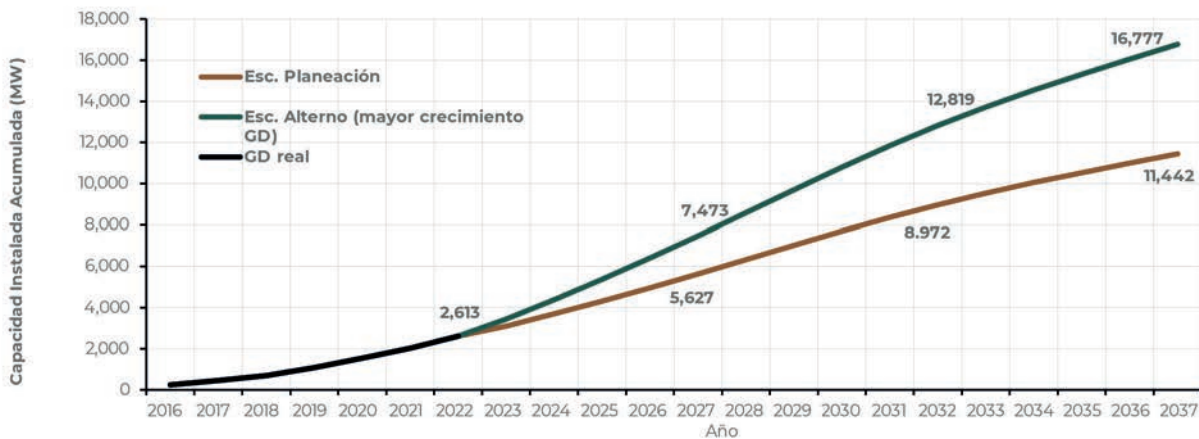
En esta sección se presentan dos escenarios de crecimiento en la capacidad instalada de GD-FV para los próximos 15 años. El primer escenario es el de planeación y el segundo es un caso acelerado asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida.

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.

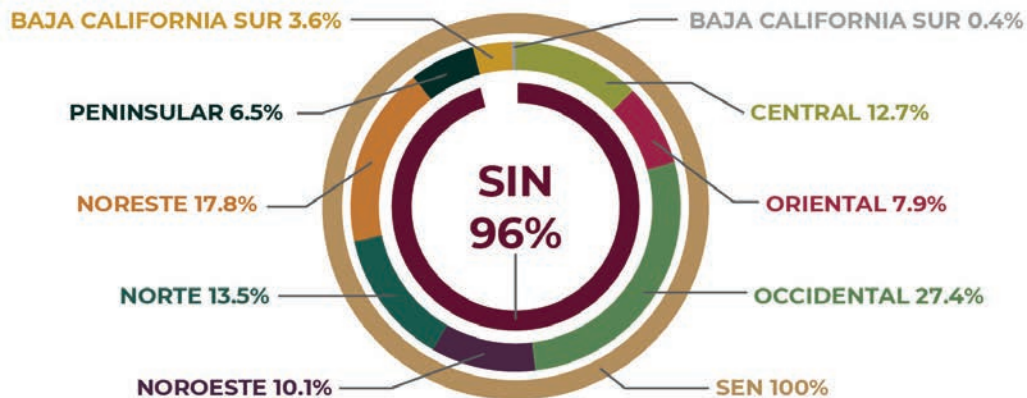
En la Figura 3.12 se observa que las GCR con mayor participación son: OCC, NOR y NTE con 27.4%, 17.8% y 13.5% respectivamente. Los Sistemas con menor participación son: SIBC con 3.6% y SIBCS con 0.4%.

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

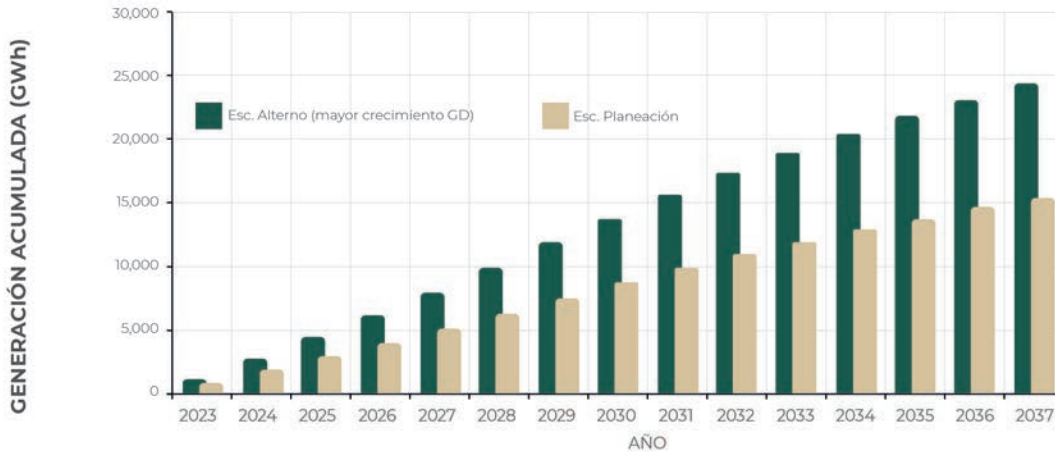


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

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.

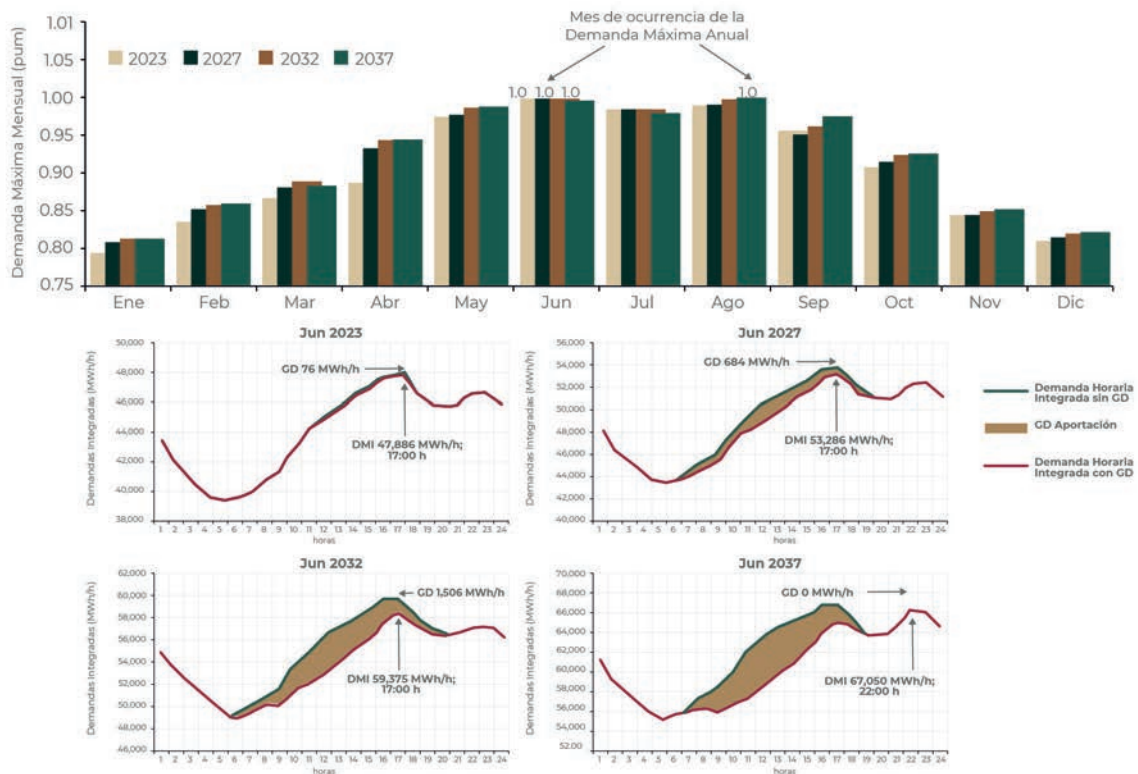
La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN en los años de estudio, se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2023

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



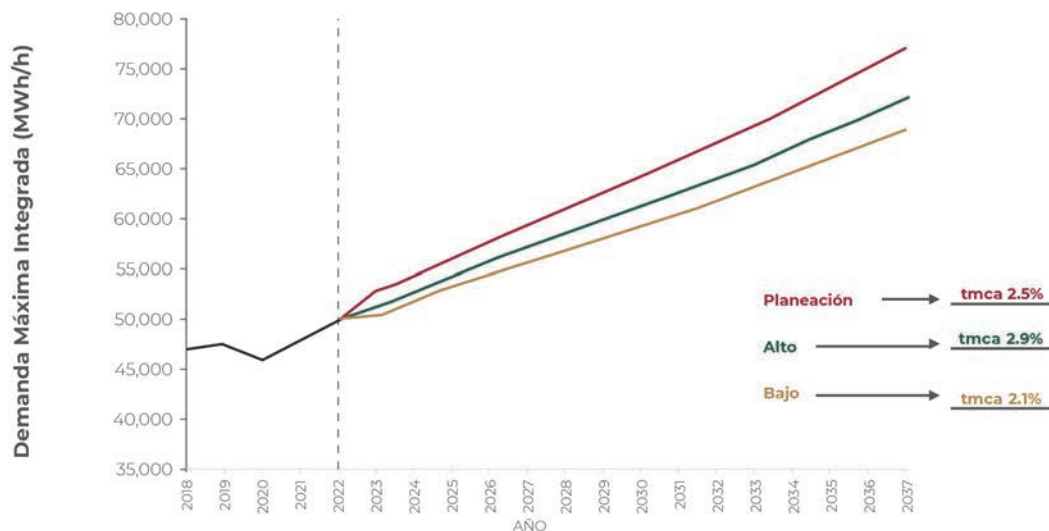
Nota: El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2023, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

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.

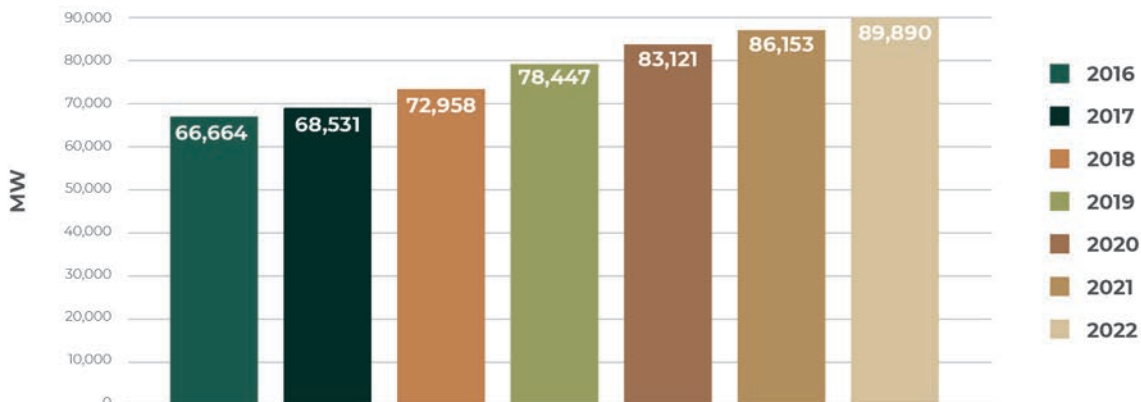
El modelo de planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, redes eléctricas inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión.

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.

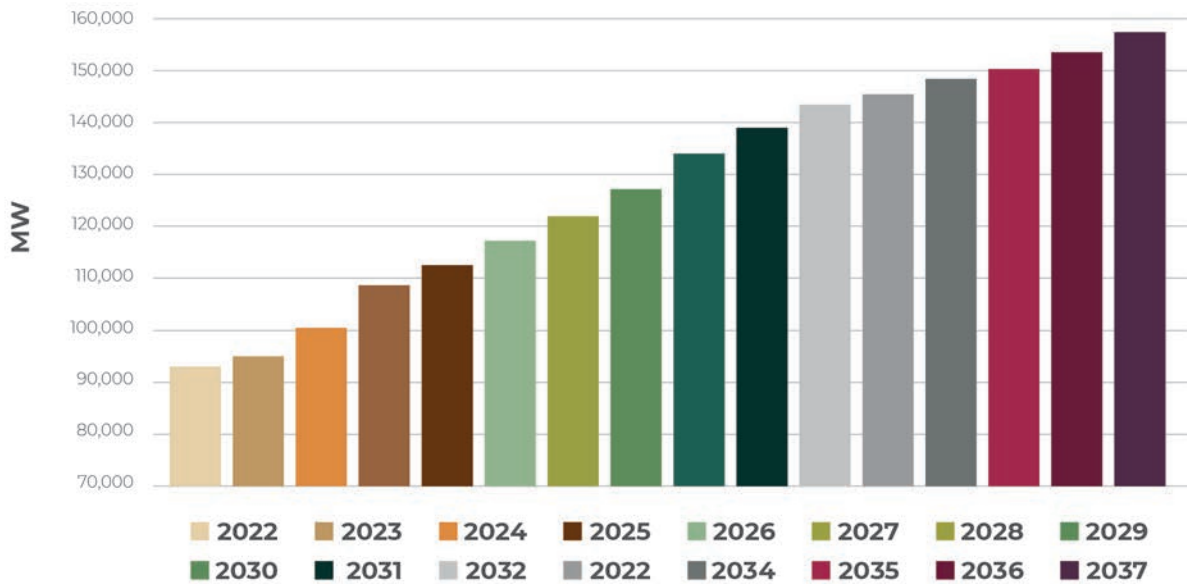


4.2.1 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023-2037

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.

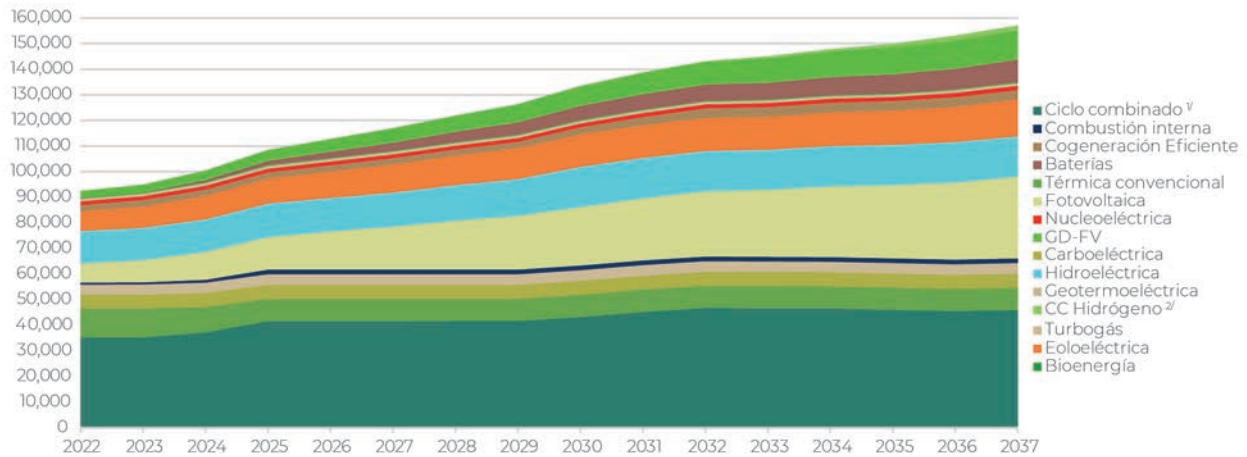
La Figura 4.3 muestra la capacidad instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2022, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2023-2037.

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%.

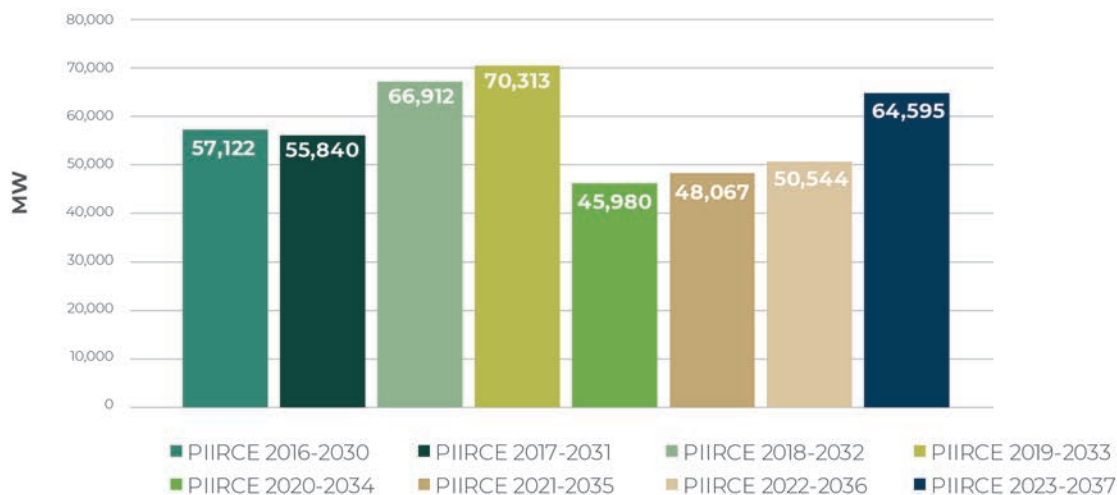
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

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.

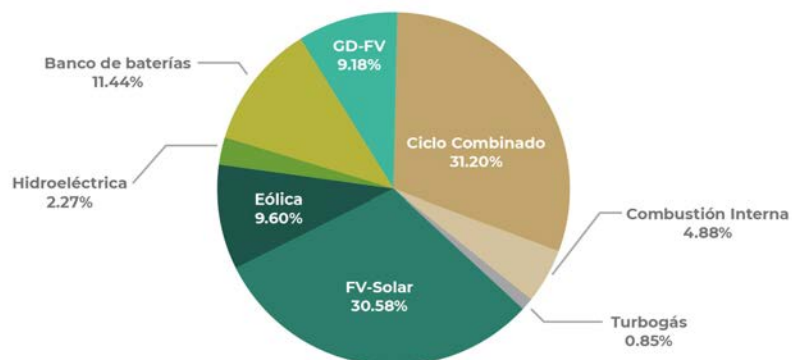
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la Confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO actualmente sin baterías y además reducir congestiones y sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión. 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.

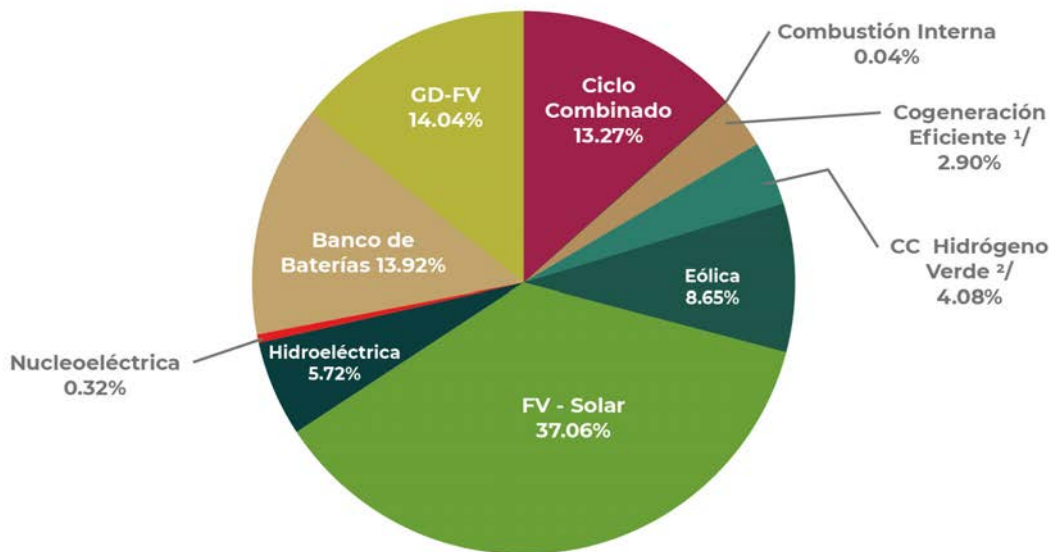
4.2.2.2 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2027-2037

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

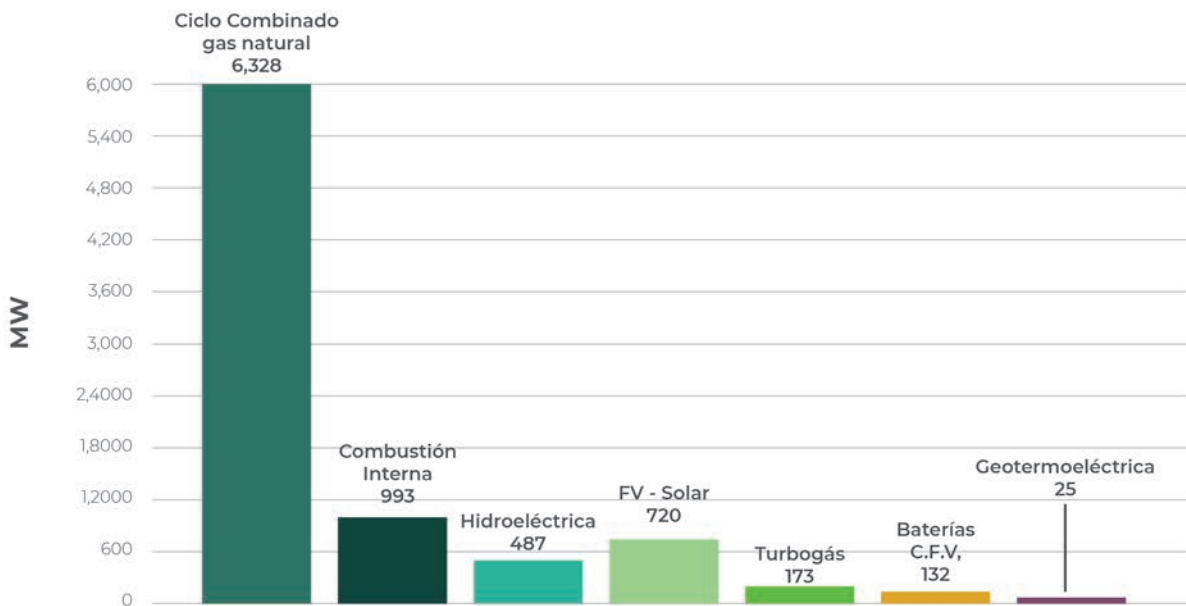
el PIIRCE a un grupo de Centrales Eléctricas que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN y fortalecer a las empresas productivas del Estado del sector energético, como se establece 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)



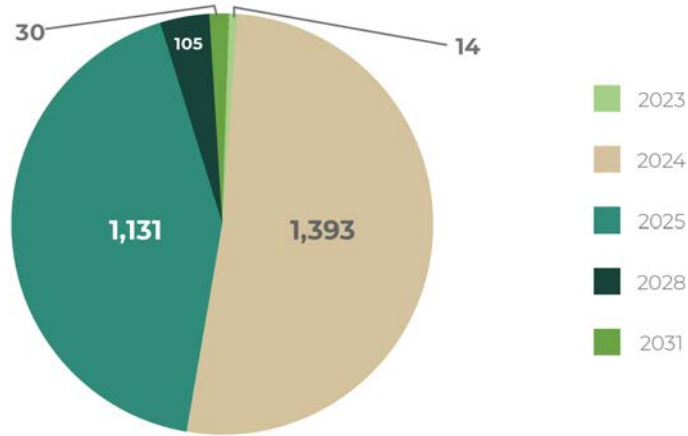
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

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



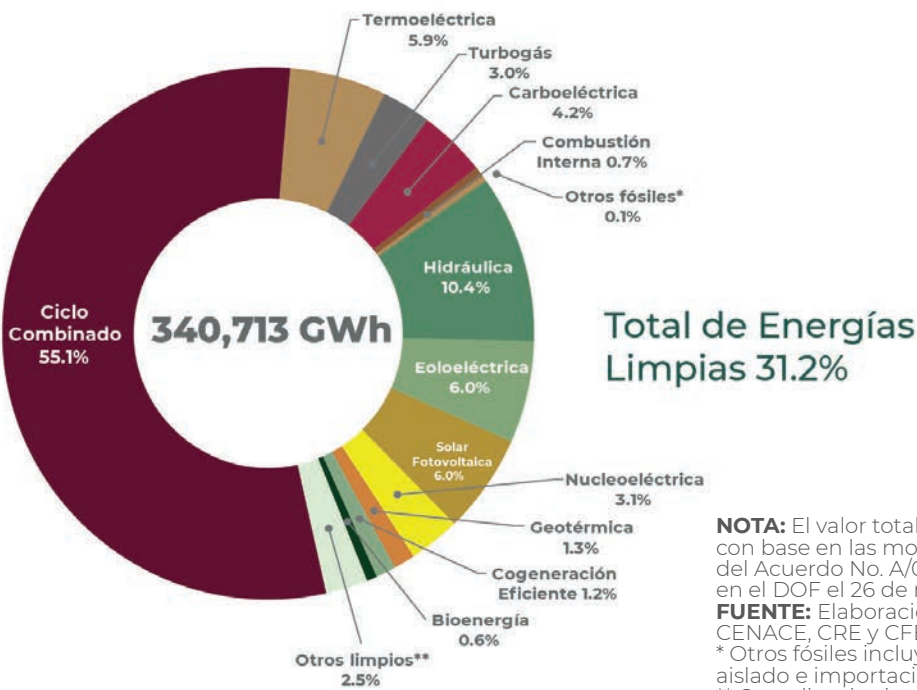
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

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



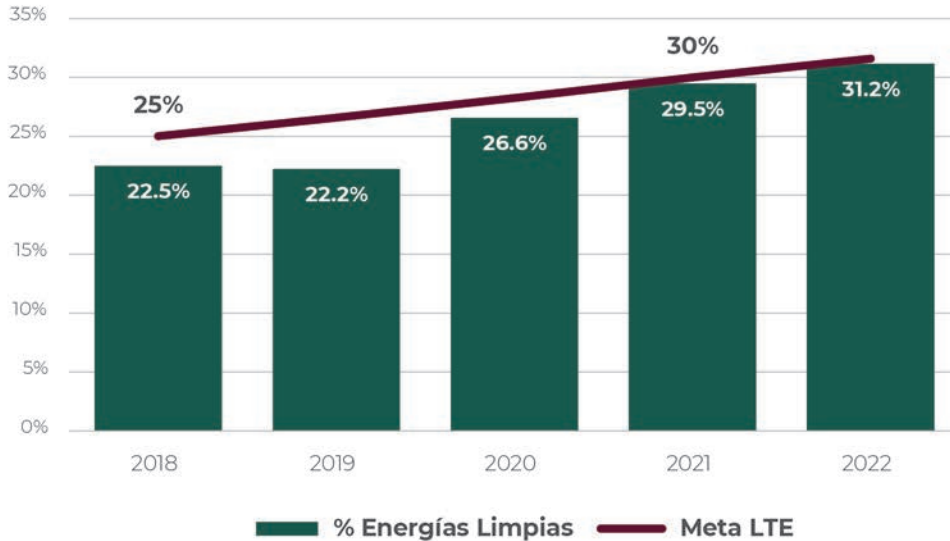
NOTA: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.

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

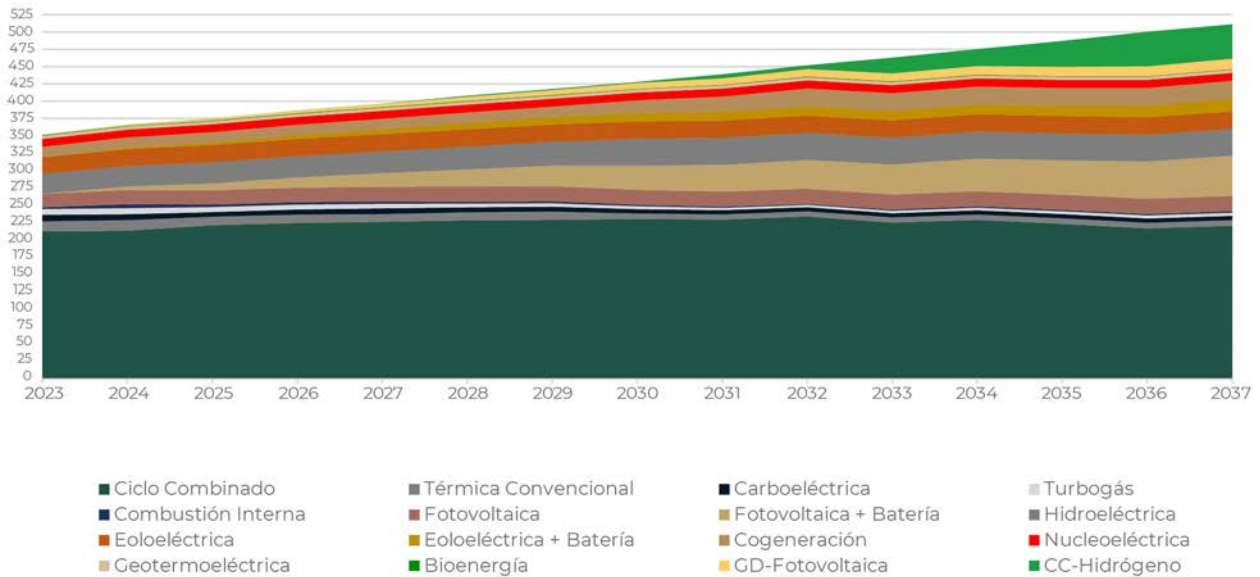


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CRE.

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.

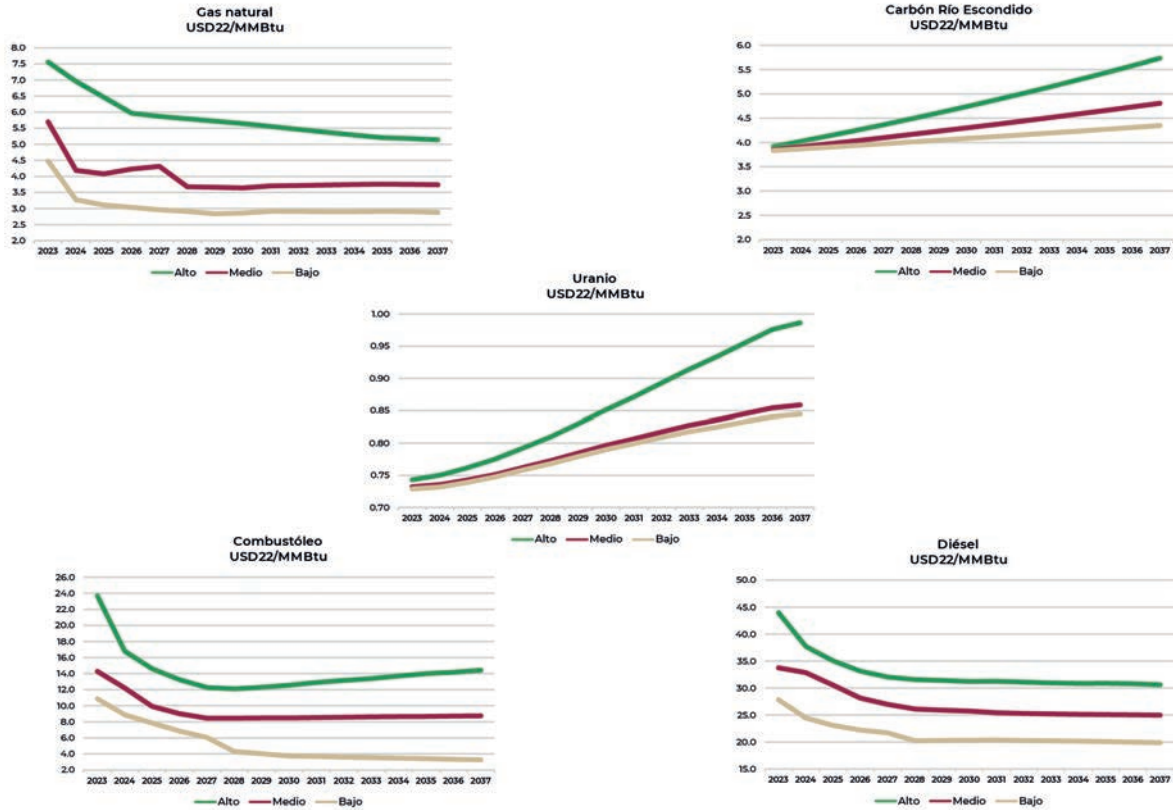
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

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:

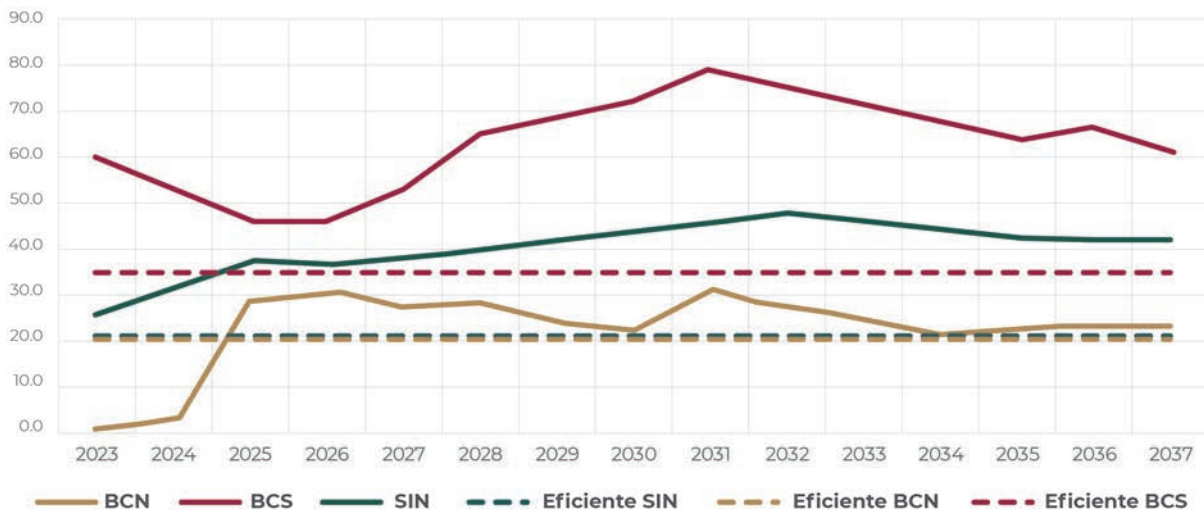
$$MR (\%) = 100 \frac{CD - DM}{DM}$$

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%.

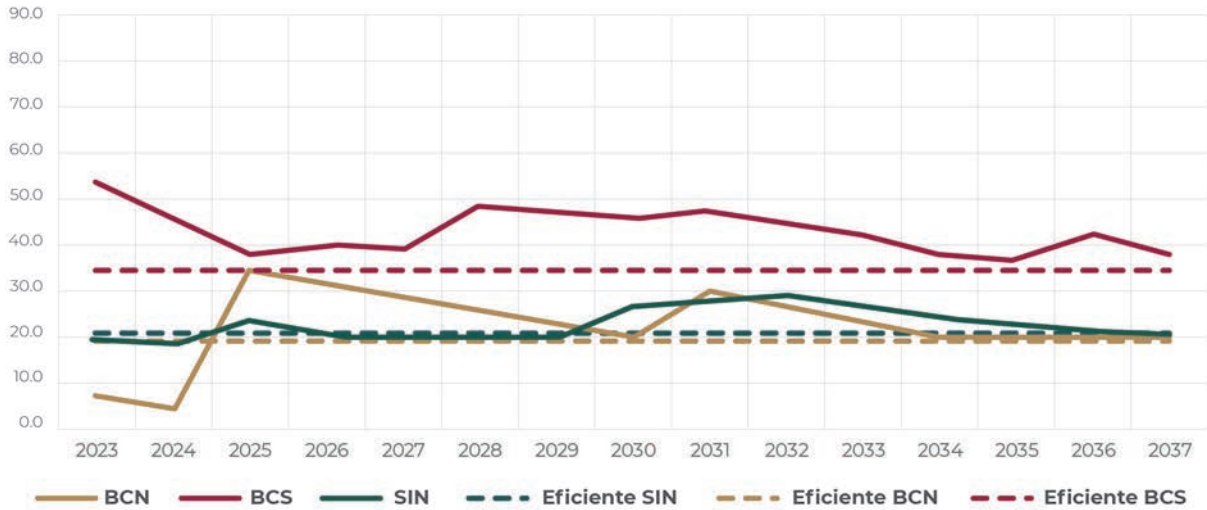
La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos cinco años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en cada Sistema Interconectado se determinan de manera individual, en 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

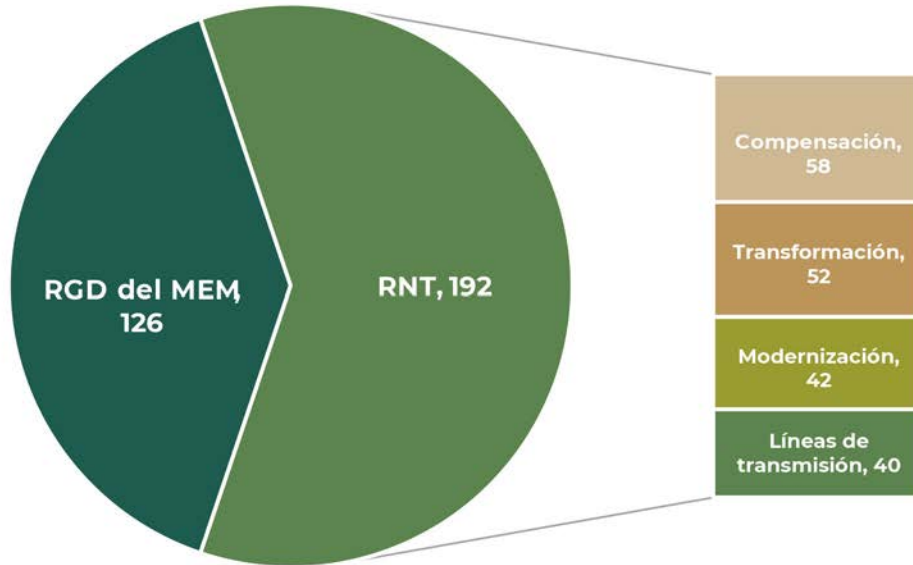
En el periodo 2015 a 2022, la SENER ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 192 y 126 proyectos de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM respectivamente, que están en proceso de desarrollo (Ver Figura 5.1).

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.

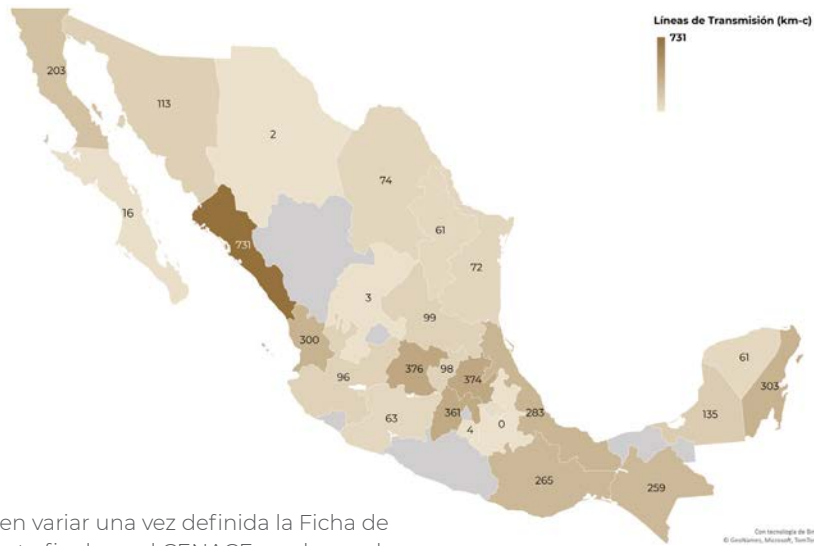
Para el estado de Sinaloa la principal contribución proviene del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”, donde se tiene un alcance de construcción de Líneas de 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.

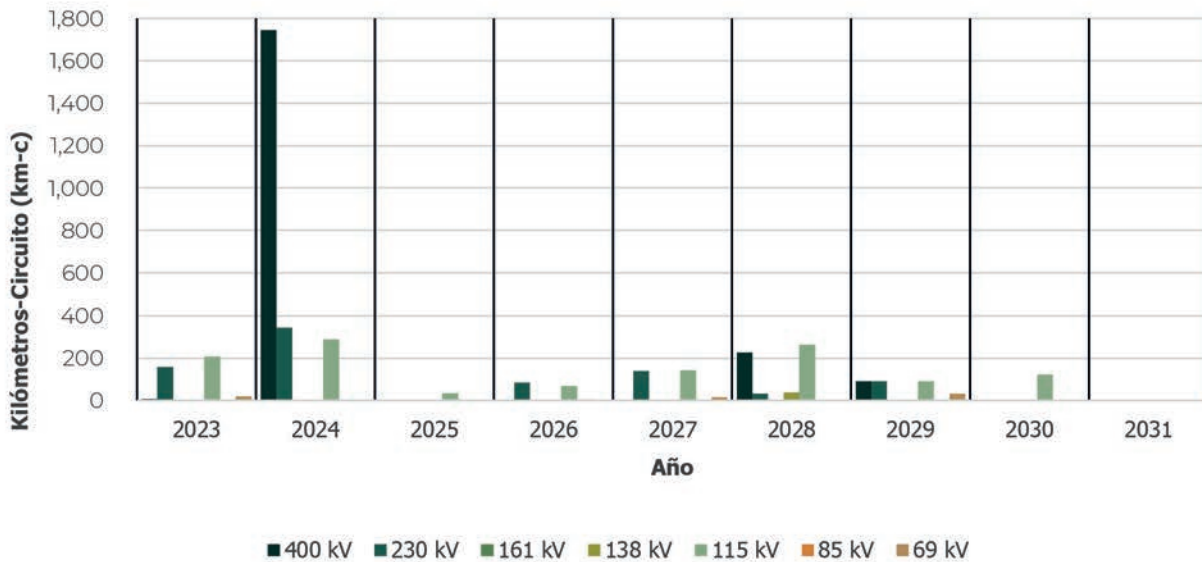
FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

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.

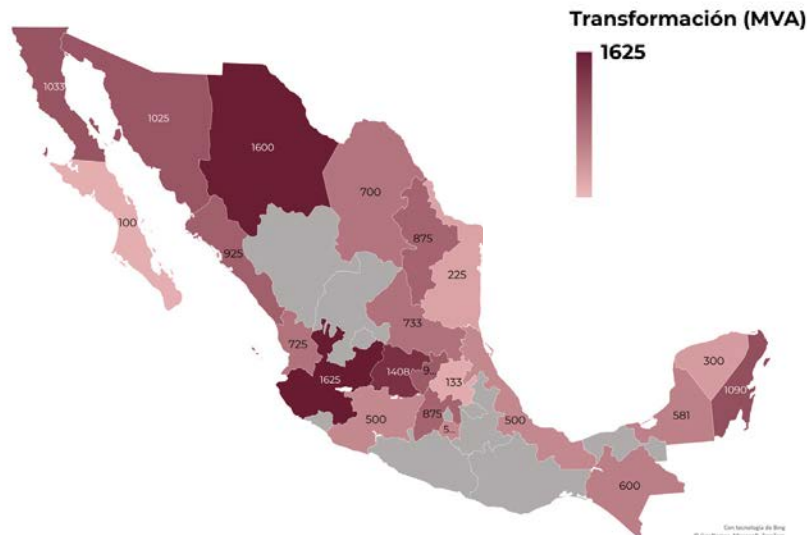
El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)”, “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II”, los cuales adicionarán 1,090.0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

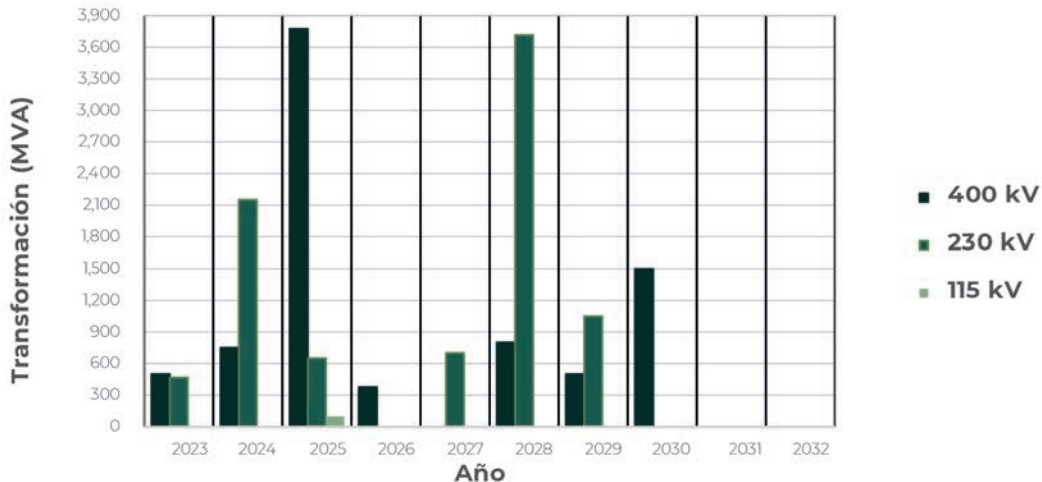
En la Figura 5.5 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 8,200.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 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.

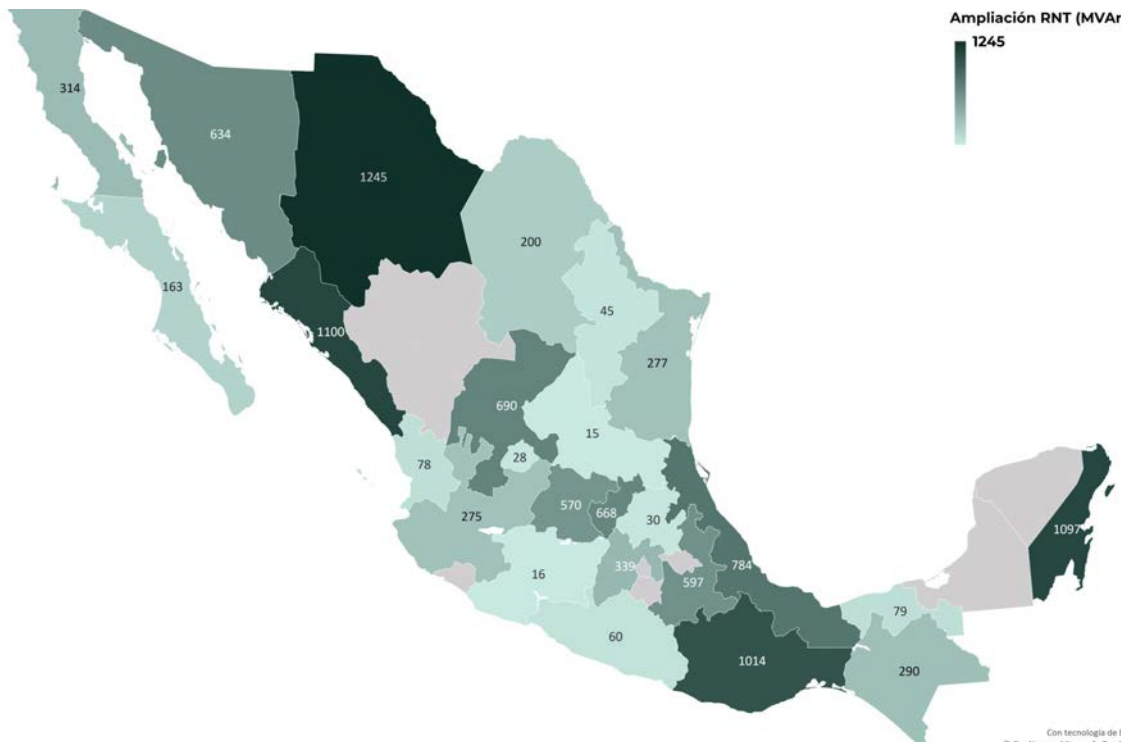
Recientemente, para el estado de Chihuahua se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 1,245 MVAR, derivado de los proyectos

“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.

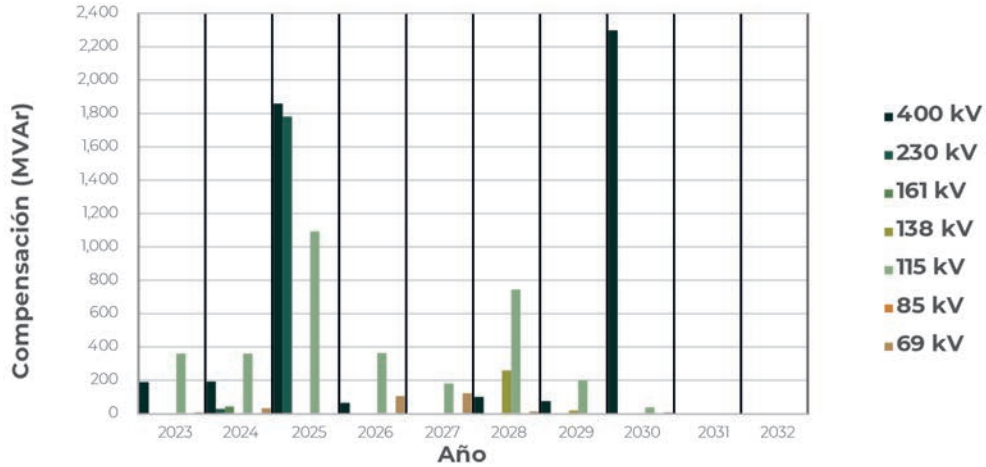
En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de Potencia Reactiva, con un total de 4,736.1 MVAR, donde la principal contribución provendrá del proyecto “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión 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

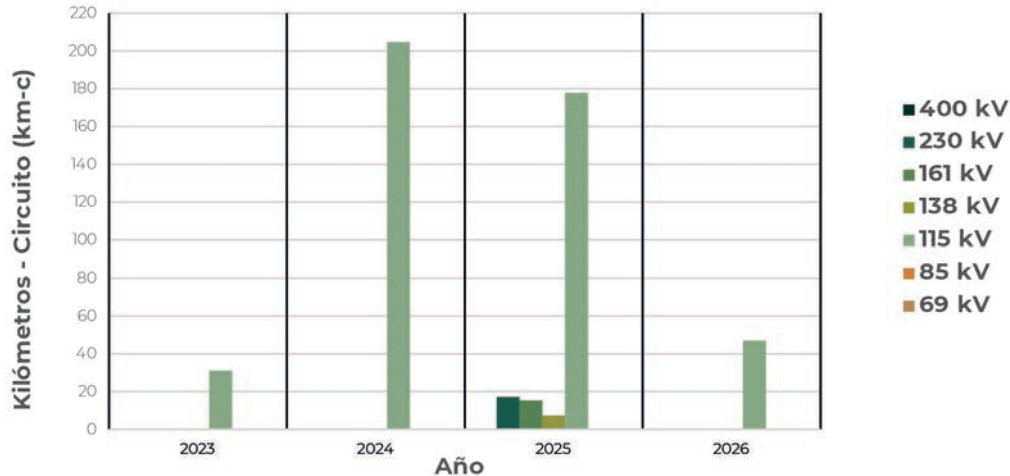
Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total 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

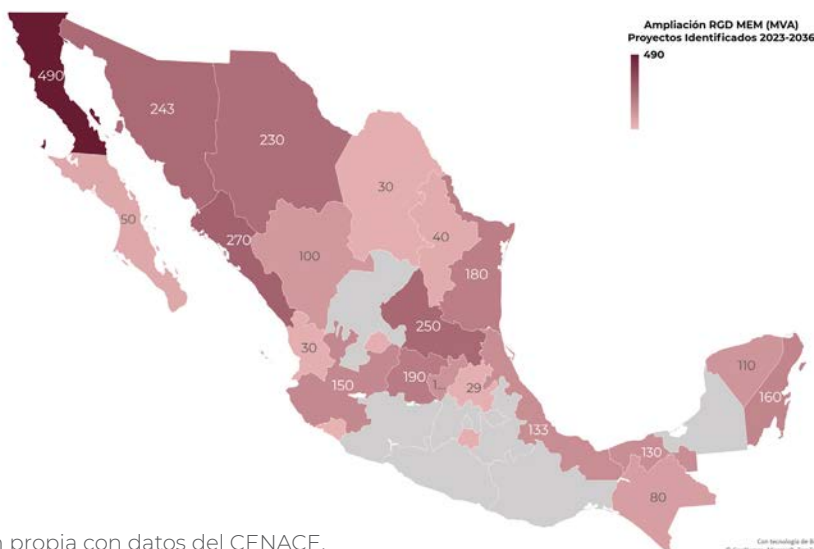
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,094.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución será en los estados de Baja California, Sinaloa, San Luis Potosí, 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.

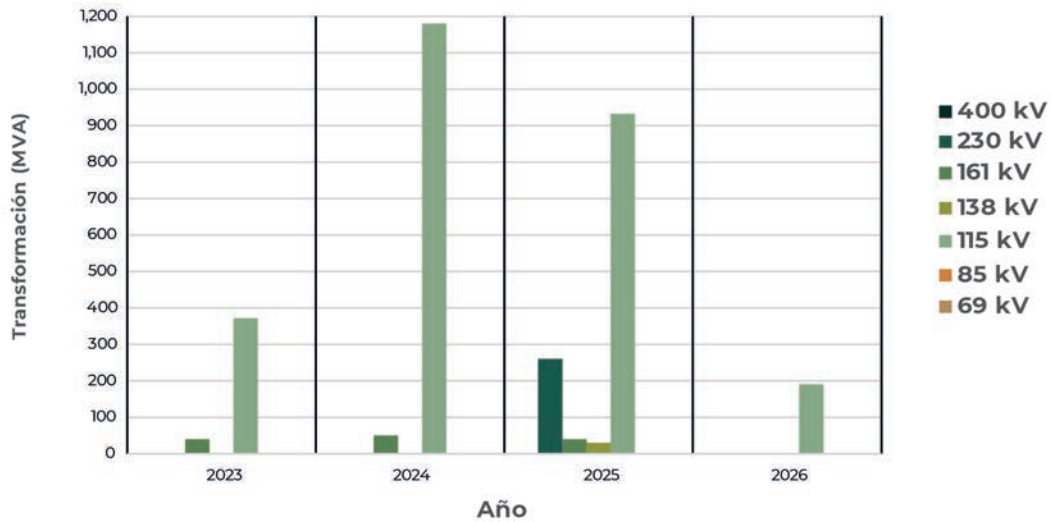
En 2025 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,262.5 MVA, seguido por 2024 con 1,230 MVA.

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

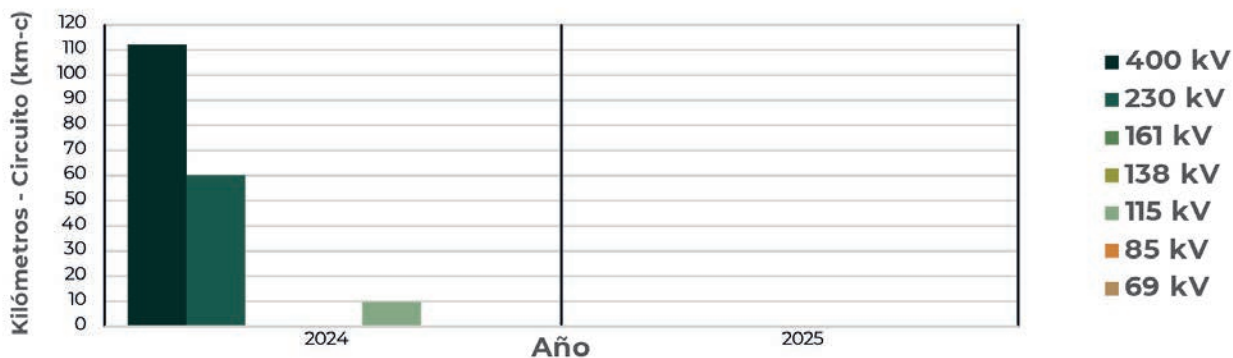


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

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.

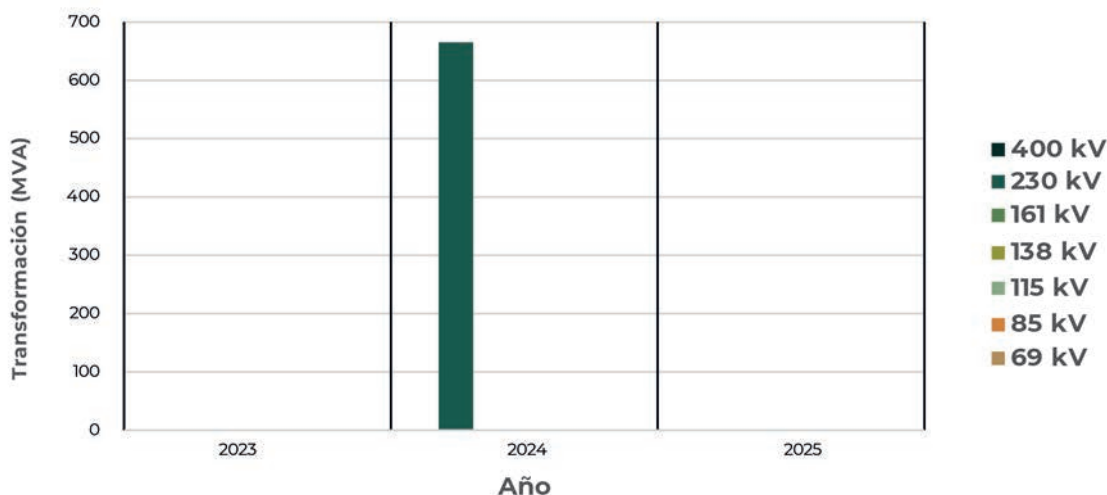
En la Figura 5.15 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por año y nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2024.

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”.

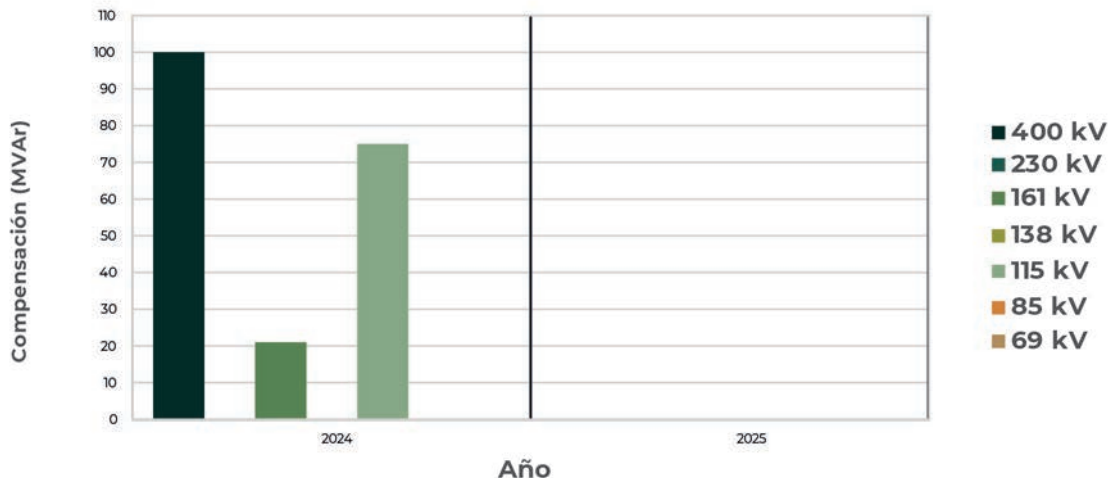
En la Figura 5.17 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2024 se tiene la mayor adición de Compensación de potencia reactiva con 175 MVar en los niveles de 400 y 115 kV y en 2024 se incorporarán 21 MVar en 161 kV.

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

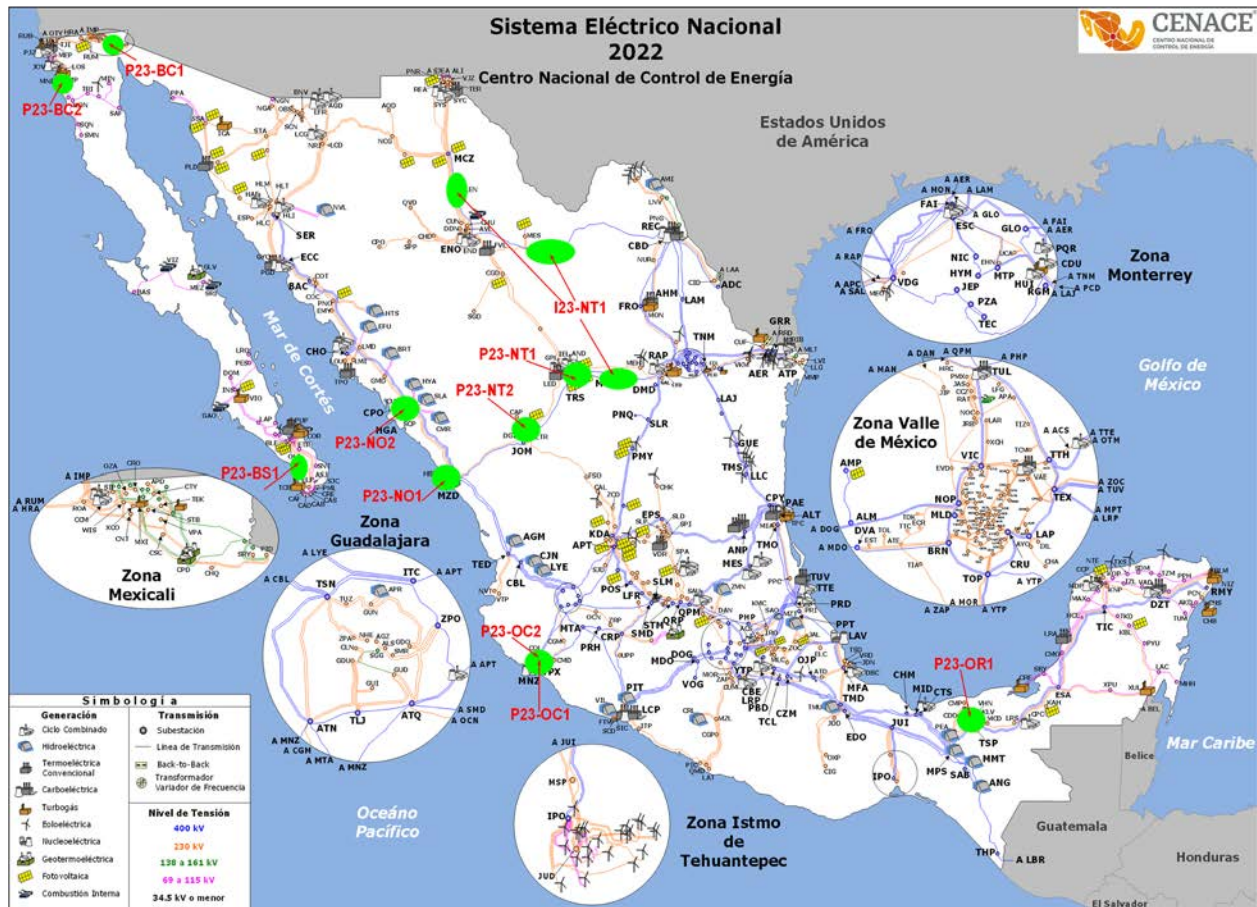
FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.



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.

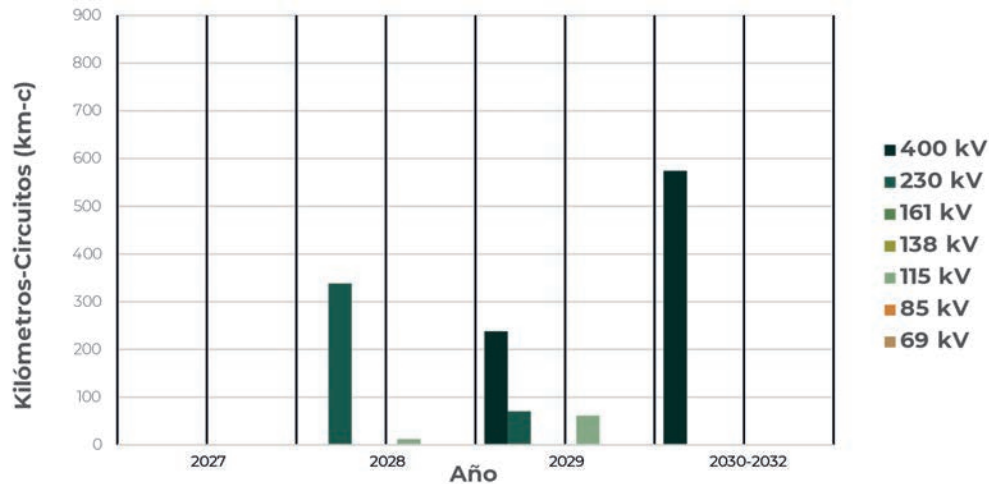
En la Figura 5.20 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión. Se adiciona red de transmisión en 400, 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2028, 2029 y 2030 con 812 km-c en 400 kV, 408 km-c en 230 kV y 73.3 km-c en 115 kV motivados 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

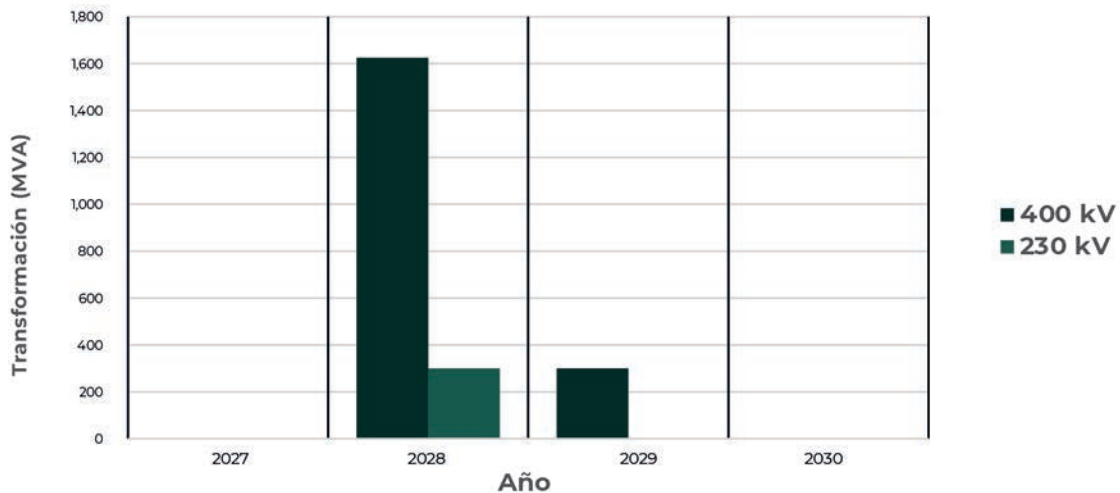
transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 300 MVA de capacidad. En 2028 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,925 MVA, seguido por 2029 con 300 MVA.

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

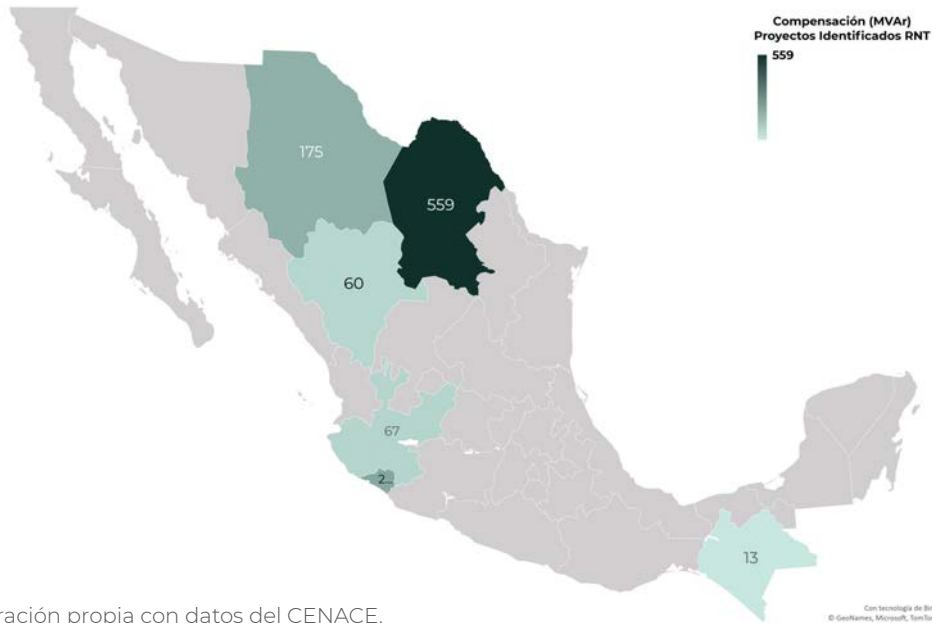
reactores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Chihuahua y Baja California. En la Figura 5.23 se puede observar el detalle por entidad federativa.



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.

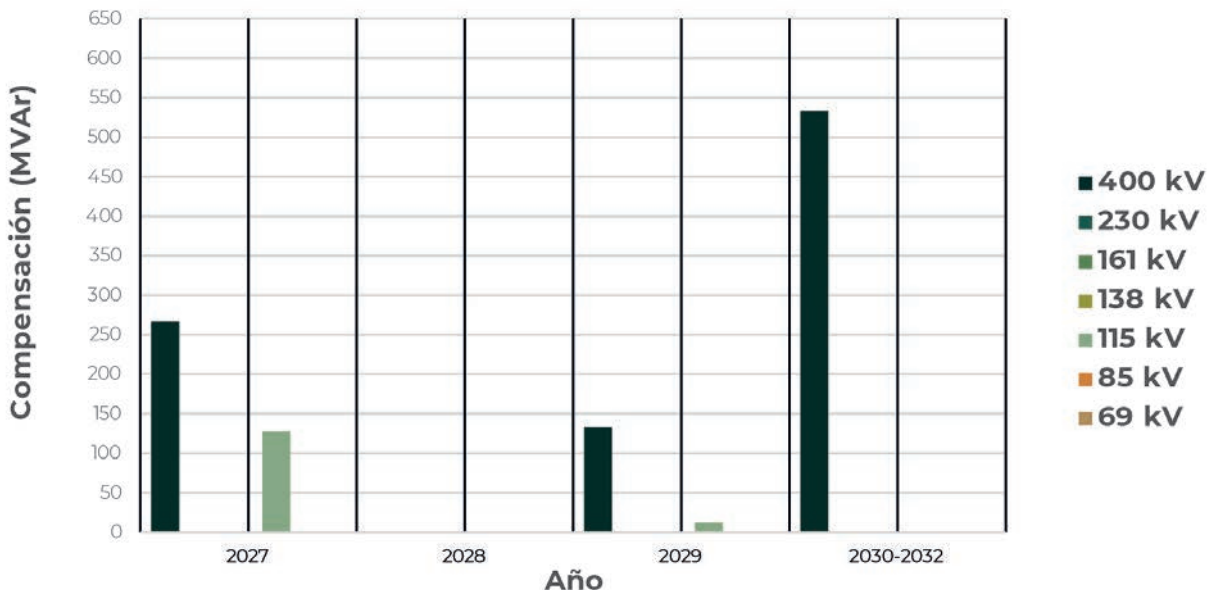
En la Figura 5.24 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 933.3 MVar y en 115 kV se adicionarán 140.0 MVar. En 2027 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 394.2 MVar.

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.

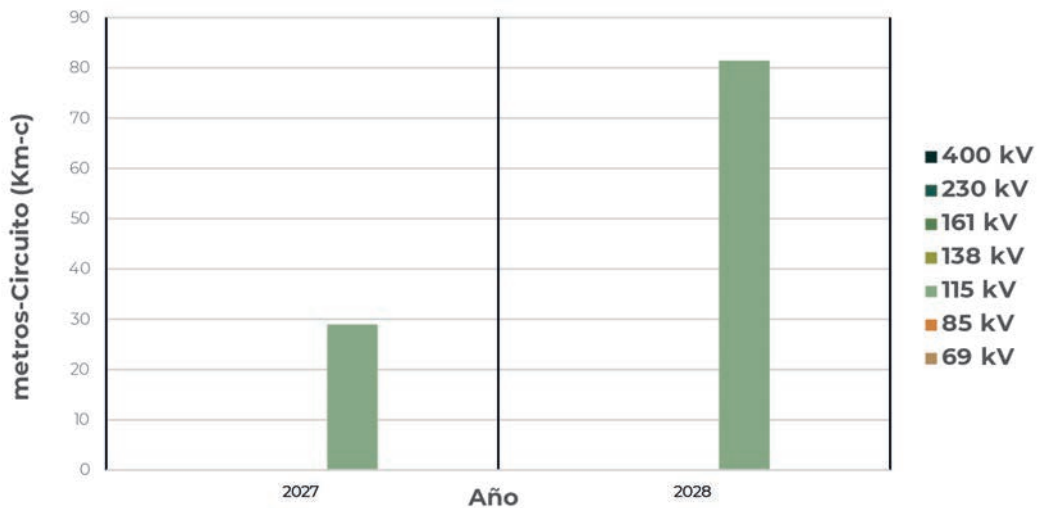
FIGURA 5.26 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM



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.

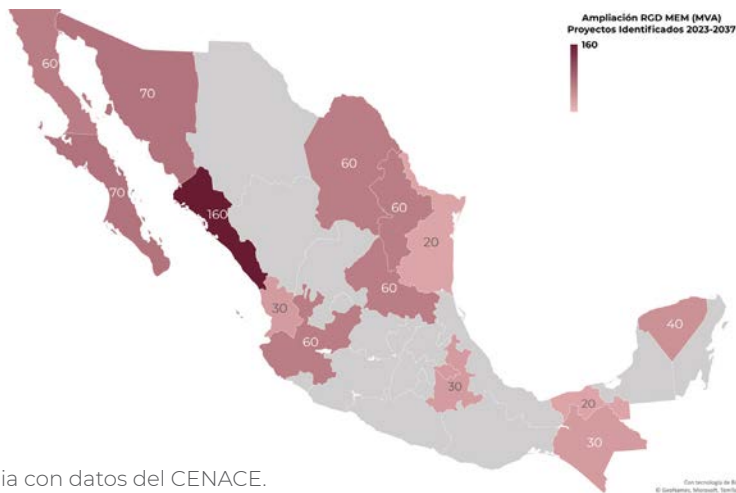
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 comprenden 800.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución se ubicará en los estados de Sinaloa, Sonora y Baja California Sur. En la Figura 5.28 se puede observar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

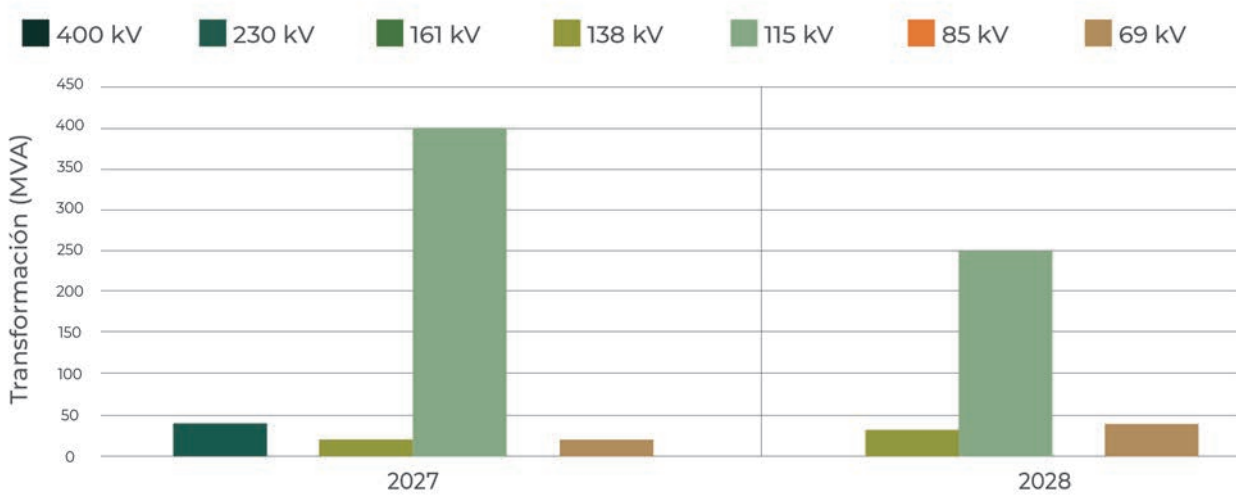
En la Figura 5.29 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (25) solo uno de ellos es en el nivel de tensión de 230 kV, con un banco de 40 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de 138 kV hacia niveles inferiores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

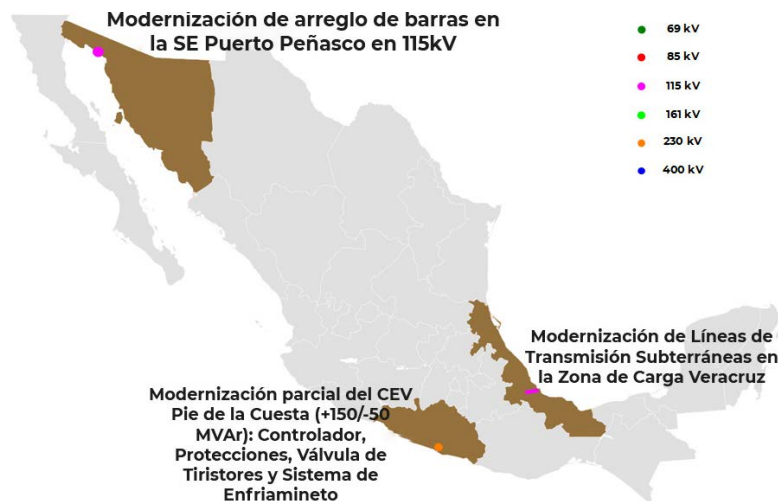
Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.

- 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.