

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2017-2031
PRODESEN



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



ÍNDICE

Índice de Tablas.....	3
Índice de Tablas (Anexos).....	4
Índice de Gráficos	7
Índice de Gráficos (Anexos)	9
Índice de Mapas.....	10
Índice de Mapas (Anexos).....	10
1. Introducción.....	13
1.1. Marco Regulatorio.....	13
1.2. Alcance.....	13
1.3. Contribución del Sector Eléctrico.....	16
1.4. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de Electricidad.....	18
2. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....	25
2.1. Capacidad instalada.....	25
2.2. Generación de energía eléctrica.....	27
2.3. Tecnologías de generación de energía eléctrica en México	30
2.4. Modalidades de generación	38
2.5. Cambios en la infraestructura de generación.....	39
2.6. Transmisión.....	42
2.7. Interconexiones Transfronterizas.....	48
2.8. Distribución.....	49
3. Consumo y Demanda de Energía Eléctrica.....	55
3.1. Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica	55
3.2. Pronóstico del consumo y la demanda de energía eléctrica.....	58
3.3. Resultados.....	61
4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas	67
4.1. Insumos para la planeación	67
4.2. Criterios para la elaboración del PIIRCE.....	73
4.3. Metodología de planeación de largo plazo de la Generación.....	76
4.4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).....	79
4.5. Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica.....	82
4.6. Consumo de combustibles	85

4.7.	Emisiones.....	85
4.8.	Reserva de Planeación Eficiente (Margen de Reserva).....	86
4.9.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional.....	87
4.10.	Escenarios de estudio.....	88
5.	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión.....	97
5.1.	Seguimiento a los proyectos 2015 y 2016.....	97
5.2.	Nuevos Proyectos de Ampliación de la RNT y las RGD	103
5.3.	Principales Proyectos.....	103
5.4.	Infraestructura de Transmisión para Energías Limpias.....	111
5.5.	Modernización de la RNT y las RGD	112
5.6.	Instalación de Almacenamiento con Banco de Baterías de 20 MW en BCS	113
5.7.	Instrucción de Proyectos para Asociaciones o Contratos con Particulares	115
6.	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución	117
6.1.	Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD.....	118
6.2.	Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica.....	120
6.3.	Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico .	122
6.4.	Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD	125
6.5.	Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI).....	126
7.	Resumen de Inversiones 2017-2031	129
7.1.	Generación.....	129
7.2.	Transmisión.....	129
7.3.	Distribución.....	130
Anexo.....		131
	Anexo Capítulo 5. Fichas de Otros Proyectos (Objetivo 3)	289

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.2.1.	Proceso general para la elaboración del PRODESEN	15
Tabla 1.4.2.	Resultados del mercado para el balance de potencia.....	22
Tabla 2.1.1.	Capacidad instalada por tipo de tecnología.....	26
Tabla 2.1.2.	Capacidad instalada por modalidad 2016.....	26
Tabla 2.2.1.	Generación de energía eléctrica	28
Tabla 2.2.2.	Generación de energía eléctrica por modalidad 2016.....	28
Tabla 2.6.2.	Capacidad de transmisión por región de control.....	44
Tabla 2.6.3.	Líneas de transmisión.....	45
Tabla 2.6.4.	Capacidad de transformación de las subestaciones eléctricas de transmisión.....	45
Tabla 2.8.1.	Líneas de distribución	50
Tabla 2.8.2.	Subestaciones con transformadores considerados parte de las RGD	51
Tabla 2.8.3.	Usuarios atendidos, capacidad y transformadores de CFE Distribución.....	52
Tabla 3.1.1.	Consumo bruto de energía eléctrica por región de control.....	56
Tabla 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control.....	56
Tabla 3.1.3.	Demanda Coincidente 2016	56
Tabla 4.1.1.	Regiones de transmisión.....	70
Tabla 4.1.2.	Plan quinquenal 2015-2019	71
Tabla 4.3.1.	Modelo de planeación de la generación.....	78
Tabla 5.1.1.A.	Proyectos en estudio y en perspectiva de análisis en 2015 que forman parte del PRODESEN 2017-2031	98
Tabla 5.1.1.B.	Proyectos en estudio y en perspectiva de análisis en 2016 que forman parte del PRODESEN 2017-2031	99
Tabla 5.1.2.	Proyectos programados e instruidos por la SENER en 2015 que forman parte del PRODESEN 2017-2031	99
Tabla 5.1.3.	Proyectos programados e instruidos por la SENER en 2016 que forma parte del PRODESEN 2017-2031.....	101
Tabla 6.1.1.	Metas del proyecto regularización de colonias populares 2017-2021.....	119
Tabla 6.2.1.	Pérdidas de energía a nivel nacional 2002-2016	120
Tabla 6.3.3.	Inversión para mejorar la confiabilidad en las RGD 2017	123
Tabla 6.3.4.	Metas físicas de los proyectos para mejorar la confiabilidad 2017	123

Tabla 6.3.5.	Inversión y meta física para la instalación de EPROSEC	123
Tabla 6.3.6.	Inversión y metas físicas para mejorar la confiabilidad en subestaciones de distribución 2017.....	123
Tabla 6.3.7.	Inversión para mejorar la confiabilidad de las subestaciones de distribución.....	124
Tabla 6.3.8.	Inversión necesaria para el reemplazo de transformadores de distribución e interruptores de potencia.....	124
Tabla 6.3.9.	Metas físicas del proyecto Reforma.....	124
Tabla 6.3.10.	Presupuesto proyecto de modernización de la red eléctrica subterránea Reforma.....	124
Tabla 6.3.11.	Inversión por año para el proyecto cable subterráneo Islas Mujeres.....	125
Tabla 6.5.2.	Costos necesarios para la ejecución de las fases del proyecto ADMS.....	127

ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

Tabla 1.1.1.	Alineación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).....	131
Tabla 1.3.1.	Producto Interno Bruto de la Industria Eléctrica 2006-2016.....	133
Tabla 1.3.2.	Consumo Intermedio de energía eléctrica por rama de actividad de acuerdo con la demanda intermedia en la matriz de insumo producto de la economía total 2012	133
Tabla 1.3.3.	Gasto corriente trimestral en electricidad según deciles de hogares de acuerdo con su ingreso corriente total trimestral.....	134
Tabla 1.3.4.	México en el Índice de Competitividad global y en el reporte Doing Business.....	134
Tabla 1.3.5.	Competitividad global en materia de electricidad.....	135
Tabla 1.4.1.	Marco regulatorio de la Reforma Energética	143
Tabla 2.1.3.	Capacidad por entidad federativa.....	156
Tabla 2.2.3.	Generación por entidad federativa.....	157
Tabla 2.3.1.	Características básicas de las centrales en operación 2016.....	158
Tabla 2.3.2.	Centrales de generación de ciclo combinado 2016.....	159
Tabla 2.3.3.	Centrales de generación termoeléctrica convencional 2016.....	161
Tabla 2.3.4.A.	Centrales de generación carboeléctricas 2016	163
Tabla 2.3.4.B.	Centrales de generación de lecho fluidizado 2016	164
Tabla 2.3.5.	Centrales de generación eléctrica con turbogás 2016.....	164
Tabla 2.3.6.	Centrales de generación de combustión interna 2016	168
Tabla 2.3.7.	Centrales de generación hidroeléctrica 2016	174
Tabla 2.3.8.	Centrales de generación nucleoeléctrica 2016	176

Tabla 2.3.9.	Centrales de generación eólica 2016.....	177
Tabla 2.3.10.	Centrales de generación geotermoeléctrica 2016	179
Tabla 2.3.11.	Centrales de generación solar 2016.....	180
Tabla 2.3.12.	Centrales de generación con bioenergía 2016.....	181
Tabla 2.3.13.	Centrales de generación de cogeneración eficiente 2016	183
Tabla 2.4.1.	Permisos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	184
Tabla 2.6.1.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016.....	186
Tabla 3.2.1.	Consumo bruto de energía eléctrica.....	193
Tabla 3.2.2.	Usos propios de generación.....	194
Tabla 3.2.3.	Consumo final	195
Tabla 3.2.4.	Demanda máxima bruta.....	195
Tabla 3.2.5.	Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto	196
Tabla 3.2.6.	Pérdidas de electricidad.....	196
Tabla 3.2.7.	Población.....	197
Tabla 3.2.8.	Precio medio de electricidad.....	197
Tabla 3.2.9.	Usuarios del servicio de electricidad.....	198
Tabla 3.3.1.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario de planeación)	199
Tabla 3.3.2.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario bajo).....	200
Tabla 3.3.3.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario alto).....	201
Tabla 3.3.4.	Pronóstico de consumo bruto del SEN por escenarios.....	202
Tabla 3.3.5.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario de planeación).....	203
Tabla 3.3.6.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario bajo).....	204
Tabla 3.3.7.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario alto).....	205
Tabla 3.3.8.	Pronóstico de la demanda máxima integrada del SIN por escenarios	206
Tabla 3.3.9.	Demandas integradas e instantáneas del SIN por escenarios de estudio 2017-2031.....	207
Tabla 4.1.3.	Gasoductos concluidos.....	211
Tabla 4.1.4.	Gasoductos en construcción	211
Tabla 4.1.5.	Gasoductos en fase de permisos.....	212
Tabla 4.1.6.	Gasoductos en proyectos.....	212
Tabla 4.2.1.	Capacidad firme.....	218
Tabla 4.2.2.	Eficiencia térmica.....	219

Tabla 4.2.3.	Emisiones contaminantes	219
Tabla 4.2.4.	Factor de planta.....	219
Tabla 4.2.5.	Tasas de mantenimiento	222
Tabla 4.2.6.	Tasas de salida forzada.....	222
Tabla 4.2.7.	Régimen térmico.....	222
Tabla 4.2.8.	Usos propios.....	223
Tabla 4.2.9.	Vida útil.....	223
Tabla 4.2.10.	Costos fijos de operación y mantenimiento	225
Tabla 4.2.11.	Costo unitario de inversión.....	225
Tabla 4.2.12.	Costos variables de operación y mantenimiento	225
Tabla 4.2.13.	Capacidad actual y futura de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016-2023	226
Tabla 4.2.14.	Costo de construcción por nivel de tensión, circuito y conductor por fase.....	228
Tabla 4.2.15.	Factor de participación por región de transmisión.....	230
Tabla 4.2.16.	Flujo máximo por nivel de tensión, circuito y conductor por fase	232
Tabla 4.2.17.	Parámetros de resistencia	233
Tabla 4.2.18.	Potencial de Energías Limpias.....	234
Tabla 4.4.1.	Programa indicativo para la instalación de centrales eléctricas 2017-2031	239
Tabla 4.4.2.	Capacidad adicional por situación del proyecto y tecnología 2017-2031	265
Tabla 4.4.3.	Capacidad adicional por situación del proyecto y modalidad 2017-2031.....	265
Tabla 4.4.4.	Capacidad adicional por modalidad y tecnología 2017-2031.....	266
Tabla 4.4.5.	Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2017-2031	267
Tabla 4.4.6.	Evolución de las adiciones de capacidad por modalidad 2017-2031.....	268
Tabla 4.4.7.	Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa 2017-2031.....	275
Tabla 4.4.8.	Evolución de las adiciones de capacidad por región de control 2017-2031	276
Tabla 4.4.9.	Programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2017-2031.....	276
Tabla 4.5.1.	Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2017-2031	283
Tabla 4.5.2.	Evolución de la generación de energía eléctrica 2017-2031	284
Tabla 4.6.1.	Consumo de combustible 2017-2031.....	287
Tabla 4.7.1.	Emisiones GEI del sector eléctrico por tecnología 2017-2031	287
Tabla 4.9.1.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031	288
Tabla 5.2.1.	Proyectos de transmisión que forman parte del PRODESEN 2017-2031.....	333
Tabla 5.2.2.	Proyectos de transformación que forman parte del PRODESEN 2017-2031	345

Tabla 5.2.3.	Proyectos de compensación que forman parte del PRODESEN 2017-2031	355
Tabla 6.1.2.	Monto de inversión para la adquisición de medidores.....	364
Tabla 6.2.2.	Obras para reducción de pérdidas técnicas 2017.....	365
Tabla 6.2.3.	Metas del proyecto regularización de colonias populares 2017-2021.....	365
Tabla 6.3.1.	Indicadores operativos de las RGD.....	365
Tabla 6.3.2.	Avance y metas de confiabilidad.....	366
Tabla 6.4.1.	Inversión e infraestructura de medición para el mercado eléctrico 2017-2020	366
Tabla 6.4.2.	Desglose de inversión, medición para el mercado eléctrico.....	367
Tabla 6.5.1.	Medidores y monto de inversión de los proyectos AMI.....	367
Tabla 7.1.1.	Evolución de la inversión estimada por concepto 2017-2031	368
Tabla 7.1.2.	Evolución de la inversión estimada en generación por tecnología 2017-2031.....	368
Tabla 7.1.3.	Evolución de la inversión estimada en generación por modalidad 2017-2031.....	369
Tabla 7.1.4.	Evolución de la inversión estimada en generación por región de control 2017-2031.....	369
Tabla 7.1.5.	Evolución de la inversión estimada en generación por entidad federativa 2017-2031	370
Tabla 7.2.1.	Evolución de la inversión estimada en ampliación y modernización de transmisión 2017-2031	371
Tabla 7.2.2.	Evolución de la inversión estimada en ampliación de transmisión por componente 2017-2031	372
Tabla 7.3.1.	Evolución de la inversión estimada en distribución 2017-2031.....	373

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.3.1.	Tasa media de crecimiento anual 2006-2016.....	16
Gráfico 1.3.2.	Evolución del crecimiento del PIB total y de la industria eléctrica 2006-2016.....	16
Gráfico 1.3.3.	Consumo energético por combustible	17
Gráfico 1.3.4.	Participación de la electricidad en el consumo final de energía por sector	17
Gráfico 1.3.5.	Distribución del consumo de energía eléctrica en la producción interna	17
Gráfico 1.4.1.	Requisitos de CEL.....	19
Gráfico 1.4.2.	Precios en subastas de energía solar fotovoltaica.....	22
Gráfico 2.1.1.	Capacidad instalada.....	25
Gráfico 2.1.2.	Capacidad instalada por tipo de tecnología 2016.....	25
Gráfico 2.2.1.	Generación de energía eléctrica	27

Gráfico 2.2.2.	Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2016.....	28
Gráfico 3.1.1.	Consumo bruto mensual del SEN 2016	56
Gráfico 3.1.2.	Demanda máxima mensual instantánea e integrada del SIN 2016.....	56
Gráfico 3.3.1.	Curva de demanda horaria del SIN 2016	64
Gráfico 3.3.2.	Curva de demanda horaria del SIN 2022.....	65
Gráfico 4.1.5.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima del SIN 2017-2031	72
Gráfico 4.1.6.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima de Baja California 2017-2031.....	72
Gráfico 4.1.7.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima de Baja California Sur 2017-2031.....	72
Gráfico 4.1.8.	Crecimiento anual esperado del consumo bruto del SEN 2017-2031	72
Gráfico 4.4.1.	Participación en la capacidad adicional por tipo de tecnología 2017-2031	79
Gráfico 4.4.2.	Capacidad adicional por estatus 2017-2031	79
Gráfico 4.4.3.	Capacidad adicional por modalidad 2017-2031	80
Gráfico 4.4.4.	Retiro de capacidad por tecnología 2017-2031	81
Gráfico 4.5.1.	Capacidad total en operación 2031	83
Gráfico 4.5.2.	Capacidad total en operación por tipo de tecnología en 2022 y 2031	83
Gráfico 4.5.3.	Generación total por tipo de tecnología en 2022 y 2031	84
Gráfico 4.5.4.	Evolución de la generación de energía eléctrica 2017-2031.....	84
Gráfico 4.8.1.	Reservas de planeación en el SIN.....	86
Gráfico 4.8.2.	Reservas de planeación en SIBC y SIBCS.....	87
Gráfico 4.9.1.	Estructura de costos del SEN.....	87
Gráfico 4.9.2.	Costos del SEN 2017-2031.....	88
Gráfico 4.10.1.	Capacidad Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	91
Gráfico 4.10.2.	Capacidad Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	91
Gráfico 4.10.3.	Generación Escenarios Unidireccionales 2017-2031	92
Gráfico 4.10.4.	Generación Escenarios de Coyuntura 2017-2031	92
Gráfico 4.10.5.	Costos Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	93
Gráfico 4.10.6.	Costos Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	93
Gráfico 4.10.7.	Inversión Escenarios Unidireccionales 2017-2031	94
Gráfico 4.10.8.	Inversión Escenarios de Coyuntura 2017-2031	94
Gráfico 4.10.9.	Precios Escenarios Unidireccionales 2017-2031	94
Gráfico 4.10.10.	Precios Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	94
Gráfico 4.10.11.	Emisiones GEI Escenarios Unidireccionales 2017-2031	95

Gráfico 4.10.12. Emisiones GEI Escenarios de Coyuntura 2017-2031	92
Gráfico 6.1. Interrelación de objetivos particulares y REI.....	118
Gráfico 6.2.1. Evolución y meta de pérdidas de energía en distribución 2002-2019	121
Gráfico 6.2.2. Evolución de las pérdidas de energía 2013-2016.....	121
Gráfico 6.3.1. Causas principales que afectan los indicadores de confiabilidad de las RGD.....	122
Gráfico 6.5.1. Principales módulos de una red eléctrica inteligente.....	128
Gráfico 7.1.1. Inversión estimada en el sector eléctrico, por actividad 2017-2031.....	129

ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)

Gráfico 3.1.3. Correlación entre diversos factores incluidos en el pronóstico de demanda.....	192
Gráfico 3.3.3. Curva de demanda horaria de Baja California 2016	208
Gráfico 3.3.4. Curva de demanda horaria de Baja California 2022	208
Gráfico 3.3.5. Curva de demanda horaria de Baja California Sur 2016.....	209
Gráfico 3.3.6. Curva de demanda horaria de Baja California Sur 2022.....	209
Gráfico 3.3.7. Curva de demanda horaria de Mulegé 2016	210
Gráfico 3.3.8. Curva de demanda horaria de Mulegé 2022	210
Gráfico 4.1.1. Producto Interno Bruto: real y pronosticado 2006-2031	214
Gráfico 4.1.2. Trayectorias de pronósticos del Producto Interno Bruto (Escenarios de planeación)	214
Gráfico 4.1.3. Precios de combustibles 2017-2031 (Escenario de planeación).....	215
Gráfico 4.1.4. Trayectorias de pronósticos de precios de combustibles (Escenarios de planeación).....	216
Gráfico 4.1.9. Trayectorias de pronósticos de demanda máxima integrada del SIN (Escenarios de planeación).....	217
Gráfico 4.2.1. Factor de planta mensual por región de control.....	220
Gráfico 4.2.2. Factor de planta mensual de las hidroeléctricas mayores (con regulación).....	220
Gráfico 4.2.3. Curvas de aprendizaje.....	224
Gráfico 4.2.4. Trayectoria de las Metas de Energías Limpias 2017-2031.....	234
Gráfico 4.6.1. Consumo de combustibles 2017-2031.....	285
Gráfico 4.7.1. Emisiones GEI sector eléctrico 2017-2031.....	285
Gráfico 4.7.2. Mitigación de emisiones GEI del sector eléctrico 2017-2031.....	286

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 2.1.1.	Capacidad instalada por entidad federativa 2016	27
Mapa 2.2.1.	Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa 2016.....	29
Mapa 2.2.2.	Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2016.....	30
Mapa 2.6.1.	Red troncal de transmisión del SEN 2016.....	43
Mapa 2.6.2.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016.....	43
Mapa 2.6.3.	Longitud de las líneas de transmisión (230 y 400 kV) por entidad federativa 2016	44
Mapa 2.7.1.	Interconexiones transfronterizas 2016.....	49
Mapa 2.8.1.	Unidades de negocio de distribución.....	50
Mapa 2.8.2.	Kilómetros de líneas por unidad de negocio de distribución.....	51
Mapa 2.8.3.	Capacidad de las subestaciones de distribución por unidad de negocio.....	52
Mapa 2.8.4.	Capacidad de los transformadores de distribución por unidad de negocio.....	53
Mapa 3.1.1.	Distribución del consumo por región de control 2016.....	57
Mapa 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control 2016	57
Mapa 3.3.1.	Crecimiento medio anual del consumo por región de control 2017-2031 (escenario de planeación).....	63
Mapa 3.3.2.	Crecimiento medio anual de la demanda máxima integrada por región de control 2017-2031 (escenario de planeación).....	63
Mapa 3.3.3.	Factor de carga medio por región de transmisión (2017-2022)	64
Mapa 4.1.1.	Regiones de control del SEN	69
Mapa 4.1.2.	Regiones de transmisión del SEN	70
Mapa 4.4.1.	Capacidad adicional por entidad federativa 2017-2031.....	81
Mapa 4.4.13.	Retiro de capacidad por entidad federativa 2017-2031.....	82

ÍNDICE DE MAPAS (ANEXOS)

Mapa 1.4.1.	Centrales asignadas a CFE Generación I.....	135
Mapa 1.4.2.	Centrales asignadas a CFE Generación II.....	136
Mapa 1.4.3.	Centrales asignadas a CFE Generación III.....	137
Mapa 1.4.4.	Centrales asignadas a CFE Generación IV	138

Mapa 1.4.5.	Centrales asignadas a CFE Generación V.....	139
Mapa 1.4.6.	Centrales asignadas a CFE Generación VI.....	140
Mapa 1.4.7.	Esquemas para energías limpias en el mundo.....	141
Mapa 1.4.8.	Resultados de la primera subasta de largo plazo en México 2015.....	142
Mapa 1.4.9.	Resultados de la primera subasta de largo plazo en México 2016.....	142
Mapa 2.3.1.	Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado 2016	159
Mapa 2.3.2.	Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales 2016.....	161
Mapa 2.3.3.	Capacidad y generación en centrales carboeléctricas y lecho fluidizado 2016.....	163
Mapa 2.3.4.	Capacidad y generación en centrales turbogás 2016.....	164
Mapa 2.3.5.	Capacidad y generación en centrales de combustión interna 2016.....	168
Mapa 2.3.6.A.	Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas 2016	173
Mapa 2.3.6.B.	Cuencas de las regiones hidrológicas administrativas.....	174
Mapa 2.3.7.	Capacidad y generación en centrales nucleoelectricas 2016	176
Mapa 2.3.8.	Capacidad y generación en centrales eólicas 2016.....	177
Mapa 2.3.9.A.	Capacidad y generación en centrales geotermoeléctricas 2016.....	178
Mapa 2.3.9.B.	Permisos y concesiones otorgados en geotermia.....	179
Mapa 2.3.10.	Capacidad y generación en centrales solares 2016	180
Mapa 2.3.11.	Capacidad y generación en centrales que utilizan bioenergía 2016.....	181
Mapa 2.3.12.	Capacidad y generación en centrales de cogeneración eficiente 2016	183
Mapa 4.1.3.	Red nacional de gasoductos.....	213
Mapa 4.2.1.	Rehabilitación y modernización de centrales eléctricas-CFE.....	217
Mapa 4.2.2.	Programa de conversión a dual-CFE.....	218
Mapa 4.2.3.	Factores de planta eólicos por región de transmisión.....	221
Mapa 4.2.4.	Factores de planta solar por región de transmisión.....	221
Mapa 4.2.5.	Potencial de recurso geotérmico.....	235
Mapa 4.2.6.	Zonas con alta calidad eólica.....	235
Mapa 4.2.7.	Zonas con alta calidad solar.....	236
Mapa 4.2.8.	Sitios con alta calidad de biomasa	236
Mapa 4.2.9.	Zonas con exclusiones ambientales.....	237
Mapa 4.2.10.	Zonas con exclusiones sociales	237
Mapa 4.2.11.	Zonas con presencia indígena.....	238
Mapa 4.2.12.	Zonas lejanas a la RNT (> 20 Km)	238

Mapa 4.4.2.	Capacidad adicional en centrales termoeléctricas convencionales 2017-2031.....	269
Mapa 4.4.3.	Capacidad adicional en centrales de combustión interna 2017-2031.....	269
Mapa 4.4.4.	Capacidad adicional en centrales de turbogás 2017-2031.....	270
Mapa 4.4.5.	Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2017-2031	270
Mapa 4.4.6.	Capacidad adicional en centrales carboeléctricas, lecho fluidizado y nucleoelectricas 2017-2031	271
Mapa 4.4.7.	Capacidad adicional en centrales eólicas 2017-2031.....	271
Mapa 4.4.8.	Capacidad adicional en centrales fotovoltaicas y termosolar 2017-2031.....	272
Mapa 4.4.9.	Capacidad adicional en centrales geotermoeléctricas 2017-2031.....	272
Mapa 4.4.10.	Capacidad adicional en centrales hidroeléctricas 2017-2031	273
Mapa 4.4.11.	Capacidad adicional en centrales de bioenergía 2017-2031.....	273
Mapa 4.4.12.	Capacidad adicional en centrales de cogeneración eficiente 2017-2031	274

INTRODUCCIÓN

1.1. Marco Regulatorio

En cumplimiento con lo establecido en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el Estado, a través de la Secretaría de Energía (SENER), lleva a cabo las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este sentido, el régimen jurídico fortalece el proceso de planeación del SEN, el cual se materializa en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía¹.

Artículo 25. ...“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución.”

Artículo 27. ...“Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.”

Decreto por el que se expide la Ley de la Industria Eléctrica².

Artículo 11. “La Secretaría de Energía está facultada para: ... III. Dirigir el proceso de planeación y la

elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.”

Por lo anterior, la SENER emite el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 (PRODESEN), principal instrumento de planeación del sector eléctrico, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución.

El PRODESEN está alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), a la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014-2018, al Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI) y al Programa Especial para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE) (ver Anexo, Tabla 1.1.1.).

1.2. Alcance

El PRODESEN contiene la planeación de la infraestructura eléctrica para los próximos 15 años, resultado de la coordinación del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas con los Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

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

Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, asegurar la confiabilidad del SEN y cumplir con las Metas de Energías Limpias. Por otra parte, el PIIRCE no es un requisito para la instalación o retiro de centrales eléctricas, y no generará el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las centrales eléctricas que se instalen o pretendan hacerlo en congruencia con dicho programa.

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

Son el resultado del proceso centralizado de la planeación de la Red

¹ Diario Oficial de la Federación (DOF), 20 de diciembre de 2013.

² DOF, 11 de agosto de 2014.

Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución realizados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y los Distribuidores. Incluyen las obras de ampliación o modificaciones necesarias para reducir los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación, en consideración de los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red eléctrica.

Por tanto, el PRODESEN incorpora los aspectos relevantes de los programas de ampliación y modernización, y es la base fundamental para definir los proyectos que los Transportistas y Distribuidores llevarán a cabo previa instrucción de la SENER.

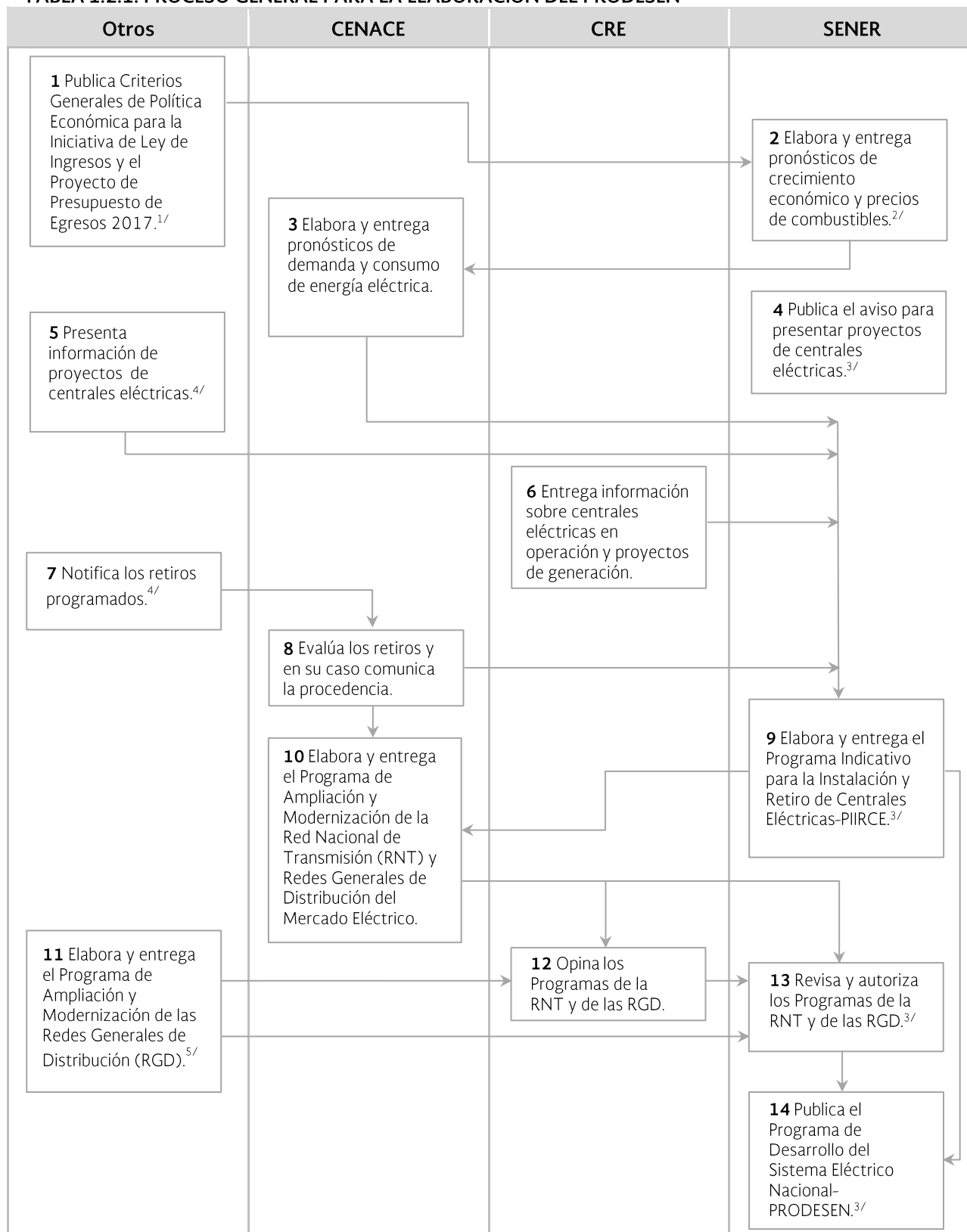
El presente documento da continuidad a la planeación iniciada por la SENER el 30 de junio de 2015, mediante la publicación del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029.

La información contenida en el PRODESEN es resultado de la coordinación entre la SENER, el CENACE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y, otras entidades públicas e integrantes de la industria eléctrica (ver Tabla 1.2.1.)

El PRODESEN tiene entre sus principales objetivos:

- Garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional.
- Promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con las Metas de Energías Limpias.
- Incentivar una expansión eficiente de la infraestructura eléctrica bajo el principio de menor costo total para el SEN, sujeto a los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de la red eléctrica.

TABLA 1.2.1. PROCESO GENERAL PARA LA ELABORACIÓN DEL PRODESEN



^{1/} Secretaría de Hacienda y Crédito Público. ^{2/} Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. ^{3/} Subsecretaría de Electricidad. ^{4/} Generadores. ^{5/} Distribuidor. Fuente: Elaborado por la SENER.

1.3. Contribución del Sector Eléctrico

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios en el país. El suministro eficiente de energía eléctrica a un costo accesible, promueve la competitividad y la capacidad de las empresas e industria para ofrecer más y mejores³ productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico.

Asimismo, la energía eléctrica es un bien final indispensable para los consumidores. Garantizar el abasto de electricidad de forma continua y segura, permite el acceso a bienes y servicios básicos, como la alimentación, salud y educación, lo cual incide directamente en el bienestar y calidad de vida de la población.

La suma de estas condiciones converge en un mayor progreso del país, que hacen del sector eléctrico un promotor directo del desarrollo económico y social.

La industria eléctrica (la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica⁴) ha aumentado su participación en el PIB nacional, hasta alcanzar un promedio de 1.9% en la última década (ver Anexo, Tabla 1.3.1.).

El crecimiento de la industria eléctrica muestra mayor dinamismo comparado con otras actividades económicas y con el de la economía en su conjunto. De 2006 a 2016, creció a una tasa promedio anual de 4.1% en comparación con el 2.1% del PIB nacional (ver Gráfico 1.3.1.).

En periodos de expansión, la trayectoria del crecimiento de la industria eléctrica es más pronunciada que la del crecimiento nacional; por el contrario, en periodos de recesión su fluctuación es

³ Se refiere a productos que, contando con mayor calidad, a su vez, pueden ofrecerse a un menor precio, resultado de la mejora en la competitividad de las empresas e industrias.

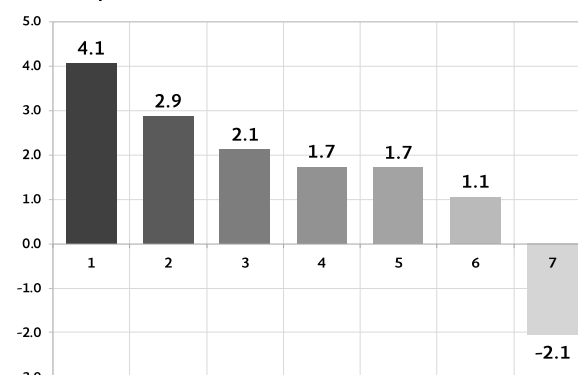
⁴ De acuerdo con la clasificación del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN, 2013), el subsector de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica comprende las unidades económicas dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución (suministro) de energía eléctrica de manera integrada, sin importar el tipo de planta en que haya sido generada, así como el suministro de energía eléctrica. También incluye a la generación de energía eléctrica sin realizar suministro.

de menor amplitud comparada con la del PIB nacional, dado que se trata de un bien de primera necesidad (ver Gráfico 1.3.2.).

Por ello, cuando hay crecimiento de la economía, la industria eléctrica crece en mayor proporción porque impulsa a las actividades productivas del país y satisface las necesidades de un mayor número de usuarios de electricidad; en cambio, cuando existen tasas decrecientes en la economía, la industria eléctrica reciente en menor medida dicho desaceleración.

GRÁFICO 1.3.1. TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL 2006-2016

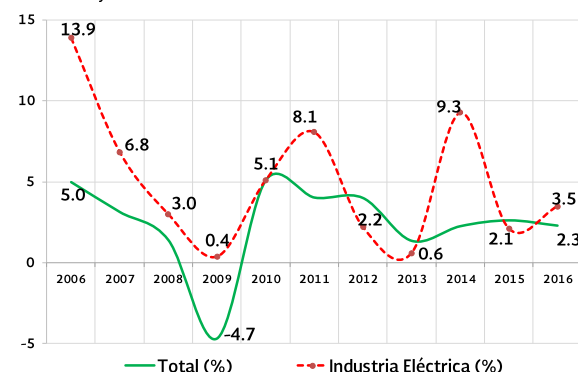
(Porcentaje)



Nota: 1. Industria Eléctrica; 2. Actividades Terciarias; 3. Nacional; 4. Actividades Primarias; 5. Industria Manufacturera; 6. Construcción; 7. Minería. Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares del BIE, INEGI 2016.

GRÁFICO 1.3.2. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB TOTAL Y DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2006-2016

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares del BIE, INEGI 2016.

En la última década, la industria eléctrica ha registrado tasas de crecimiento positivas y superiores al PIB nacional; no así en los años 2012, 2013 y 2015, en que la industria eléctrica padeció por la

desaceleración de la actividad industrial y de la economía nacional, a consecuencia del débil ritmo de crecimiento en los mercados mundiales.

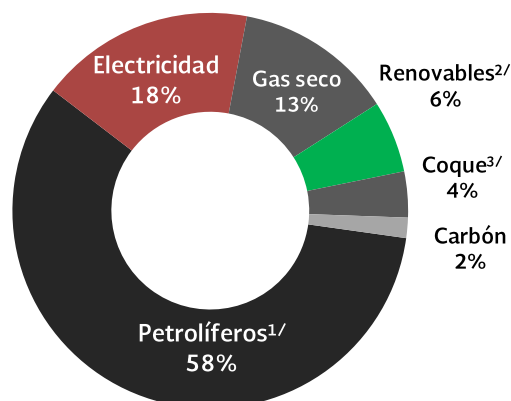
La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 18% del consumo energético nacional (ver Gráfico 1.3.3.). Representa el 20% del consumo de energía final del sector agropecuario, el 34% del consumo de energía de la industria y el 33% del consumo final de energía de los sectores residencial, comercial y público en conjunto (ver Gráfico 1.3.4.).

Con la finalidad de conocer el impacto de la industria eléctrica en la estructura productiva del país y de acuerdo con la Matriz Insumo Producto 2012 dada a conocer por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), se identificaron los usos de la energía eléctrica en los procesos productivos⁵. Del total de la producción de la industria eléctrica, el 58.2% se destina a las actividades terciarias, las actividades secundarias y las actividades primarias consumen 39.7% y 2.1% respectivamente (ver Gráfico 1.3.5.).

A nivel de rama de actividad económica, sobresale el consumo intermedio de energía eléctrica, que forma parte de las industrias de la transformación, debido a la existencia de un importante número de unidades económicas intensivas en consumo de energía eléctrica (ver Anexo, Tabla 1.3.2.).

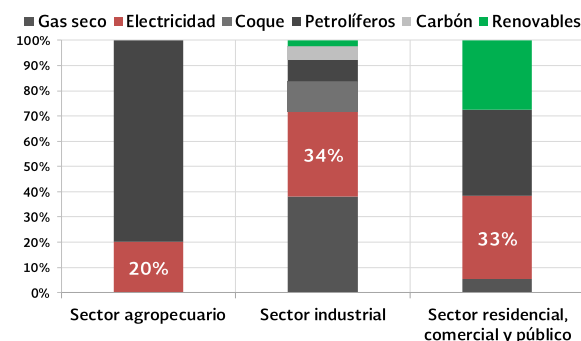
Finalmente, de acuerdo con la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2014 (ENIGH), el total de los hogares en el país destinan 1.5% de su ingreso trimestral al pago de electricidad. Al considerar la distribución del ingreso nacional por hogares, en el decil 1 (de ingreso más bajo) se gasta en promedio 168 pesos por pago en electricidad, que representa 2.7% de su ingreso trimestral; en cambio, en el decil 10 (de ingreso más alto) el gasto promedio por pago de electricidad es de 1,504 pesos y representa 1.1% de su ingreso trimestral (ver Anexos, Tabla 1.3.3.).

GRÁFICO 1.3.3. CONSUMO ENERGÉTICO POR COMBUSTIBLE
(Porcentaje)



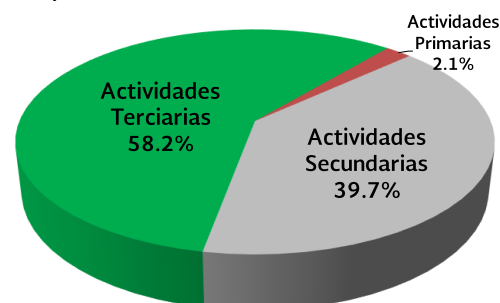
^{1/} Toma en cuenta GLP, gasolinas y naftas, querosenos, diésel y combustóleo.
^{2/} Considera leña, bagazo de caña y solar. ^{3/} Considera coque de carbón y petróleo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de 2015, Sistema de Información Energética (SIE).

GRÁFICO 1.3.4. PARTICIPACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTOR
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de 2015, Sistema de Información Energética (SIE).

GRÁFICO 1.3.5. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PRODUCCIÓN INTERNA
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la Matriz Insumo Producto 2012, INEGI.

⁵ Bajo el supuesto de que en el corto plazo no se presentan cambios tecnológicos importantes, de acuerdo al Modelo Básico de Insumo-Producto. (SCNM, INEGI 2012).

Competitividad

México, a nivel mundial se ubica en el lugar 51 de 138 economías, de acuerdo con el Índice de Competitividad Global 2016-2017 del Foro Económico Global (WEF por sus siglas en inglés)⁶. En materia de electricidad, el país se posicionó en el lugar 68 por la calidad de suministro de energía eléctrica, escaló cinco posiciones respecto al periodo 2015-2016, lo que permitió alcanzar una calificación de 4.9 de una máxima de 7 (ver Anexo, Tabla 1.3.4.).

Asimismo, México se ubica en el lugar 44 de 127 países en el Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética 2017 del WEF⁷, el cual mide el acceso y seguridad energética, sustentabilidad y contribución al crecimiento económico. La clasificación de México es sobresaliente, se logró escalar 15 posiciones en comparación con su desempeño medido en 2009.

En materia de obtención de electricidad, México se encuentra en el sitio 98 de 190 economías, según reporta Doing Business 2017, publicado por el Banco Mundial⁸; sin embargo, retrocedió 26 posiciones respecto al reporte de 2016⁹, lo cual indica que no se ha logrado superar a Argentina, Colombia o Brasil, este último se encuentra entre los primeros 50 países con mayor competitividad en obtención de electricidad según reporta el Banco Mundial (ver Anexo, Tabla 1.3.5.).

En este sentido, el Banco Mundial recomienda a los gobiernos del mundo implementar medidas reglamentarias y prácticas que contribuyan al desarrollo de un mercado eléctrico que permita el suministro confiable de electricidad y determinación transparente y eficiente de precios de la electricidad, elementos clave para abrir nuevas oportunidades de inversión y promover el crecimiento económico.

⁶ The Global Competitiveness Report 2016-2017: http://www3.weforum.org/docs/GCR2016-2017/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2016-2017_FINAL.pdf.

⁷ <http://reports.weforum.org/global-energy-architecture-performance-index-2017/>

⁸ Doing Business 2017: http://espanol.doingbusiness.org/~/_media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB17-Full-Report.pdf.

⁹ El indicador de obtención de electricidad del reporte Doing Business mide los procedimientos, tiempo y costos para conectarse a la red eléctrica, la confiabilidad del suministro y transparencia en tarifas.

1.4. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de Electricidad¹⁰

Principales regulaciones emitidas 2016 y 2017

Acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad. En apego a los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) -emitidos por la SENER el 11 de enero de 2016-, el Consejo de Administración de la CFE aprobó la creación de: seis Empresas Subsidiarias de Generación, una Empresa Subsidiaria de Transmisión, una Empresa Subsidiaria de Distribución, una Empresa Subsidiaria de Suministro Básico, una Empresa Filial de Contratos de Interconexión Legados y una Empresa Filial de Suministro Calificado. El 29 de marzo de 2016, la CFE emitió los acuerdos de creación de nueve empresas productivas subsidiarias (EPS).

Los acuerdos emitidos establecen las funciones, responsabilidades, organización, integración y funcionamiento del Consejo de Administración, así como las facultades del Director General de cada una de las EPS.

TÉRMINOS para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad. Emitidos por la SENER el 4 de noviembre de 2016, definen las centrales eléctricas y demás instalaciones que la CFE debe asignar a cada una de las empresas productivas subsidiarias (EPS) de generación eléctrica; los contratos que les corresponderá administrar y las centrales eléctricas que, en virtud de los contratos, les corresponderá representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Lo anterior conforme a lo establecido en los TESL.

Bajo estos TÉRMINOS, se asignaron 43 centrales eléctricas a CFE Generación I, que representa el 11% de la capacidad instalada en el SEN al cierre de 2016. Predominan las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas (ver Anexo, Mapa 1.4.1.).

CFE Generación II recibió 33 centrales eléctricas, de las cuales 30 se encuentran en operación y tres en proyecto. La capacidad instalada de las centrales en

¹⁰ Ver Anexo, Tabla 1.4.1.

operación asignadas a la EPS equivale al 12% de la capacidad total en el SEN (ver Anexo, Mapa 1.4.2.).

CFE Generación III tiene a su cargo 34 centrales eléctricas, unidades móviles y unidades de emergencia en operación, que representan el 12% de la capacidad instalada en México, sobresalen las centrales termoeléctricas (ver Anexo, Mapa 1.4.3.).

A CFE Generación IV, se asignaron 15 centrales eléctricas en operación, equivalente al 10% de la capacidad instalada al cierre de 2016, más 4 proyectos de generación eléctrica y otro de repotenciación (ver Anexo, Mapa 1.4.4.).

CFE Generación V es la empresa responsable de administrar las centrales licitadas o por licitar bajo el esquema de Productor Independiente de Energía. Al cierre de 2016 operaban 29 centrales eléctricas bajo este esquema, una más se encontraba en fase de pruebas (Baja California III), tres proyectos de centrales ciclo combinado licitados y dos de centrales ciclo combinado y eólica en desarrollo (ver Anexo, Mapa 1.4.5.).

CFE Generación VI administra 56 centrales eléctricas en operación y tiene a su cargo el desarrollo de siete proyectos de generación eléctrica (ver Anexo, Mapa 1.4.6.).

Los TÉRMINOS señalan que la EPS Generación III debe representar a la central nucleoelectrica Laguna Verde en el MEM, en caso de que así lo decida la CFE Corporativo.

AVISO por el cual se da a conocer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2020, 2021 y 2022, establecidos por la Secretaría de Energía. Los Certificados de Energías Limpias (CEL) son instrumentos que México ha implementado para integrar las energías limpias en la generación eléctrica al menor costo, incentivar el desarrollo de nuevos proyectos de inversión en generación eléctrica limpia y contribuir en la realización de contratos de largo plazo entre Generadores y Participantes Obligados para adquirir CEL en los mejores términos posibles.

El requisito de CEL define la proporción del total de energía consumida durante un año por los Participantes Obligados, que debe ser acreditada como Energía Limpia. En cumplimiento con lo estipulado en la LIE, la SENER estableció los requisitos de CEL publicados para el 2018 y 2019, los cuales fueron una variable de decisión para las dos primeras

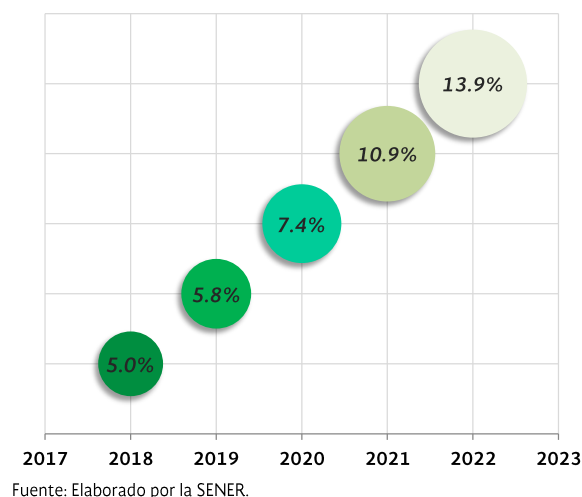
Subastas de Largo Plazo; en conjunto se logró la asignación de 14.7 millones de CEL, es decir, el 39% y 56% de las obligaciones a cumplir en 2018 y 2019, respectivamente.

De igual forma, la SENER determinó los requisitos de CEL correspondientes a los periodos de obligación 2020, 2021 y 2022, de 7.4%, 10.9% y 13.9% respectivamente (ver Gráfico 1.4.1.).

Con ello, los Participantes Obligados disponen de mayor información para realizar la planificación de sus demandas de CEL; los interesados en participar en las subastas de largo plazo o en celebrar contratos de cobertura tienen acceso a los valores objetivos para formular las combinaciones óptimas de sus ofertas de venta y, los desarrolladores de proyectos limpios cuentan con mayores estímulos para materializar sus inversiones y participar en el próximo mercado de CEL en 2018.

La experiencia internacional demuestra que los CEL son esquemas que permiten cumplir con los objetivos de transición energética al menor costo para el sistema eléctrico. Actualmente, diversos países, como Australia, Chile, Estados Unidos, India, Italia, Japón, Reino Unido y Perú, utilizan este instrumento para promover las Energías Limpias (ver Anexo, Mapa 1.4.7.).

GRÁFICO 1.4.1. REQUISITOS DE CEL
(Porcentaje)



Manuales del Mercado. En seguimiento con las actividades de planeación y operación del MEM, se han publicado los siguientes Manuales del Mercado:

- Manual de Subastas de Largo Plazo.
- Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.
- Manual de Garantías de Cumplimiento.
- Manual de Solución de Controversias.
- Manual de Contratos de Interconexión Legados.
- Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- Manual del Sistema de Información del Mercado.
- Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.
- Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.
- Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.

Instrumentos emitidos por la CRE

En seguimiento a las actividades de regulación para la industria eléctrica, la CRE ha publicado los siguientes instrumentos:

- *Modelos de contratos y convenios:*
 - a. Modelos de contrato provisional de interconexión.
 - b. Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes.
 - c. Modelo de contrato de interconexión para centrales eléctricas interconectadas a la Red

Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.

- d. Modelo de contrato de interconexión para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.
- e. Modelo de contrato de interconexión para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.
- f. Modelo de contrato de interconexión legado para permisionario de exportación de energía eléctrica, a través de una central eléctrica ubicada en el territorio nacional.
- g. Modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.
- *Metodología* para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP).
- *Criterios* bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.
- *Términos generales* respecto a las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista que debe publicar el Centro Nacional de Control de Energía dentro de los 60 días naturales siguientes al día de que se trate.
- *Elementos* de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.
- *Criterio* para determinar los proyectos de generación de energía eléctrica que, por sus características, requieren de una ubicación específica de conformidad con el artículo 71 de la Ley de la Industria Eléctrica.

- *Criterios administrativos* para dar cumplimiento al artículo Décimo Tercero Transitorio, fracción I, inciso c) de la Ley de la Industria Eléctrica.
- *Disposiciones administrativas* de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.

Instrumentos emitidos por el CENACE

En cuanto al desempeño del MEM, y de las actividades de interconexión y operación de las redes, el CENACE ha publicado los siguientes instrumentos:

- Tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el año 2017.
- Tecnología de Generación de Referencia.

Tarifas

La CFE publicó la actualización de tarifas para el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, aplicables al año 2017.

Subastas de Largo Plazo

A nivel internacional, las subastas son una herramienta de gran éxito, porque en 2016 al menos 67 países llevaron a cabo subastas para la adquisición de energía renovable, como Argentina, Australia, Brasil, Canadá, Chile, Emiratos Árabes Unidos, Francia, India, Reino Unido, Rusia, Sudáfrica, entre otros.

En el MEM de México, las subastas permiten que los Suministradores de Servicios Básicos, en principio, celebren contratos de cobertura eléctrica de largo plazo, de forma competitiva y en condiciones de prudencia, para satisfacer las necesidades de Energía Eléctrica (MWh), Potencia (MW) y de CEL, conforme a los requisitos que establece la CRE.

A la fecha, se han realizado dos subastas de largo plazo con éxito y reconocimiento internacional por lograr precios más competitivos comparados, en los dos últimos años, con los alcanzados en países latinoamericanos como Brasil, Chile y Perú.

Los contratos adjudicados tendrán una duración de 15 años para Potencia y Energía Eléctrica, y 20 años para CEL.

La Primera Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2015) concluyó el 30 de marzo de 2016, y logró asignar el 84.9% de la energía solicitada por la CFE, en calidad de Suministrador de Servicios Básicos y el 84.6% de CEL solicitados.

El precio promedio alcanzado fue de 47.7 dólares por paquete (MWh + CEL), inferior a los precios de energía solar fotovoltaica obtenidos en subastas de energía en países como Alemania, Argentina, Brasil, Francia, India y Sudáfrica (ver Gráfico 1.4.2.).

Los proyectos ganadores de la SLP-1/2015 representan una inversión de 2.6 mil millones de dólares, realizadas por 11 empresas originarias de Canadá, China, España, Estados Unidos de América, Francia, Italia y México.

Los proyectos ganadores se localizan en los estados de Aguascalientes, Baja California Sur, Coahuila, Guanajuato, Jalisco, Tamaulipas y Yucatán, adicionarán el equivalente a 2.8% de la capacidad instalada en el país en el 2016, es decir, 2,085 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de Energía Limpia (ver Anexo, Mapa 1.4.8.).

Los proyectos solares entregarán el 74.3% de la energía eléctrica contratada, y el 25.7% restante lo generará los proyectos eólicos. En conjunto, la energía comprometida representa el 1.7% de la generación total anual del SEN.

La Segunda Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2016) finalizó el 28 de septiembre de 2016, con la asignación del 83.8% de la energía, 87.3% de CEL y 80.1% de la Potencia que solicitó la CFE como Suministrador de Servicios Básicos.

En esta subasta se asignó 65% más energía, 72% más CEL respecto a la SLP-1/2015, y por primera vez se adquirió Potencia. El precio promedio de los contratos adjudicados en la SLP-1/2016 fue de 33.7 dólares por paquete (MWh + CEL), 30% menor al obtenido en la Primera Subasta de Largo Plazo y de los más bajos a nivel internacional.

Los proyectos ganadores de la SLP-1/2016 representan una inversión de 4 millones de dólares, asignados a 23 empresas de los siguientes países: Alemania, China, Corea, Estados Unidos de América,

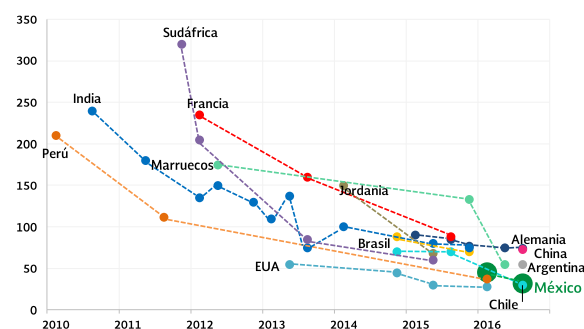
España, Francia, Italia, México, Países Bajos, Portugal y Reino Unido.

Los 12 estados seleccionados para la inversión en los proyectos ganadores de la SLP-1/2016 son: Tamaulipas, Aguascalientes, Sonora, San Luis Potosí, Oaxaca, Nuevo León, Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Puebla, Morelos y Baja California, mismos que adicionarán el equivalente a 4.0% de la capacidad instalada en el país en el 2016, es decir, 2,916 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de Energía Limpia¹¹ (ver Anexo, Mapa 1.4.9.). La energía comprometida representa el 2.8% la generación total anual del SEN.

La participación de las tecnologías en la SLP-1/2016 fue más diversificada, predominó, igual que en la primera subasta, las tecnologías solar fotovoltaica y eólica; sin embargo, en esta ocasión se seleccionaron también proyectos de generación geotérmica e hidroeléctrica en la oferta de energía y CEL, y ciclo combinado en la oferta de Potencia.

En resumen, en los próximos dos años, iniciarán operación 52 nuevas centrales de generación eléctrica a partir de fuentes de energía solar, eólica y geotérmica¹², mismas que adicionarán 5 mil MW de capacidad eléctrica en 15 estados del país y concretarán una inversión acumulada de 6.6 mil millones de dólares.

GRÁFICO 1.4.2. PRECIOS EN SUBASTAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (USD\$/MWh)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés).

¹¹ Se excluye la capacidad de las centrales que entregarán únicamente Potencia, así como las hidroeléctricas, ya que actualmente se encuentran en operación.

¹² Se excluye la capacidad de las centrales que entregarán únicamente Potencia, así como las hidroeléctricas, ya que actualmente se encuentran en operación.

Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

En el primer año de operación del mercado de energía de corto plazo, se han integrado de forma gradual 23 participantes: 19 Generadores, 1 Suministrador de Servicios Básicos y 3 Suministradores de Servicios Calificados.

Por otra parte, el 28 de febrero de 2017 el CENACE dio a conocer los resultados del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) para el año de producción 2016. Su propósito es establecer los precios que responden a las condiciones de escasez o exceso de capacidad de generación en el SEN, para fomentar la demanda de Potencia en el mediano y largo plazo. De esta forma, los resultados del MBP corresponden a los precios de Potencia y montos de liquidación para cada una de las tres Zonas de Potencia que conforman el SEN (ver Tabla 1.4.2.).

Con los resultados del MBP, se busca incentivar el desarrollo de nueva capacidad de generación para el SEN en la medida que esta se requiera para satisfacer la demanda de energía eléctrica, bajo condiciones de suficiencia y seguridad, conforme a la Política de Confiabilidad establecida por la SENER y a los criterios de confiabilidad emitidos por la CRE.

TABLA 1.4.2. RESULTADOS DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

Zona de Potencia	Precio de Potencia (\$ pesos/MW-año)	Monto total a liquidarse (\$ pesos)
Sistema Eléctrico Nacional (SIN)	1,207,324	47,537,724,820
Baja California (BC)	2,507,456	6,094,262,340
Baja California Sur (BCS)	1,240,146	683,549,687

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Compromisos de México con el Mundo

La Reforma Energética de México se ha calificado como una de las reformas más audaces e innovadoras a nivel mundial, su trascendencia empieza a materializarse a través de los resultados que se han reportado desde su inicio en 2013.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), la competencia es el ingrediente clave en el proceso de transformación del sistema energético inherente a la Reforma Energética, así los retos se centran en garantizar la

capacidad para transitar hacia un mercado competitivo, eficiente y transparente.

La IEA evalúa que la Reforma Energética de México impulsará la participación de fuentes de energía renovable en el sector eléctrico, incrementará la eficiencia energética y retardará el crecimiento de las emisiones de CO₂¹³.

Con base en estas premisas, México ratificó sus Compromisos INDC¹⁴ por reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y propiciar la transición del sector eléctrico, en el marco del Acuerdo de París sobre Cambio Climático, el pasado 21 de septiembre de 2016.

¹³ World Energy Outlook:
<http://www.worldenergyoutlook.org/mexico/>

¹⁴ Contribución Prevista y Determinada (INDC por sus siglas en inglés).

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1. Capacidad instalada

En 2016, la capacidad instalada del SEN fue de 73,510 MW, 71.2% corresponde a centrales eléctricas convencionales¹⁵ y 28.8% a centrales eléctricas con tecnologías limpias¹⁶. La capacidad instalada se incrementó 8.1% respecto a la capacidad registrada al cierre de 2015 (ver Gráficos 2.1.1. y 2.1.2., y Tabla 2.1.1).

La capacidad instalada de tecnologías limpias aumentó en 1,956 MW, entre 2015 y 2016, equivalente a 10.2% de incremento. El 71% de este crecimiento se debe a la instalación de nuevas centrales eólicas (930 MW) y de cogeneración eficiente (453 MW), cuyo crecimiento anual fue de 33.2% y 77.7%, respectivamente.

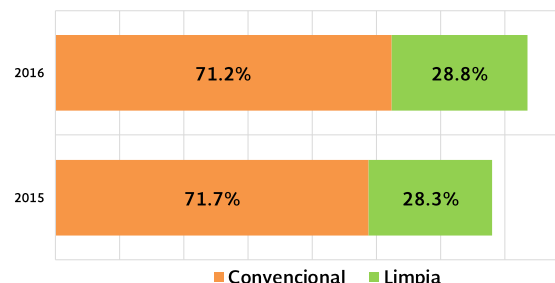
La capacidad instalada de tecnologías convencionales se incrementó en 3,530 MW, entre 2015 y 2016, equivalente a 7.2% de aumento. El 99% de este crecimiento se explica por la expansión de la capacidad de las centrales de ciclo combinado (3,232 MW) y combustión interna (267 MW), cuyo crecimiento anual fue de 13.4% y 22.5%, respectivamente.

Capacidad instalada por modalidad

En términos de las modalidades de generación vigentes, el 58.9% de la capacidad instalada corresponde a centrales eléctricas propiedad de CFE, 18.0% a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE) y el 23.1% restante a capacidad que los particulares aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos, generador¹⁷, centrales eléctricas para generación

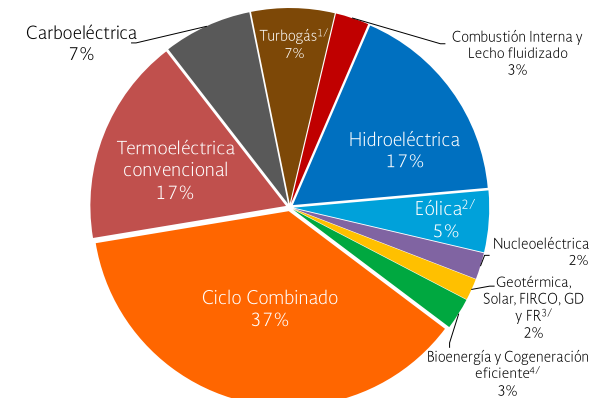
distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO¹⁸ (ver Tabla 2.1.2.).

GRÁFICO 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Datos revisados 2015. Información preliminar 2016.

GRÁFICO 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2016
(Porcentaje)



^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Incluye Generación Distribuida (GD) eólica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) Solar e Híbrida y Frenos Regenerativos (FR). ^{4/} Incluye Generación Distribuida (GD) de bioenergía. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

¹⁵ El término convencional se utiliza como sinónimo de las tecnologías térmicas convencionales.

¹⁶ De acuerdo con la definición de Energías Limpias contenida en la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (DOF 11/08/14).

¹⁷ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

¹⁸ El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) opera programas dirigidos para el desarrollo integral del sector rural, mediante la producción de energía eléctrica sustentable y la implementación de medidas de eficiencia energética en las unidades productivas.

TABLA 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA
(Megawatt)

Tecnología	2015 ^{1/}	2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Convencional	48,801	52,331	7.2
Ciclo combinado	24,043	27,274	13.4
Termoeléctrica convencional	12,711	12,594	-0.9
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0
Turbogás ^{4/}	4,904	5,052	3.0
Combustión Interna	1,186	1,453	22.5
Lecho fluidizado	580	580	0.0
Limpia	19,224	21,179	10.2
<i>Renovable</i>	<i>17,124</i>	<i>18,529</i>	<i>8.2</i>
Hidroeléctrica	12,489	12,589	0.8
Eólica	2,805	3,735	33.2
Geotérmica	884	909	2.8
Solar	56	145	157.4
Bioenergía ^{5/}	760	889	17.0
Generación Distribuida (GD)	118	248	110.6
GD Eólica	0	0	4.5
GD Solar	114	244	113.9
GD Bioenergía ^{5/}	4	4	9.5
GD Híbrida ^{6/}	0	0	0.0
FIRCO ^{7/}	13	14	8.9
<i>Otras</i>	<i>2,100</i>	<i>2,651</i>	<i>26.2</i>
Nucleoeléctrica	1,510	1,608	6.5
Cogeneración eficiente	583	1,036	77.7
Frenos regenerativos	7	6.61	0.0
Total^{8/}	68,025	73,510	8.1

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Incluye plantas móviles. ^{5/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{6/} Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. ^{7/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Capacidad instalada por región de control y entidad federativa

El 62.6% de la capacidad total instalada en México, se concentra en tres regiones de control (Oriental, Occidental y Noreste), 29.6% en cuatro regiones de control (Central, Noroeste, Norte y Peninsular) y el 7.4% restante en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. Adicionalmente, existen 262 MW de capacidad asociada a las unidades relacionadas a FIRCO y generación distribuida en diversas ubicaciones (ver Anexo, Tabla 2.1.3.).

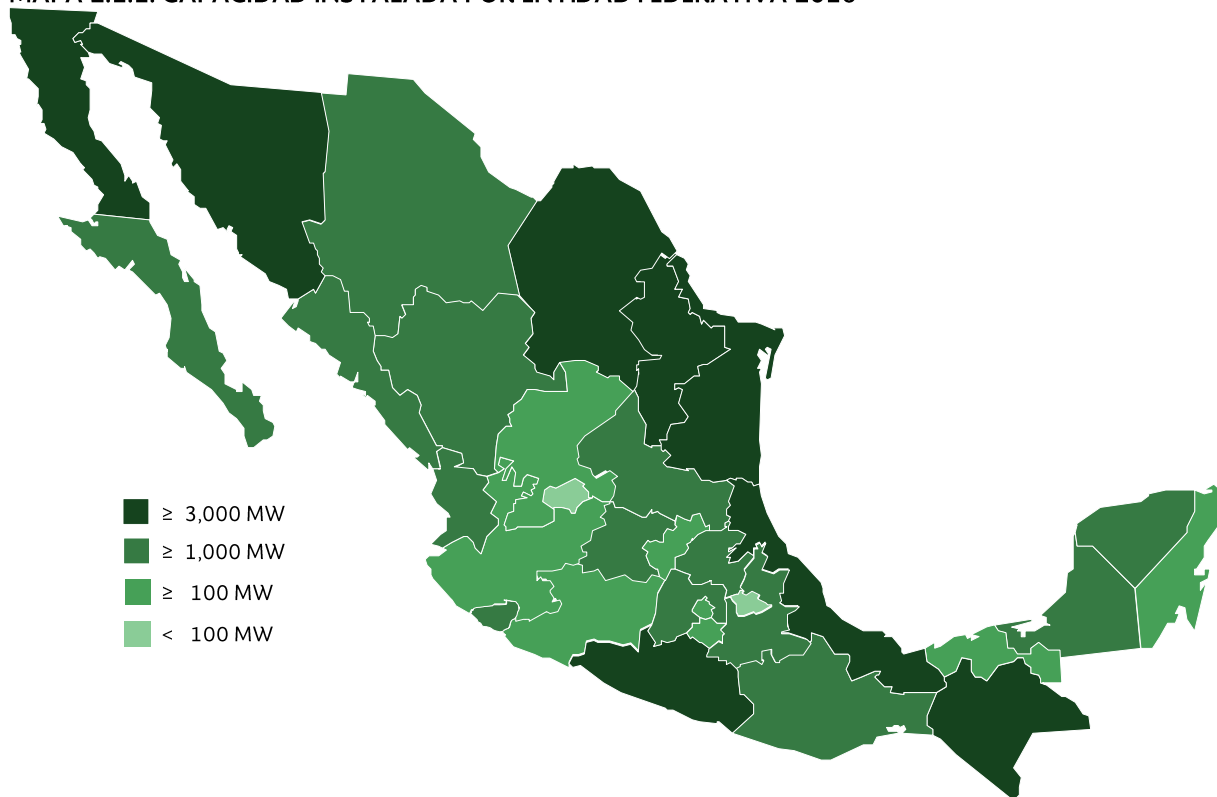
TABLA 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD 2016
(Megawatt)

Modalidad	Capacidad Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE^{1/}		
CFE	367	0.5
Producción Independiente	13,255	18.0
Autoabastecimiento	9,577	13.0
Pequeña Producción	106	0.1
Cogeneración	4,395	6.0
Exportación	1,549	2.1
Usos Propios Continuos	497	0.7
Modalidades conforme a la LIE^{2/}		
CFE - Generador	42,902	58.4
Generador	600	0.8
Otros		
FIRCO y GD ^{3/}	262	0.4
Total^{4/}	73,510	100.0

^{1/} Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. ^{2/} Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

El 38.7% del total de la capacidad instalada se ubica en cinco entidades federativas: Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Guerrero y Nuevo León. En contraste, las cinco entidades con menor participación son: Aguascalientes, Tlaxcala, Zacatecas, Quintana Roo y la Ciudad de México en las cuales se localiza solo el 1.3% de la capacidad total (ver Mapa 2.1.1.).

MAPA 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

2.2. Generación de energía eléctrica

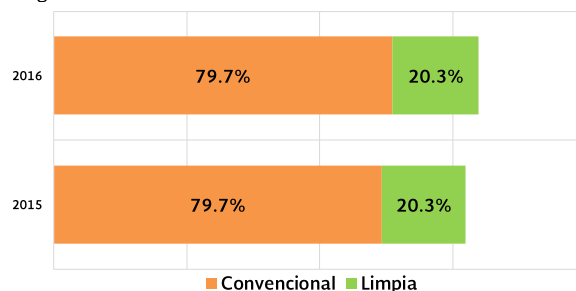
En 2016, se generaron 319,364 GWh de energía eléctrica, 3.2% más que en 2015 (9,811 GWh). El 79.7% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales (254,496 GWh) y el 20.3% restante de tecnologías limpias (64,868 GWh) (ver Gráfico 2.2.1.). El 50% de la generación proviene ciclos combinados (160,378 GWh), el 13% de térmicas convencionales (40,343 GWh), el 11% de carboeléctricas (34,208 GWh) y el 10% de hidroeléctricas (30,909 GWh).

La generación a partir de fuentes limpias registró un aumento de 1,916 GWh (3.0% más que en 2015). El 80% de la generación limpia proviene de centrales hidroeléctricas (48%), nucleoeeléctricas (16%) y eólicas (16%).

La generación eléctrica proveniente de las tecnologías convencionales se incrementó en 7,895 GWh (3.2% más que en 2015). El 79% de la generación convencional proviene de centrales de ciclo

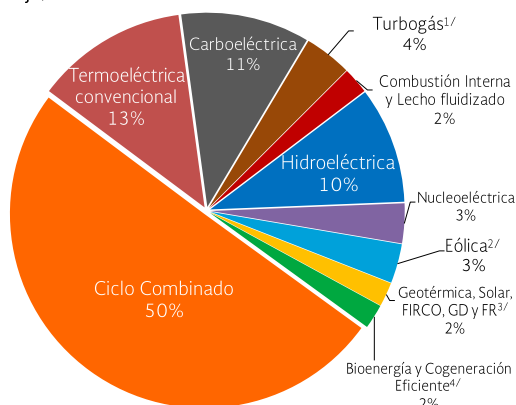
combinado (63%) y termoeléctricas convencionales (16%) (ver Gráficos 2.2.1. y 2.2.2., y Tabla 2.2.1.).

GRÁFICO 2.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Información preliminar 2016.

GRÁFICO 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2016
(Porcentaje)



^{1/}Incluye plantas móviles. ^{2/}Incluye Generación Distribuida (GD) eólica. ^{3/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) Solar e Híbrida y Frenos Regenerativos (FR). ^{4/}Incluye Generación Distribuida (GD) de bioenergía. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Gigawatt-hora)

Tecnología	2015 ^{1/}	2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Convencional	246,601	254,496	3.2
Ciclo combinado	155,185	160,378	3.3
Termoelectrica convencional	39,232	40,343	2.8
Carboelectrica	33,599	34,208	1.8
Turbogás ^{4/}	11,648	12,600	8.2
Combustión Interna	2,651	3,140	18.5
Lecho fluidizado	4,286	3,826	-10.7
Limpia	62,952	64,868	3.0
Renovable	47,576	49,244	3.5
Hidroelectrica	30,892	30,909	0.1
Eolica	8,745	10,463	19.6
Geotermica	6,331	6,148	-2.9
Solar	78	160	104.6
Bioenergia ^{5/}	1,369	1,471	7.5
Generación Distribuida (GD)	128	56	-55.8
GD Eolica	0	0	-92.2
GD Solar	112	55	-51.1
GD Bioenergia ^{5/}	16	2	-89.5
GD Híbrida ^{6/}	0	0	-96.4
FIRCO ^{7/}	33	36.12	8.3
Otras	15,376	15,624	1.6
Nucleoelectrica	11,577	10,567.2	-8.7
Cogeneración eficiente	3,795	5,053	33.1
Frenos regenerativos	4	4	0.0
Total ^{8/}	309,553	319,364	3.2

^{1/}Datos revisados. ^{2/}Información preliminar. ^{3/}Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/}Incluye plantas móviles. ^{5/}Incluye biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{6/}Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. ^{7/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/}Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la SPTE.

Generación de energía eléctrica por modalidad

Las centrales eléctricas de CFE generaron el 54.7% de la energía eléctrica en 2016, los PIE^s¹⁹ aportaron el 27.8%, y el 17.5% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador²⁰, así como por generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO (ver Tabla 2.2.2.).

TABLA 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MODALIDAD 2016
(Gigawatt-hora)

Modalidad	Generación Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE^{1/}		
CFE	490	0.2
Producción Independiente	88,675	27.8
Autoabastecimiento	29,650	9.3
Pequeña Producción	115	0.0
Cogeneración	17,489	5.5
Exportación	6,312	2.0
Usos Propios Continuos	1,049	0.3
Modalidades conforme a la LIE^{2/}		
CFE - Generador	174,228	54.6
Generador	1,262	0.4
Otros		
FIRCO y GD ^{3/}	93	0.0
Total ^{4/}	319,364	100.0

^{1/} Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. ^{2/} Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Generación de energía eléctrica por región de control y entidad federativa

En el 2016, el 62.3% de la generación eléctrica se concentró en tres regiones de control (Noreste, Oriental y Central), el 30.7% se registró en cuatro regiones de control (Norte, Occidental, Noroeste y Peninsular) y el 7.0% restante se produjo en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Los cinco estados con mayor producción de energía eléctrica fueron: Tamaulipas, Veracruz, Coahuila,

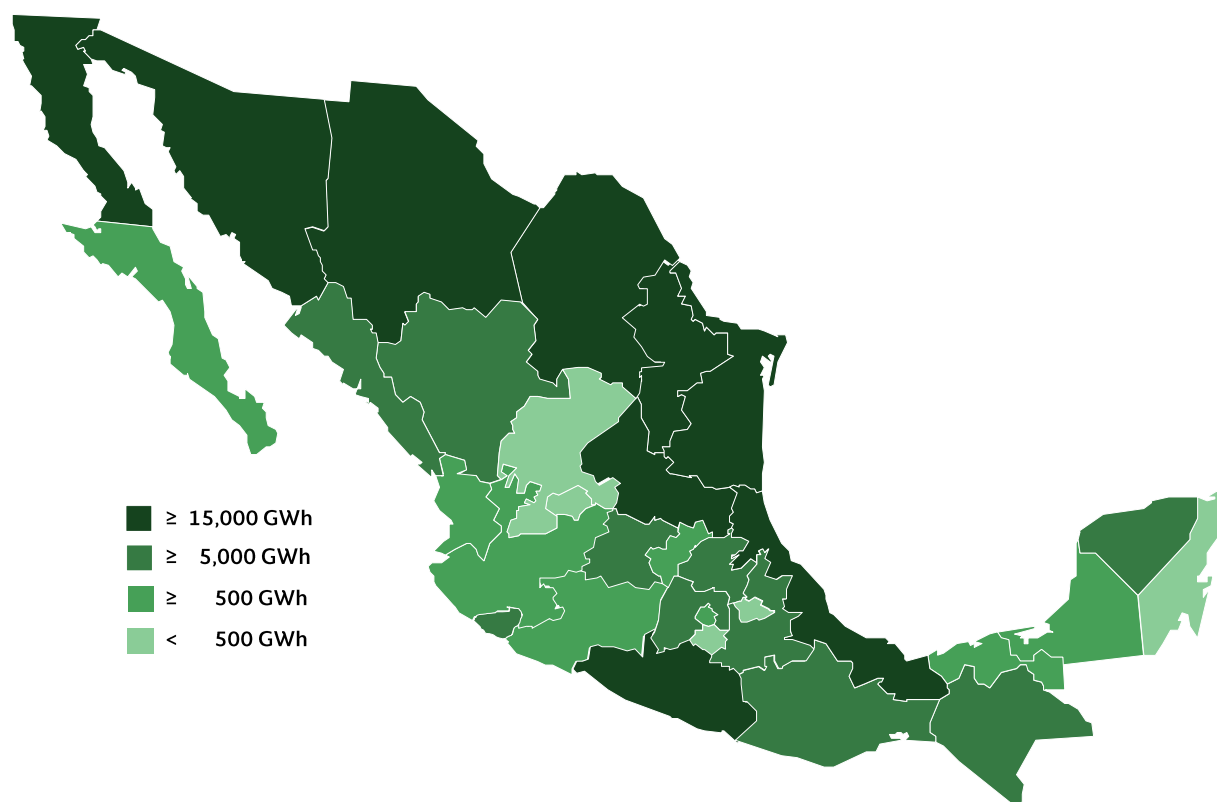
¹⁹ La generación de energía eléctrica de los PIE se destina para la venta a la CFE, por lo que excluye usos propios.

²⁰ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

Guerrero y Baja California, que en conjunto aportaron el 43.1% de la generación eléctrica en el país. En contraste, los estados de: Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las entidades con menor generación de electricidad, con una aportación del 0.3% del total de generación del SEN (ver Mapa 2.2.1.; Anexo, Tabla 2.2.3.).

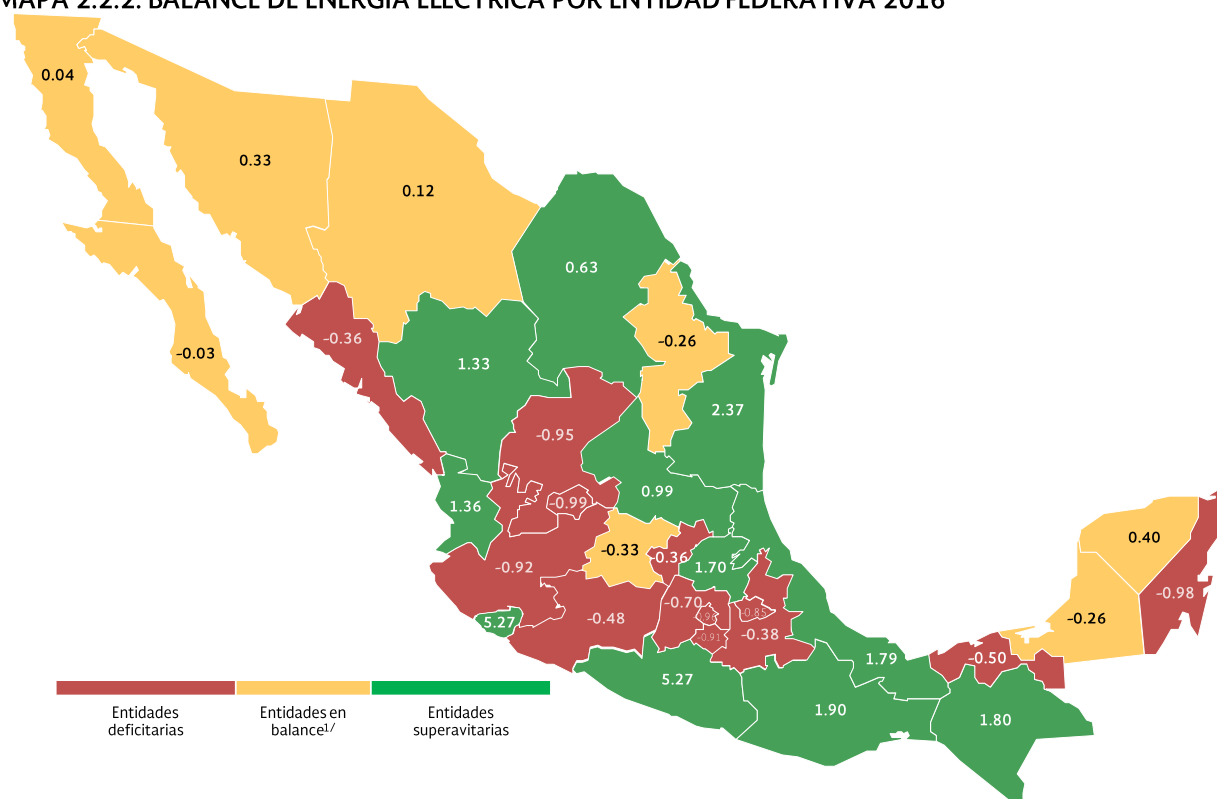
El balance de energía por entidad federativa en 2016, que considera la generación y las ventas de electricidad, muestra que las regiones con los mayores excedentes de energía son: Guerrero y Colima. Las entidades que proporcionalmente presentan mayor déficit energético son: Aguascalientes y Quintana Roo (ver Mapa 2.2.2.).

MAPA 2.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016



Nota: Se determinó un Factor de Balance (FB) para cada entidad federativa, equivalente al valor del cociente, en el cual el numerador es la diferencia entre la generación de electricidad menos las ventas de energía eléctrica, y el denominador son las ventas de energía eléctrica. 1/ 25% de las entidades con menor FB (si es superavitaria) y mayor FB (si es deficitaria). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE.

2.3. Tecnologías de generación de energía eléctrica en México²¹

Tecnologías Convencionales

El grupo de tecnologías convencionales se integra por las unidades y centrales que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario y no cuentan con un equipo de captura y confinamiento de CO₂. Estas centrales suelen satisfacer la demanda base, como es el caso de los ciclos combinados, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de turbogás.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

²¹ Los datos reportados en esta sección corresponden al cierre de 2016.

(INECC), las tecnologías convencionales para la generación eléctrica contribuyen con el 19% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero a nivel nacional (es la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente, después de las fuentes móviles²²), con un volumen anual equivalente a 127 mil millones de toneladas de CO₂.

Este grupo incluye las tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica convencional y turbogás, así como todas aquellas que no se encuentran dentro de la clasificación a la que se refiere la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (ver Anexo, Tabla 2.3.1.).

²² De acuerdo con el INECC, las fuentes móviles son los aviones, helicópteros, ferrocarriles, tranvías, tractocamiones, autobuses, camiones, automóviles, motocicletas, embarcaciones, equipo y maquinarias no fijas con motores de combustión y similares, que por su operación generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera.

Ciclo Combinado

En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 71 centrales eléctricas con una capacidad instalada total de 27,274 MW equivalente al 37% de la capacidad instalada nacional. La energía eléctrica generada en 2016 alcanzó los 160,378 GWh, que representa el 50% de la generación eléctrica del país en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.1. y Tabla 2.3.2.).

En los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua, se concentra el 58.5% de la capacidad instalada y el 58.2% de la generación eléctrica con esta tecnología. Lo anterior corresponde con distribución de la demanda nacional de gas natural donde las regiones Noreste, Noroeste y Sur-Sureste representaron el 72.6% durante 2015²³. Casi el 50% de la demanda total de gas natural corresponde al sector eléctrico²⁴.

La reducción de la producción de gas por parte de Pemex y la caída de los precios del combustible en Estados Unidos de América²⁵, han resultado en el incremento sostenido de las importaciones de gas natural, que han registrado una tasa media de crecimiento anual de 24% en el periodo de 2015 respecto a 2014.

A nivel global, una quinta parte de la generación de electricidad depende del gas natural. Estados Unidos de América es el mayor productor de electricidad a partir de dicho combustible, seguido por Rusia y Japón. México se ubica dentro de los primeros diez

países con la mayor generación de electricidad a partir de gas natural²⁶.

El proceso de generación en centrales de ciclo combinado es similar al de centrales con turbinas de gas, con la diferencia de que los gases de escape de la turbina son aprovechados en una caldera de recuperación para generar vapor e impulsar una turbina en un proceso similar al de las centrales térmicas convencionales.

La generación de electricidad a partir de ciclo combinado se caracteriza por operar de forma continua al contar con el suministro adecuado de combustible y agua. Este tipo de central presenta una eficiencia superior a otras tecnologías convencionales (es 1.4 veces mayor que la eficiencia de una termoeléctrica convencional), y emite en promedio 417 kilogramos de CO₂ por MWh, valor menor a la media del sector eléctrico²⁷.

Termoeléctrica Convencional

En México existen 60 centrales termoeléctricas convencionales cuya capacidad instalada total es de 12,594 MW, equivalente al 17% del total nacional y generaron 40,343 GWh que representa el 13% del total de la electricidad generada en 2016.

El 66.5% de la capacidad instalada y el 72% de la energía eléctrica generada en centrales termoeléctricas convencionales, se concentra en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa (ver Anexo, Mapa 2.3.2. y Tabla 2.3.3.).

En el mundo, 5% de la electricidad se produce mediante petróleo y sus derivados. Japón y Arabia Saudita encabezan el listado de los principales países que generan electricidad con dichos combustibles. México se mantiene entre los diez primeros productores de electricidad con crudo y sus derivados²⁸.

El principio de generación de electricidad en una central térmica convencional es la transformación del agua en vapor, el cual se expande en una turbina que,

²³ Las regiones Noreste, Noroeste y Sur-Sureste presentaron una demanda de gas natural de 2,464.2, 606.2 y 2,379.7 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), respectivamente, en 2015 (Prospectiva de Gas Natural 2016-2030).

²⁴ Al cierre de 2015, el sector eléctrico público y privado participaron con el 43%, es decir, 3,229 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente, (mmpcdgne) y 7.6%, igual a 569 mmpcdgne, respectivamente, de la demanda de gas en México (Prospectiva de Gas Natural 2016-2030).

²⁵ Aproximadamente el 70% de las importaciones de gas natural proviene de Estados Unidos de América. En 2015 la producción nacional del combustible disminuyó en 2% y el precio promedio del gas natural se redujo un 39.1% en relación con 2014 (2.6 dólares por millón de BTU) debido al incremento de inventarios por parte de Estados Unidos de América (Prospectiva de Gas Natural 2016-2030).

²⁶ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

²⁷ El 26 de junio de 2016, la SEMARNAT presentó el factor de emisión para el cálculo de emisiones indirectas por el sector eléctrico para el periodo 2015, el cual se fijó en 458 kilogramos de CO₂ por MWh.

²⁸ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

al darse la condición de presión y temperatura idónea, provoca un movimiento mecánico para impulsar el generador y producir así la electricidad. Posteriormente, el vapor abandona la turbina y se transforma en agua por medio de un condensador, para que esta se almacene nuevamente y comience el ciclo de transformación.

Las centrales termoeléctricas convencionales pueden utilizar gran variedad de combustibles, entre ellos: carbón, gas natural, y derivados del petróleo como el diésel y el combustóleo, que se caracterizan por su alto nivel de emisiones contaminantes.

En México, como en otros países, se ha optado por sustituir esta tecnología por otras de mayor eficiencia y con menor impacto ambiental, ya que una termoeléctrica convencional es 73% menos eficiente que un ciclo combinado, y emite en promedio 680 kilogramos de CO₂ por cada MWh de energía eléctrica producido.

Carboeléctrica

México cuenta con 3 centrales carboeléctricas cuya capacidad conjunta es de 5,378 MW equivalentes al 7% de toda la capacidad instalada. En 2016 estas centrales contribuyeron con 34,208 GWh de energía eléctrica, que representa el 11% de la generación de electricidad en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.3. y Tabla 2.3.4.A.).

Las centrales carboeléctricas se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero. El estado de Coahuila es el mayor productor a nivel nacional de carbón mineral²⁹, el cual es utilizado en las centrales de Río Escondido y Carbón II. La central dual Petacalco en el estado de Guerrero, utiliza como combustible primario carbón importado y puede utilizar también combustóleo³⁰.

A nivel mundial el carbón representa la fuente principal de energía para la generación de electricidad.

²⁹ México participa con el 0.1% de la reserva mundial de carbón, equivalente a 1,211 millones de toneladas, poco más del 90% se localiza en el estado de Coahuila (BP Statistical Review of World Energy, y Servicio Geológico Mexicano (SGM)).

³⁰ En 2016 se importaron 8,375 toneladas de carbón, principalmente de tres países: 41% proveniente de Australia, 33% de los Estados Unidos de América y 23% de Colombia (SIAVI: Sistema de Información Arancelaria Vía Internet; fracciones arancelarias: 27011101, 27011201, 27011999, 27012001, 27021001, 27022001, 27030001, 27030099, 27040002, 27060001, 38021001, 38029001 y 68151002).

Los países con mayor generación eléctrica a partir de esta fuente energética son China y Estados Unidos de América³¹.

La concepción básica de una central carboeléctrica es análoga a una central termoeléctrica. El cambio principal radica en el generador de vapor, el cual es más complejo, de mayores dimensiones y con superficies más grandes para la transferencia de calor. Además, requiere de un tratamiento especial del combustible, el cual consiste en la pulverización y secado del carbón, así como de sistemas anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración.

Si bien, una carboeléctrica es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario para la generación de electricidad origina importantes emisiones contaminantes (en promedio emite 819 kilogramos de CO₂ por MWh) y afecta a los equipos y materiales de la central generadora. No obstante, existen sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ que pueden ser integrados a dichas centrales, con la finalidad de mitigar el nivel de emisiones al medio ambiente.

Lecho Fluidizado

En México existen solo 2 centrales de lecho fluidizado que suman una capacidad de 580 MW, a partir de las cuales se generaron 3,826 GWh de electricidad en 2016, equivalente a 1.2% del total nacional (ver Anexo, Mapa 2.3.3. y Tabla 2.3.4.B.).

La tecnología de lecho fluidizado permite el uso de diversos combustibles sólidos, solos o combinados, para generar electricidad, como es el caso del carbón, biomasa, lodos, residuos municipales, residuos agrícolas, o coque de petróleo; un combustible sólido y poroso aproximadamente con 92% de carbono y 8% de ceniza que se obtiene como residuo en la refinación del petróleo.

El lecho fluidizado es igual de eficiente que una carboeléctrica y contribuye a reducir las emisiones de contaminantes por la limpieza del gas antes de la combustión. Además, representa menores costos de operación y mantenimiento y evita costos adicionales de ingeniería al ser unidades de menor tamaño.

³¹ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

Turbogás

En el país operan 128 centrales de turbogás que representan el 7% de la capacidad total y 4% de la generación eléctrica en 2016³².

Los estados de Campeche, Baja California, México, Guanajuato y Baja California Sur aportaron el 60% de la generación de energía eléctrica y concentraron el 52% de la capacidad en operación de centrales con turbina de gas en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.4. y Tabla 2.3.5.).

Las turbinas de gas se componen de un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión. El proceso de generación de electricidad inicia cuando el aire entra al compresor; después de la compresión, el aire entra a la cámara de combustión, donde una parte proporciona el oxígeno necesario para realizar la combustión, mientras la parte restante se utiliza para enfriar los gases y lograr la expansión en la turbina, provocando el movimiento mecánico que será transmitido al generador obteniendo así energía eléctrica. Los gases de escape son generalmente liberados a la atmósfera.

Las plantas de turbinas de gas son utilizadas principalmente para atender la demanda punta debido a su capacidad de arranque rápido; utilizan como principales fuentes de energía primaria el gas natural y el diésel, son menos eficientes que el resto de las tecnologías convencionales (ofrecen una eficiencia media de 35%), y en promedio emiten 566 kilogramos de CO₂ por MWh con gas, o más de 1,000 kilogramos de CO₂ por MWh con diésel.

Combustión Interna

En 2016 operaron 253 centrales de combustión interna y plantas móviles, equivalentes al 2.0% de la capacidad total y contribuyeron con alrededor del 1% de la generación eléctrica en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.5. y Tabla 2.3.6.).

La producción de electricidad mediante combustión interna se caracteriza por tener los costos más altos respecto al resto de las tecnologías convencionales (alcanzan hasta 8 dólares por MWh), es así que solo se utiliza en demanda punta, o bien, en lugares donde no se cuenta con disponibilidad de combustibles para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur. A nivel nacional, esta entidad concentró la mayor capacidad disponible de plantas

de combustión interna (28.8%) cuya generación representó el 62.7% del total de electricidad producida a través de esta tecnología en 2016 y el 67% de la generación del estado.

El proceso de generación por combustión interna es equivalente al de una central termoeléctrica convencional; sin embargo, la combustión se realiza dentro de un motor que comprime el aire y aumenta su temperatura, y al entrar en contacto con el combustible (diésel) provoca el proceso de combustión. Los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, biogás, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y combustóleo.

Las plantas de combustión interna también se utilizan como reserva de capacidad o unidades de emergencia en diversas instalaciones, como hospitales o industrias. De igual forma, presentan la ventaja de no requerir cantidades importantes de agua para la operación, aunque sus emisiones en promedio son 692 kilogramos de CO₂ por MWh, las cuales superan la media de emisiones del sector.

Tecnologías Limpias

Las tecnologías consideradas limpias corresponden a centrales cuya fuente de energía y procesos de generación de electricidad producen emisiones o residuos, en cantidades menores que los umbrales establecidos en las diversas disposiciones aplicables³³.

Para que una fuente de energía o proceso de generación eléctrica pueda ser considerado como Energía Limpia, sus emisiones de CO₂ deberán ser menores a los 100 kilogramos por cada MWh generado, en tanto no se expidan las disposiciones que determinen los umbrales máximos de emisiones o residuos aplicables a Energías Limpias³⁴.

México cuenta con un portafolio amplio de Energías Limpias, gracias a sus condiciones geográficas y climáticas, ya que puede disponer del viento, la radiación solar, los océanos, los mares, los ríos, los yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos (biomasa y biogás), el metano y otros gases asociados a residuos sólidos u orgánicos, la energía nuclear y la energía generada por las centrales de cogeneración eficiente.

³³ A artículo Tercero fracción XXII de la LIE.

³⁴ Artículo Décimo Sexto Transitorio de la Ley de Transición Energética.

³² Incluye plantas móviles.

Es importante destacar que, mientras más amplia sea la definición y el listado de tecnologías consideradas como limpias, menor será el costo de incorporar dichas tecnologías al sistema, esto permitirá renovar la competitividad del país, contar con una matriz de generación eléctrica diversificada y mantener un balance eficiente y seguro del sistema (ver Anexo, Tabla 2.3.1.).

Hidroeléctrica

En 2016, la generación hidroeléctrica representó el 10% de la generación total (30,909 GWh) y el 17% de la capacidad instalada del SEN (12,589 MW), con 84 centrales en operación (ver Anexo, Mapa 2.3.6.A. y Tabla 2.3.7.).

En México, las grandes centrales hidroeléctricas se localizan en las regiones hidrológicas administrativas IV Balsas, VIII Lerma Santiago y XI Frontera Sur (ver Anexo, Mapa 2.3.6.B.).

Los países que concentran la mayor capacidad instalada en centrales hidroeléctricas son China, Canadá, Brasil, Estados Unidos de América y Rusia, con la cual generan más del 50% de la energía hidroeléctrica mundial. México se ubica entre los primeros 20 países con la mayor generación hidroeléctrica en el mundo³⁵.

En una central hidroeléctrica, se aprovecha la energía potencial del agua para convertirla en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Este proceso consiste en hacer pasar un flujo de agua por una turbina hidráulica acoplada a un generador eléctrico.

Las centrales hidroeléctricas varían en diseño, capacidad y tamaño, según las condiciones topográficas y geológicas de los lugares donde está disponible el recurso hídrico; tienen bajos costos de operación, pero sus costos de inversión son mayores debido a la magnitud de la construcción de las plantas, generalmente se encuentran lejos de los centros de carga por lo que requieren extensas líneas de transmisión. Las centrales hidroeléctricas se clasifican en dos grupos:

- a. *Grandes centrales hidroeléctricas*: aquellas en las que se regula de forma anual o

multianual la capacidad hidráulica almacenada, con la finalidad de maximizar la generación, y permitir el desarrollo de las actividades de otros sectores, como el agrícola. Las centrales con regulación son las siguientes: Angostura, Chicoasén, Malpaso, Peñitas, Caracol, Infiernillo, Villita, Temascal, El Cajón, Aguamilpa, Zimapán y La Yesca, que representan el 79.6% de la capacidad hidroeléctrica del país.

- b. *Centrales hidroeléctricas menores*: aquellas en las que no se regula o se regula de forma horaria, diaria o semanal los caudales turbinados, por lo que su producción de energía eléctrica suele ser en periodos cortos de tiempo a fin de minimizar la posibilidad de derrames.

Nucleoeléctrica

México cuenta con una sola central nucleoeléctrica ubicada en el estado de Veracruz, con una capacidad actual de 1,608 MW, cuya generación representó el 3% del total nacional (10,567 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.3.7. y Tabla 2.3.8.).

A nivel mundial, la energía nuclear participa con el 11% de la energía eléctrica generada mediante los 449 reactores nucleares en operación, Estados Unidos de América y Francia son los países con el mayor número de centrales instaladas (99 y 58 plantas respectivamente)³⁶.

Una central nuclear sigue el mismo principio de generación de energía eléctrica que una central de tecnología convencional, con la diferencia de que no requiere de un proceso de combustión. El vapor necesario para poner en marcha la turbina y esta a su vez el generador se obtiene mediante el proceso de fisión del uranio.

La fisión se produce al chocar un neutrón contra un núcleo de uranio o plutonio dentro de un reactor. La división de estos núcleos genera energía, partículas subatómicas y más neutrones que al chocar con otros núcleos de uranio o plutonio provocan una reacción en cadena. La energía generada se aprovecha mediante un refrigerante, el cual puede ser agua o sodio líquido. Este fluido absorbe el calor

³⁵ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). IEA Electricity Information 2016 with 2015 data. Statistics (http://www.iea.org/bookshop/727-Electricity_Information_2016).

³⁶ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). Power Reactor Information System, IAEA (<https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx>).

dentro del reactor y permite generar vapor de agua mediante un sistema secundario.

La fisión nuclear es una tecnología que ha estado en uso desde hace más de 50 años. Los últimos diseños ofrecen mayor seguridad y rendimiento.

Las nucleoelectricas tienen una vida media útil de 60 años, tiempo que supera al resto de las tecnologías. Este tipo de centrales representan una fuente segura y competitiva para el suministro de energía eléctrica, ya que generan electricidad de forma continua para satisfacer la demanda base.

La energía nuclear es una fuente limpia, ya que no requiere de combustión para su funcionamiento, no está sujeta a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y en su proceso de generación no libera emisiones contaminantes³⁷.

Eólica

En México se ubican 41 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 3,735 MW que representa el 5% de la capacidad total instalada. Los parques eólicos del país aportaron un 3% de la generación total nacional (10,463 GWh).

La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 62.8% de la capacidad instalada y el 76.7% de la generación anual mediante esta tecnología (ver Anexo, Mapa 2.3.8. y Tabla 2.3.9.).

Los países con la mayor capacidad instalada en parques eólicos son China, Estados Unidos de América, Alemania, España e India, con la cual generan más del 70% de la energía eólica mundial. México se ubica dentro de los primeros 20 países con la mayor generación de electricidad por medio del viento³⁸.

Las centrales eólicas aprovechan la energía cinética del viento para producir electricidad mediante turbinas eólicas (aerogeneradores). Un aerogenerador o turbina eólica es un dispositivo que

convierte la energía cinética del viento en energía mecánica que impulsa un generador para producir electricidad.

Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3 a 4 metros por segundo (m/s), y alcanzan su producción máxima con velocidades de 13 a 14 m/s.

El factor de planta para este tipo de centrales oscila entre 20% y 43%. Debido a que su capacidad es función de la velocidad del viento, no es posible que funcionen por largos periodos a su capacidad máxima.

La tecnología eólica tiene un despliegue importante debido a su rápido desarrollo tecnológico y disminución de costos, lo que la convierte en la energía renovable de mayor crecimiento y demanda mundial³⁹. En 2016, la energía eólica presentó un incremento de 12.3% en la capacidad instalada en el mundo, respecto a la existente en el año anterior⁴⁰.

La capacidad de los aerogeneradores ha aumentado gracias a los avances tecnológicos, llegando a aproximarse a los 10 MW por unidad para aplicaciones offshore o marinas.

En México se estima un potencial máximo eólico de 50,000 MW, el mayor volumen del recurso aprovechable se ubica en las regiones Oriental (Oaxaca), Peninsular, Baja California, Noroeste (Sonora) y Noreste (Tamaulipas) en las cuales, la velocidad del viento alcanza hasta los 12 m/s durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre.

³⁷ La energía nuclear emite en promedio 65 kilogramos de CO₂ por MWh, considerando emisiones indirectas por construcción, fabricación de equipos, transporte de combustible, entre otros.

³⁸ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). IEA Wind. 2015 Annual Report (https://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2015/2015%20IEA%20Wind%20AR_small.pdf).

³⁹ La energía eólica jugó un papel importante en el suministro de energía en un mayor número de países; durante el 2015 el viento generó el 42% de la electricidad en Dinamarca, más del 60% en cuatro estados de Alemania y 15.5% en Uruguay (REN21 2016: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_KeyFindings_en_10.pdf).

⁴⁰ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

Geotérmica

México cuenta con 8 centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.2% de la capacidad total (909 MW) y el 1.9% de la generación de electricidad del país (6,148 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.3.9.A. y Tabla 2.3.10.).

La geotermia actualmente se aprovecha en los campos geotérmicos ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Michoacán y Puebla, los dos últimos se localizan en el Eje Volcánico Transversal, zona volcánica en la cual se concentra el recurso geotérmico del país para su aprovechamiento en la generación eléctrica.

Con la entrada en vigor de la nueva Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, la industria se ha visto renovada por el interés en el desarrollo y aprovechamiento de los recursos geotérmicos del país, a través de la exploración y explotación de los yacimientos geotérmicos.

Durante 2015 se otorgaron 6 concesiones para la explotación de zonas geotérmicas⁴¹ y 15 permisos de exploración de recursos geotérmicos⁴², ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit y Puebla. En 2016 se otorgaron 5 permisos de exploración de recursos geotérmicos⁴³ (ver Anexo, Mapa 2.3.9.B.)

México se ubica dentro de los primeros cinco países con mayor capacidad instalada en unidades geotermoeléctricas, junto con Estados Unidos de América, Filipinas, Indonesia y Nueva Zelanda⁴⁴.

Las centrales geotérmicas operan con el mismo principio que las centrales convencionales, con la diferencia de que éstas obtienen el vapor del subsuelo. El vapor geotérmico se envía a un separador de humedad para transformar la energía

cinética en mecánica, cuyo movimiento se transmite al generador para producir electricidad.

La geotermia es una energía renovable que normalmente proporciona la generación de carga base, ya que su operación no se ve afectada por variaciones climatológicas o estacionales a diferencia de otras tecnologías renovables intermitentes.

Solar

El país cuenta con 17 centrales fotovoltaicas en operación, mismas que representan menos del 1% de la capacidad total (145 MW) y el 0.05% de la generación eléctrica en 2016 (160 GWh).

El 93% de la capacidad instalada nacional se ubica en 4 estados: Baja California Sur, Durango, Chihuahua y el Estado de México (ver Anexo, Mapa 2.3.10. y Tabla 2.3.11.).

En el mundo, el 73% de la capacidad instalada⁴⁵ y el 67% de la generación eléctrica en plantas fotovoltaicas⁴⁶ se concentran en Alemania, China, Japón, Italia y Estados Unidos de América.

El panorama mundial muestra un crecimiento acelerado en el uso de la energía solar fotovoltaica, ya que más del 66% de total de la capacidad de esta tecnología en el mundo se instaló en los últimos cuatro años⁴⁷.

La tecnología de una planta solar consiste en la conversión de la luz solar en electricidad por medio de un dispositivo semiconductor (celdas fotovoltaicas) o bien, mediante concentradores solares que elevan la temperatura de un fluido que pasa a una turbina conectada a un generador para producir electricidad.

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que no requiere el uso de combustibles, por lo que puede ser utilizada cerca de los centros de consumo reduciendo la congestión del sistema eléctrico. Su dependencia del recurso solar provoca intermitencia en la generación, no obstante, la disponibilidad del recurso es altamente predecible respecto a otras fuentes

⁴¹ Cerro Prieto en Baja California, Los Azufres en Michoacán, Los Humeros en Puebla, Tres Vírgenes en Baja California Sur, y Cerritos Colorados en Jalisco, otorgadas a la CFE, y Domo de San Pedro en Nayarit otorgada a un particular.

⁴² 4 permisos en Jalisco, 4 permisos en Michoacán, 2 permisos en Nayarit, 2 permisos en Baja California, y un permiso en Guanajuato, Puebla y Chiapas.

⁴³ Un permiso en Nayarit, 2 permisos en Puebla, un permiso en Guanajuato y un permiso en Baja California.

⁴⁴ REN21 2016 (http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_KeyFindings_en_10.pdf).

⁴⁵ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

⁴⁶ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

⁴⁷ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

intermitentes, con auxilio de tecnologías de pronóstico existentes.

En los próximos años, se pronostica una mayor participación de esta tecnología en la matriz de generación en México, debido a la disminución de costos provocada por el desarrollo tecnológico, la apertura del mercado eléctrico, la comercialización de instrumentos que fomenten la inversión en Energías Limpias, así como la mayor competitividad en el mercado eléctrico.

En el país existen recursos disponibles en diversas zonas para explotar esta tecnología, como sucede en las regiones Noroeste y Baja California, en las cuales la radiación solar permite generar hasta 8.5 kWh por metro cuadrado en un día, durante los meses de abril a agosto. En promedio, México recibe 2,190 horas de irradiación por año, principalmente en los estados de Baja California, Coahuila, Chihuahua y Sonora⁴⁸.

Termosolar

En México se encuentra en construcción el primer proyecto termosolar en Agua Prieta, Sonora, mismo que entrará en operación durante el 2017 y tendrá una capacidad de 14 MW. El proyecto termosolar Agua Prieta II fue desarrollado con el apoyo del Banco Mundial y su uso permitirá incentivar la tecnología de generación de un sistema solar integrado de ciclo combinado (ISCCS, por sus siglas en inglés) en México, a fin de contribuir a la disminución de los gases de efecto invernadero⁴⁹.

Los países líderes en esta tecnología son Estados Unidos de América y España, con casi el 83% de la capacidad instalada en el mundo. Asimismo, países como China, Francia, Alemania, Israel, Italia, Corea del Sur y Turquía cuentan con plantas piloto en operación. Por otro lado, existen proyectos termosolares en desarrollo en países como Argelia, Marruecos, Chile y Australia. Durante el periodo 2007 – 2016, la capacidad instalada termosolar en el mundo se multiplicó en 12 veces, al pasar de 0.4 a 4.8 GW⁵⁰.

La tecnología termosolar permite generar electricidad mediante colectores solares de canal parabólicos, de plato o torre, colocados en filas paralelas de forma similar a los campos solares fotovoltaicos. Dichos colectores tienen la función de concentrar la radiación solar sobre un receptor lineal por el cual un fluido captura y transfiere la energía calorífica a un intercambiador de calor, donde se produce parte del vapor que impulsa la turbina para generar la electricidad.

Bioenergía

México cuenta con 75 plantas generadoras, que representan el 1.2% de la capacidad total instalada (889 MW) del país y emplearon algún tipo de biocombustible para producir 1,471 GWh durante el 2016.

Los estados de Veracruz, Jalisco, y San Luis Potosí concentran el 64% de la capacidad total de esta tecnología debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos (ver Anexo, Mapa 2.3.11. y Tabla 2.3.12.).

La generación de electricidad por biomasa y residuos representa el 2% del total de electricidad en el mundo. Estados Unidos de América, Brasil y Alemania concentran alrededor del 40% de la electricidad generada por esta tecnología⁵¹.

La bioenergía es la energía derivada de la conversión de biomasa, la cual puede ser utilizada directamente como combustible o transformada en líquidos y gases (biogás) que a su vez se utilizan en la generación de electricidad, a través de un proceso convencional.

La biomasa es un compuesto orgánico cuya materia deriva de las actividades agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos de la pesca, residencial, comercial, industrial, de microorganismos y de enzimas⁵².

⁴⁸ Inventario Nacional de Energías Renovables, SENER.

⁴⁹ Planta Híbrida de Energía Solar/Térmica, Banco Mundial:

<http://www.bancomundial.org/projects/P066426/hybrid-solar-thermal-power-plant?lang=es&tab=overview>

⁵⁰ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

⁵¹ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

⁵² De conformidad con la fracción II, artículo 2, de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

Cogeneración Eficiente

Las 22 centrales en operación acreditadas por la CRE como cogeneración eficiente representaron el 1.4% de la capacidad instalada (1,036 MW) y generaron el 1.6% de la electricidad en 2016 (5,053 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.3.12. y Tabla 2.3.13.).

La mayor capacidad disponible se ubica en Veracruz y Tabasco, con 758 MW (73% del total de la tecnología) y representan el 73.3% de la generación de electricidad mediante esta tecnología certificada ante la CRE.

La cogeneración eficiente representa solo el 9% de la capacidad instalada a nivel mundial, el cual se ha mantenido en la última década; sin embargo, países como Dinamarca y Finlandia han logrado una participación de esta tecnología en la generación de electricidad, de alrededor del 60% y 40%, respectivamente⁵³.

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales y comerciales a partir de la misma fuente de combustible.

En la LTE se considera como cogeneración a la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambos; la producción directa o indirecta de energía eléctrica mediante la energía térmica no aprovechada en los procesos, o la generación directa o indirecta de energía eléctrica cuando se utilicen combustibles producidos en los procesos.

En este sentido, la cogeneración conlleva a ahorros de combustible y mayor eficiencia en la producción de energía, al reducir las pérdidas de transporte de la electricidad por el aprovechamiento simultáneo de la energía.

Cabe señalar que la cogeneración se considera como Energía Limpia siempre y cuando califique como cogeneración eficiente en términos de la regulación que al efecto expida la CRE⁵⁴.

La producción de electricidad mediante la cogeneración es predecible y garantizada, a diferencia de la eólica y la solar, además tiene la capacidad de cubrir la demanda pico.

Frenos Regenerativos

En México existe un permisionario de generación que utiliza la tecnología de frenos regenerativos para las instalaciones del Ferrocarril Suburbano ubicado en la Ciudad de México y el Estado de México.

La central eléctrica se integra por el conjunto de 10 trenes de composición doble, equipados con frenos regenerativos, los cuales le permiten reducir la velocidad y transforman parte de energía cinética en energía eléctrica al reconectar los motores eléctricos de tracción como generadores durante el proceso de frenado y que operan simultáneamente con una capacidad de generación de 0.6608 MW cada uno⁵⁵.

2.4. Modalidades de generación

Actualmente, las centrales eléctricas operan bajo las siguientes modalidades de generación:

- *Generador*: permiso otorgado al amparo de la LIE para generar electricidad en centrales eléctricas con una capacidad mayor a 0.5 MW, o bien, contrato de Participante del Mercado para representar en el MEM a estas centrales o, con autorización de la CRE, a centrales ubicadas en el extranjero⁵⁶.
- *Central Eléctrica Legada*: central eléctrica propiedad de CFE que no se incluye en un permiso para generar energía eléctrica, se encuentra en condiciones de operación, o su construcción y entrega se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión directa⁵⁷.
- *Central Externa Legada*: central eléctrica que se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de

⁵³ Linking Heat and Electricity Systems, OECD/IEA 2014

(<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/LinkingHeatandElectricitySystems.pdf>)

⁵⁴ De conformidad con el artículo Décimo Sexto Transitorio, fracción IV de la Ley de Transición

Energética, y con las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica, emitidas por la CRE.

⁵⁵ Resolución Núm. RES/365/2011 de la CRE.

⁵⁶ Artículo 3, fracción XXIV de la LIE.











⁵⁷ Artículo 3, fracción V, de la LIE.











producción independiente, o su construcción y operación se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión condicionada⁵⁸.

- *Autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos:* permisos y contratos otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE (ver Anexo, Tabla 2.4.1.)⁵⁹.

2.5. Cambios en la infraestructura de generación

Los principales cambios en la infraestructura de generación eléctrica durante 2016 fueron los siguientes:

CFE-Generación	
Enero	
	Santa Bárbara ^{1/} (MEX) 22.5 MW
	Tingambato ^{1/} (MEX) 42 MW
	Laguna Verde U1 (VER) 105 MW
	Laguna Verde U2 (VER) 7 MW
	Presidente Juárez ^{2/} U9, U10, U11 (BC) 30 MW
	Santa Rosalía U5 (BCS) 2.8 MW
	Centro ^{3/} (MOR) 656 MW
Septiembre	
	Guerrero Negro II (Vizcaíno) U4, U5 (BCS) 11.6 MW (5.82 MW cada unidad)
	Baja California Sur I U5 (BCS) 47.1 MW
Octubre	
	Agua Prieta II (SON) 410.5 MW

Noviembre	
	Poza Rica ^{1/} U4 (VER) 156.5 MW
	Poza Rica U1, U2, U3 (VER) 41.7 MW (13.9 MW cada unidad)
Diciembre	
	Yécora (SON) 1.8 MW
Generación	
Enero	
	Productora Yoreme (SON) 0.74 MW
	Don David Gold México (OAX) 6.56 MW
Abril	
	Laminados de Barro (COAH) 1.99 MW
	Refractarios Básicos (COAH) 4.91 MW
	Láminas Acanaladas Infinita (MEX) 3 MW
Junio	
	Granja Generadora de Energía Solar (DGO) 2 MW
	PEMEX-Central Centro de Proceso Litoral-A (TAB) 36.86 MW
Julio	
	B-Energy Industries (CHIH) 8 MW
Septiembre	
	Givaudan de México (QRO) 2.7 MW
	Ingenio San Francisco Ameca (JAL) 7.8 MW
Octubre	
	Compañía Cervecera de Coahuila (COAH) 22 MW

⁵⁸ Artículo 3, fracción VI, de la LIE.

⁵⁹ De conformidad con el artículo Segundo Transitorio de la LIE.

Diciembre









-   Caterpillar México (NL)
5.88 MW
-   Caterpillar Torreón (COAH)
5.88 MW
-   EVM Energía del Valle de México (MEX)
94.6 MW

Autoabastecimiento



Enero

-   Energía Azteca X (BC)
80 MW
-   Grimann, Planta Fase 2 (MEX)
0.8 MW
-   Eólica Dos Arbolitos (OAX)
70 MW
-   Oomapas Nogales (SON)
0.9 MW
-   Zagis (VER)
2.16 MW
-   Iusasol 1 (MEX)
18.3 MW





Febrero

-   Generadora Eléctrica San Rafael (NAY)
28.8 MW
-   Grupo Romamills (MEX)
2.8 MW
-   Vitraccoat Pinturas En Polvo (MEX)
1.25 MW
-   Techgen (NL)
1,025 MW



Abril

-   Nutricarsa (YUC)
1.06 MW

Mayo

-   Rafypak (MEX)
2.1 MW
-   Cinemex (17 unidades (MEX, CDMX)
9.5 MW

Junio

-   Honeywell Aerospace de México (CHIH)
3.5 MW
-   Compañía Eoloeléctrica de Ciudad Victoria (TAMS)
50 MW
-   Vientos del Altiplano (ZAC)
100 MW












Agosto

-   Iberdrola Energía Altamira (TAMS)
60 MW

Octubre


-   Iberdrola Energía Monterrey (Dulces Nombres II) (NL)
338 MW

Diciembre



-   LMF Frisa Comercial (MEX)
1.3 MW
-   Los Santos Solar I (CHIH)
20 MW
-   Eólica de Coahuila^{4/} (COAH)
200.6 MW
-   LMF Frisa Comercial (MEX)
0.9 MW
-   Tesoros Inmobiliarios (MEX)
1.3 MW
-   Energía Limpia de Palo Alto (JAL)
129 MW
-   Eólica Tres Mesas (Fase 1) (TAMS)
62.7 MW
-   Geotérmica para el Desarrollo (NAY)
25 MW

Cogeneración


Enero

-   Sistemas Energéticos Sisa (VER)
64 MW



Febrero

-   Braskem Idesa (VER)
175.6 MW

Abril

-  Clarum Energy (DGO) ↑ 2.56 MW
-  Industrias de Hule Galgo (HGO) ↑ 6.60 MW
-  Sistemas Energéticos Sisa, Planta II (VER) ↑ 64 MW
-  Ideal Saneamiento de Saltillo (COAH) ↑ 0.9 MW
-  Igsapak Cogeneración (HGO) ↑ 60 MW

Mayo

-  Iberdrola Cogeneración Ramos (COAH) ↑ 60.1 MW
-  Sánchez (CDMX) ↑ 1.88 MW




Junio

-  GAT Energía (VER) ↑ 45 MW
-  Tampico Renewable Energy (VER) ↑ 40 MW

Noviembre



-  Enerkin (YUC) ↑ 13.13 MW
-  Lesaffre Energías Mexicanas (VER) ↑ 8.73 MW

Diciembre

-  Energía Infra^{5/} (VER) ↑ 145 MW
-  Bioeléctrica de Occidente (NAY) ↑ 35.36 MW
-  Tractebel Energía de Pánuco ↑ 28.3 MW

Pequeña Producción

Abril

-  Tai Durango Dos (DGO) ↑ 6.3 MW
-  Tai Durango Tres (DGO) ↑ 6.3 MW

-  Tai Durango Cuatro (DGO) ↑ 6.3 MW


-  Tai Durango Cinco (DGO) ↑ 30 MW

Noviembre

-  Hidroeléctrica Trigomil (JAL) ↑ 8 MW


Producción Independiente

Noviembre

-  Baja California III (La Jovita)^{6/} (BC) ↑ 302.7 MW

Exportación

Agosto

-  Central Generadora Eléctrica Huinalá (NL) ↑ 142.7 MW

Importación

- ↑ Cerámica San Lorenzo de México (BC) 3 MW
- ↑ Continental Structural Plastics de Tijuana (BC) 2 MW

Simbología:

Bioenergía		Ciclo Combinado		Cogeneración Eficiente	
Combustión Interna		Eólica		Geotérmica	
Hidroeléctrica		Nuclear		Solar	
Turbogás					

^{1/} Recuperación de capacidad. ^{2/} Disminución de capacidad. ^{3/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de febrero de 2016. ^{4/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de diciembre de 2016. ^{5/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de septiembre de 2016. La central se inauguró en febrero de 2017. ^{6/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de noviembre de 2016. La central inició operaciones en enero de 2017. Nota: Entrada en operación (flecha verde). Baja definitiva (flecha roja). Incremento de capacidad (▲). Disminución de capacidad (▼). Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

2.6. Transmisión

Las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, son consideradas áreas estratégicas y están reservadas al Estado Mexicano, conforme a lo señalado en el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y el artículo 2 de la LIE.

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra conformado por una Red Nacional de Transmisión (RNT) distribuida a lo largo del territorio (ver Mapa 2.6.1.).

Capacidad de transmisión

La Red Nacional de Transmisión (RNT) se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN; las 6 restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total (ver Mapa 2.6.2. y Anexo, Tabla 2.6.1.).

En 2016, la capacidad de los enlaces en las 53 regiones de transmisión fue de 74,208 MW, lo que representó un crecimiento de 3.9% respecto al año anterior.

La capacidad de los enlaces en las regiones de transmisión del SIN fue de 72,450 MW y de los sistemas aislados de la Península de Baja California fue de 1,758 MW, lo que indica una variación del 3.8% y 0.0% anual, respectivamente.

La mayor capacidad de transmisión se concentra en la región de control Noreste con el 25% del total. Por otra parte, la región de control Oriental tuvo el mayor aumento en la capacidad de transmisión con 1,090 MW, lo que representó un crecimiento de 7.1% anual (ver Tabla 2.6.2.).

Red Nacional de Transmisión (RNT)

La RNT es el sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que transportan energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución (RGD) y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. La RNT se integra por las tensiones mayores o iguales a 69 kV.

En 2016, la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 230 y 400 kV (CFE y otras) fue de

51,538 kilómetros, equivalente a un crecimiento de 0.1% anual. De estos niveles de tensión destacan las líneas de 230 kV, cuyo crecimiento anual fue de 0.2%.

El total de la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 69 kV a 161 kV fue de 50,853 km, lo que representó una reducción de 0.6% (ver Tabla 2.6.3.). Los estados con mayor superficie territorial son los que tienen una mayor longitud de la Red Troncal de Transmisión, como es el caso de Sonora, Veracruz y Chihuahua con 13,254 kilómetros (25% del total nacional).

Los estados con menor Red Troncal de Transmisión son Baja California Sur, Morelos y Colima, por debajo de los 500 kilómetros cada uno (ver Tabla 2.6.2.).

Subestaciones

Las subestaciones de transmisión son instalaciones destinadas a modificar y regular los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica para facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.

La clasificación para las subestaciones eléctricas de potencia utilizadas en la transmisión, es la siguiente:

- a. *Subestación de elevadoras (o de generación)*: están asociadas a centrales generadoras, elevan la tensión y dirigen el flujo de potencia al sistema eléctrico, en tensiones iguales y mayores a 69 kV.
- b. *Subestación reductora (o transformación)*: reducen el nivel de tensión y dirigen el flujo de potencia a las RGD.
- c. *Subestación de Switcheo (o maniobra)*: conectan varios circuitos o líneas para orientar o distribuir el flujo de potencia al sistema, no cuentan con capacidad de transformación.

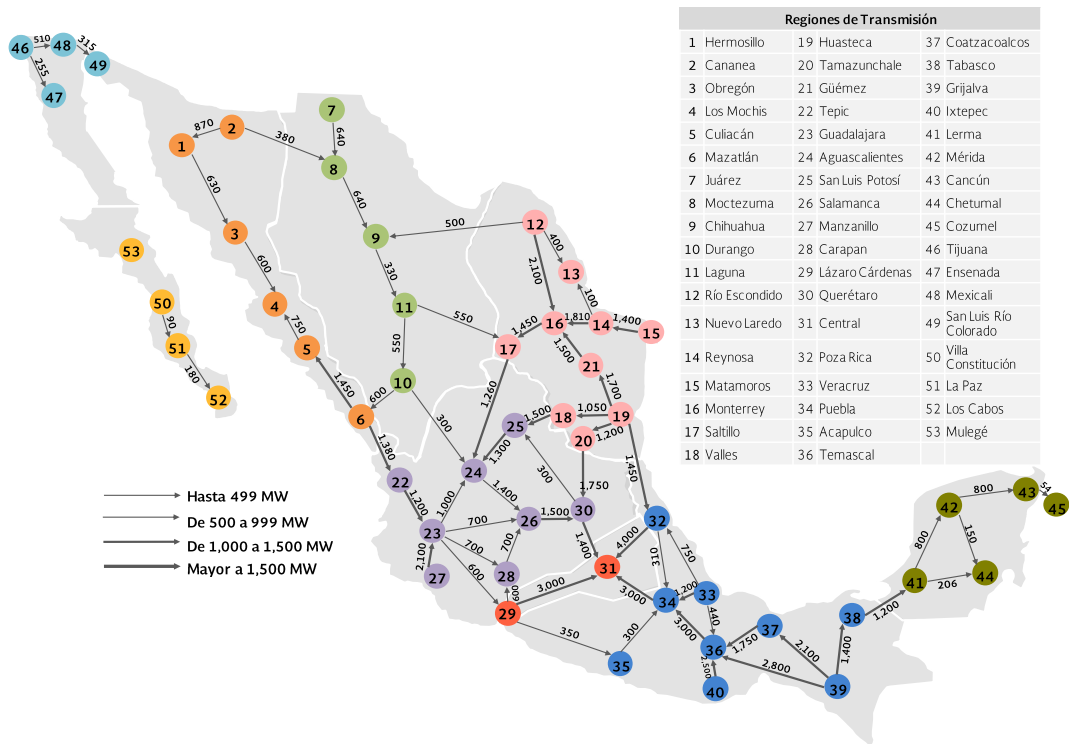
En 2016, la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 197,435 MVA, lo que refleja un crecimiento anual de 2.2% anual. La capacidad instalada de las subestaciones elevadoras de transmisión aumentó en 25 MVA, 0.1% mayor en relación con 2015. Por otra parte, la capacidad de las subestaciones reductoras tuvo un incremento de 4,303 MVA para transmisión, que representa un crecimiento de 2.9% con respecto a 2015 (ver Tabla 2.6.4.).

MAPA 2.6.1. RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2016



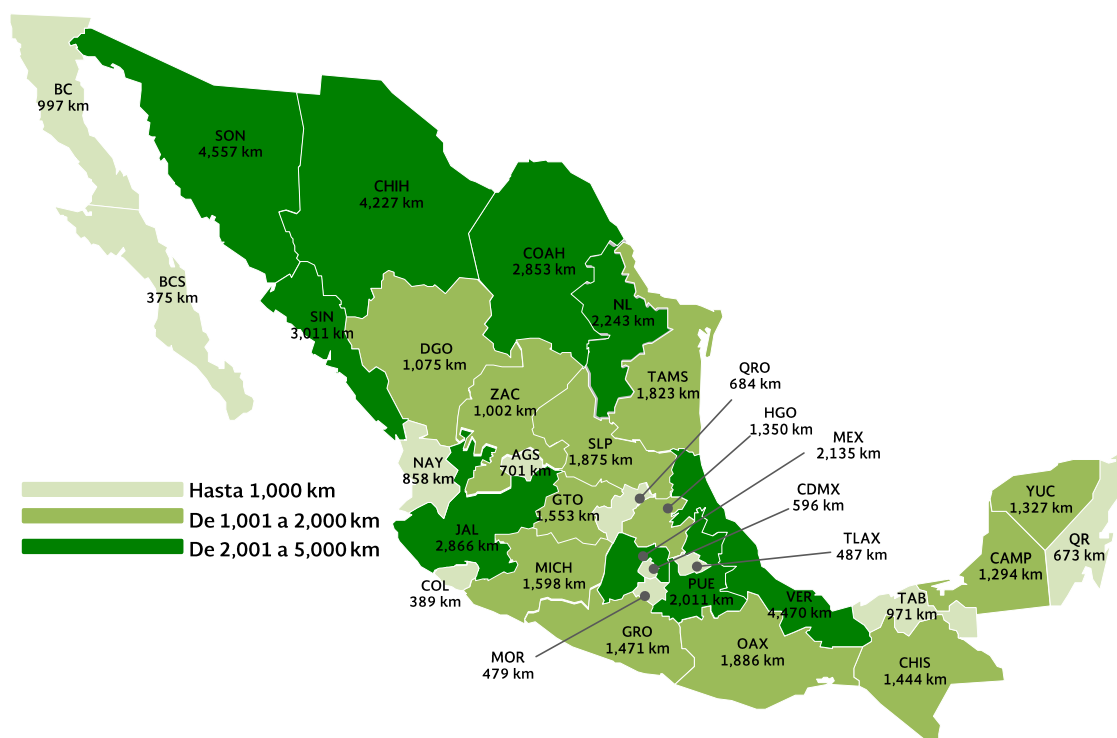
Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del mercado Eléctrico Mayorista 2017-2031, CENACE.

MAPA 2.6.2. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2016 (Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

MAPA 2.6.3. LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 Y 400 KV) POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016
(Kilómetros)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 2.6.2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL
(Megawatt)

Región de Control	Capacidad 2015 ^{1/}	Capacidad 2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Central	11,100	11,400.0	2.7
Oriental	15,460	16,550	7.1
Occidental	12,450	12,450	0.0
Noroeste	5,520	6,060	9.8
Norte	4,060	4,110	1.2
Noreste	18,150	18,670	2.9
Peninsular	2,954	3,210	8.7
Baja California	1,433	1,488	3.8
Baja California Sur ^{4/}	270	270	0.0
SIN^{5/}	69,694	72,450	4.0
SEN^{5/}	71,397	74,208	3.9

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz (la región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces. ^{5/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 2.6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
(Kilómetros)

Líneas de transmisión	Longitud 2015 ^{1/}	Longitud 2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
CFE	102,657	102,391	-0.3
Transmisión (161 a 400 kV)	52,001	52,061	0.1
Nivel de Tensión 400 kV	24,307	24,324	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	27,172	27,214	0.2
Nivel de Tensión 161 kV	522	523	0.2
Transmisión (69 a 138 kV)^{4/}	50,656	50,330	-0.6
Nivel de Tensión 138 kV	1,608	1,152	-28.4
Nivel de Tensión 115 kV	46,147	46,326	0.4
Nivel de Tensión 85 kV	156	180	15.4
Nivel de Tensión 69 kV	2,745	2,672	-2.7
Otras	1,736	1,742	0.3
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0.0
Nivel de Tensión 230 kV	1,346	1,352	0.4
Total Transmisión^{5/}	104,393	104,133	-0.2

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar al cierre de 2016. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} La Subdirección de Transmisión (S.T.) de CFE reporta las líneas de 400, 230 y 161 kV y en particular de acuerdo con convenio, líneas que atiende menores a 161 kV de longitud pequeña. ^{5/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 2.6.4. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN
(Megavoltampere)

Tipo	Capacidad 2015 ^{1/} (MVA)	Capacidad 2016 ^{2/} (MVA)	TCA ^{3/} (%)
Elevadoras	46,410	46,435	0.1
Reductoras	146,697	151,000	2.9
Total^{4/}	193,107	197,435	2.2

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Incluye la suma de las 9 Gerencias Regionales de Transmisión de CFE y la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica

Los principales proyectos concluidos de transmisión eléctrica durante 2016 fueron los siguientes:

Transmisión Enero

306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTE (2a FASE)

Estado: Nayarit



Líneas de Transmisión: 115 kV, 37.4 km-C



Subestaciones: 230 kV/ 115 kV, 110 MVA



Compensación: 7.5 MVar



Inversión: 8.7 MDD

Febrero

209 SE 1212 SUR PENINSULAR (5a FASE)

Estados: Chiapas, Tabasco



Líneas de Transmisión: 115 kV, 8.1 km-C



Subestaciones: 115 kV, 60 MVA, 14 A



Compensación: 3.6 MVar



Inversión: 10.4 MDD

237 LT 1313 RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA AL CC BAJA CALIFORNIA III (3a Convocatoria)

Estado: Baja California



Líneas de Transmisión: 230 kV 18.5 km-C



Subestaciones: 230 kV, 4A



Inversión: 8.1 MDD

308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LÍNEAS TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (2a FASE)

Estados: Campeche



Subestaciones: 115 kV



Compensación: 65 MVar



Inversión: 11.6 MDD

Mayo

306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (1a FASE)

Estados: Jalisco y Nayarit



Subestaciones: 230 kV/ 115 kV, 215 MVA



Inversión: 20.0 MDD

244 SE 1321 DISTRIBUCION NORESTE (5a FASE)

Estados: Coahuila, Zacatecas



Líneas de Transmisión: 115 kV, 84.9 km-C



Subestaciones: 1 A



Inversión: 7.1 MDD

Junio

318 SE 1903 SUBESTACIONES NORTE- NORESTE

Estados: Tamaulipas, Chihuahua



Subestaciones: 400 kV/ 230 kV/ 115 kV, 525 MVA



Inversión: 15.0 MDD

280 SLT 1721 DISTRIBUCIÓN NORTE (3a. FASE)

Estado: Chihuahua



Líneas de Transmisión: 115 kV, 64.3 km-C



Subestaciones: 115 kV, 30 MVA, 4 A



Compensación: 1.8 MVAR



Inversión: 11.2 MDD

Agosto

317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (1a FASE)

Estado: Sinaloa



Compensación: 600 MVAR



Inversión: 22.5 MDD

317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (2a FASE)

Estado: Sinaloa



Subestaciones: 230 kV/ 115kV, 225 MVA



Compensación: 82.5 MVAR



Inversión: 8.7 MDD

213 SE 1211 NORESTE - CENTRAL (5a FASE) (2a Convocatoria)

Estado: Tamaulipas



Líneas de Transmisión: 115 kV, 125.9 km-C



Subestaciones: 115 kV, 4 A



Inversión: 19.4 MDD

Octubre

308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LÍNEAS TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (4a FASE)

Estado: Puebla



Subestaciones: 400 kV/ 230kV, 525 MVA



Inversión: 13.9 MDD

Noviembre

306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (3a FASE)

Estado: Michoacán



Líneas de Transmisión: 400 kV, 115 kV; 108.4 km-C



Subestaciones: 400 kV/ 115 kV; 500 MVA; 8 A



Inversión: 35.4 MDD

Simbología:



Líneas de Transmisión



Subestación



Compensación



Inversión

Nota: Datos preliminares al cierre del 2016. kV: kilovolt. Km-C: kilómetro-circuito. MVA: Megavolt-Ampere. MVAR: Megavolt-ampere reactivo. A: Alimentador. MDD: Millones de dólares. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE y el CENACE.

2.7. Interconexiones Transfronterizas

Existen 13 interconexiones internacionales en México con Norte y Centroamérica, de las cuales 11 se encuentran en la frontera con Estados Unidos de América y 2 con Centroamérica (ver Mapa 2.7.1.).

Interconexiones con Norteamérica

Existen cinco interconexiones de emergencia a lo largo de la frontera, las cuales son:

- 1) Ribereña-Ascárate
- 2) ANAPRA-Diablo
- 3) Ojinaga-Presidio
- 4) Matamoros-Brownsville
- 5) Matamoros-Military

Asimismo, existen seis interconexiones permanentes que permiten la exportación e importación de energía eléctrica, dos ubicados entre Baja California, México y California, Estados Unidos de América, una entre Coahuila y Texas, y tres entre Tamaulipas y Texas:

- 6) Tijuana-Miguel
- 7) La Rosita-Imperial Valley
- 8) Piedras Negras-Eagle Pass
- 9) Nuevo Laredo-Laredo
- 10) Cumbres F.-Planta Frontera
- 11) Cumbres F.-Railroad

Interconexiones con Centroamérica

Existen dos interconexiones internacionales con Centroamérica, una se localiza en Quintana Roo y se enlaza con Belice, y la otra se ubica en Chiapas y se interconecta con Guatemala:

12) Xul Ha-West

13) Tapachula-Los Brillantes

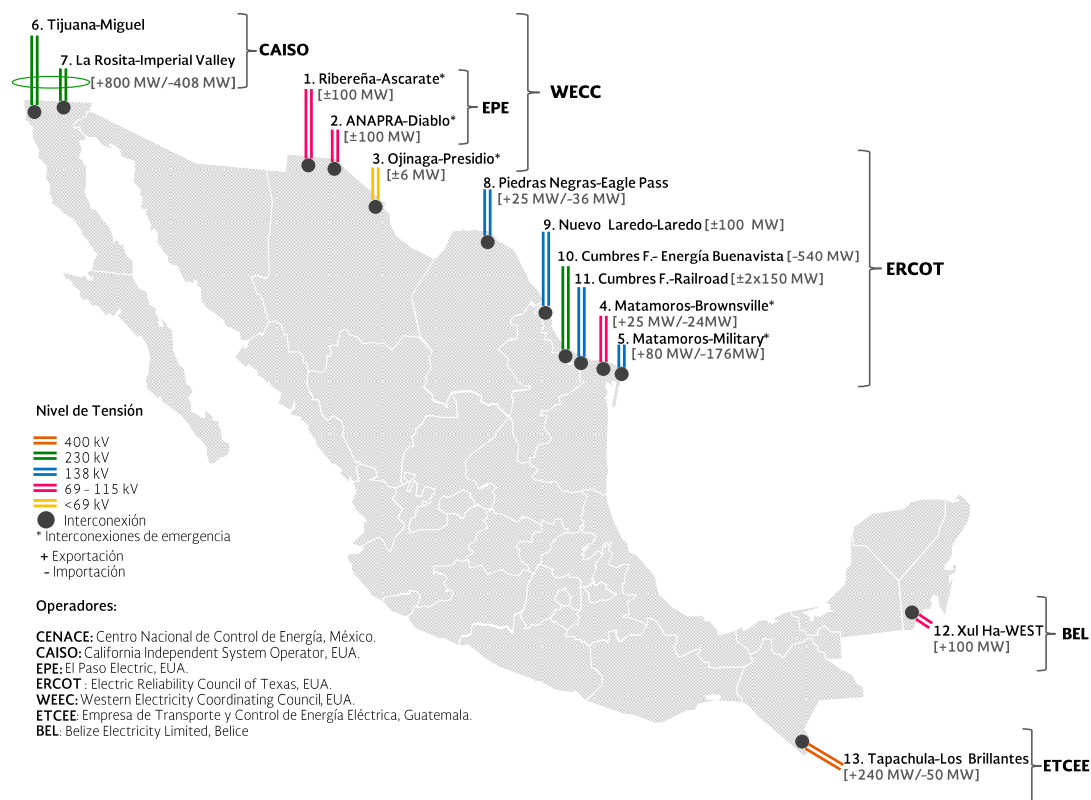
El 9 de septiembre de 2016, se instauró la Comisión de Interconexión México-SIEPAC, la cual agrupa los trabajos y visiones de diversas instituciones mexicanas: CRE, CENACE, CFE y Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE), y sus contrapartes regionales de energía como la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), Consejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) y el Ente Operador Regional (EOR), así como los países que la integran con miras a trabajar permanentemente en los temas regionales en materia de política, normatividad y regulación energética, en el marco del Mecanismo de Tuxtla.

En dicha reunión, se presentaron y discutieron el objetivo, alcance, procedimientos y mecanismos de funcionamiento de la Comisión, los cuales se recibieron y consideraron adecuados para dar inicio a los trabajos de la misma.

La Comisión por parte del SIEPAC, y a propuesta del CDMER, elaboró los términos de referencia para realizar el estudio “Diseño General del Mercado Eléctrico México- SIEPAC”. Actualmente, la Comisión trabaja en los trámites para la contratación de los servicios que se requieren para contar con el estudio citado, cuyo alcance es identificar y evaluar las opciones para aumentar las transacciones comerciales de energía eléctrica entre ambos sistemas, en apego al marco regulatorio existente, con la finalidad de implementar la integración de los mercados eléctricos.

La Comisión por parte de México, y a propuesta del CENACE, elaboró los términos de referencia para los servicios de consultoría sobre el “Estudio, Análisis y Definición de la Infraestructura de Transmisión para Interconectar el Sistema Eléctrico de México con el SIEPAC”, mismos que se someterán a opinión de las partes previo a su contratación, cuyo alcance definir la infraestructura de transmisión óptima para interconectar los sistemas eléctricos de México y SIEPAC.

MAPA 2.7.1. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

2.8. Distribución

Las Redes Generales de Distribución (RGD) se utilizan para transportar energía eléctrica al público en general y se integran por las redes en media tensión, cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV o menores e iguales a 35 kV y las redes de baja tensión cuyo suministro se da a niveles iguales o menores a 1 kV.

En 2016, la longitud total de las líneas de distribución fue de 831,087 km. Destacan 80,013 km de líneas con niveles de tensión de 34.5 kV y 317,118 km de líneas con tensión 13.8 kV; cuyas tasas de crecimiento anual fueron 0.8% y 1.4%, respectivamente (ver Tabla 2.8.1. y Mapa 2.8.1).

Servicio

La infraestructura actual de distribución del SEN ofrece servicio a 40.8 millones de usuarios en las 16 Unidades de Negocio (ver Mapa 2.8.2.).

Subestaciones

Las subestaciones eléctricas para distribución son denominadas reductoras, las cuales reducen el nivel de tensión de transmisión a valores menores de 69 kV para distribuir la energía eléctrica en los centros de carga de los usuarios finales.

En 2016, la capacidad de las subestaciones instaladas para distribución fue de 68,972 MVA, equivalente a 1.6% de crecimiento anual (ver Tabla 2.8.2. y Mapa 2.8.3.).

Transformación

En 2016, el número total de transformadores de media a baja tensión en funcionamiento para el servicio de distribución fue de 1.4 millones, con una capacidad total de 53,528 MVA (ver Tabla 2.8.3. y Mapa 2.8.4.).

TABLA 2.8.1. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

(Kilómetros)

Líneas de Distribución	Longitud 2015	Longitud 2016	TCA ^{1/} (%)
Distribución CFE	774,152	779,119	0.6
Nivel de Tensión 34.5 kV	79,413	80,013	0.8
Nivel de Tensión 23 kV	62,755	65,047	3.7
Nivel de Tensión 13.8 kV	312,757	317,118	1.4
Nivel de Tensión 6.6 kV	162	127	-21.6
Nivel de Tensión 2.4 kV	6	9	52.3
Nivel de Tensión baja	319,065	316,805	-0.7
Otras^{2/}	52,334	51,969	-0.7
Total^{3/}	826,486	831,087	0.6

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} CFE Distribución, reporta líneas que atiende a 138, 115, 85 y 68kV. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.8.1. UNIDADES DE NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.8.2. KILÓMETROS DE LÍNEAS POR UNIDAD DE NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN



MT: Media Tensión. BT: Baja Tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 2.8.2. SUBESTACIONES CON TRANSFORMADORES CONSIDERADOS PARTE DE LAS RGD

Concepto	Unidad	2015	2016	TCA ^{1/} (%)
Alta Tensión – Media Tensión ^{2/}				
Subestación	Pieza	1,628	1,654	1.6
Transformador	Pieza	2,517	2,558	1.6
Capacidad	MVA	65,545	66,613	1.6
Media Tensión – Media Tensión				
Subestación	Pieza	332	335	0.9
Transformador	Pieza	379	380	0.3
Capacidad	MVA	2,326	2,359	1.4

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.8.3. CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO



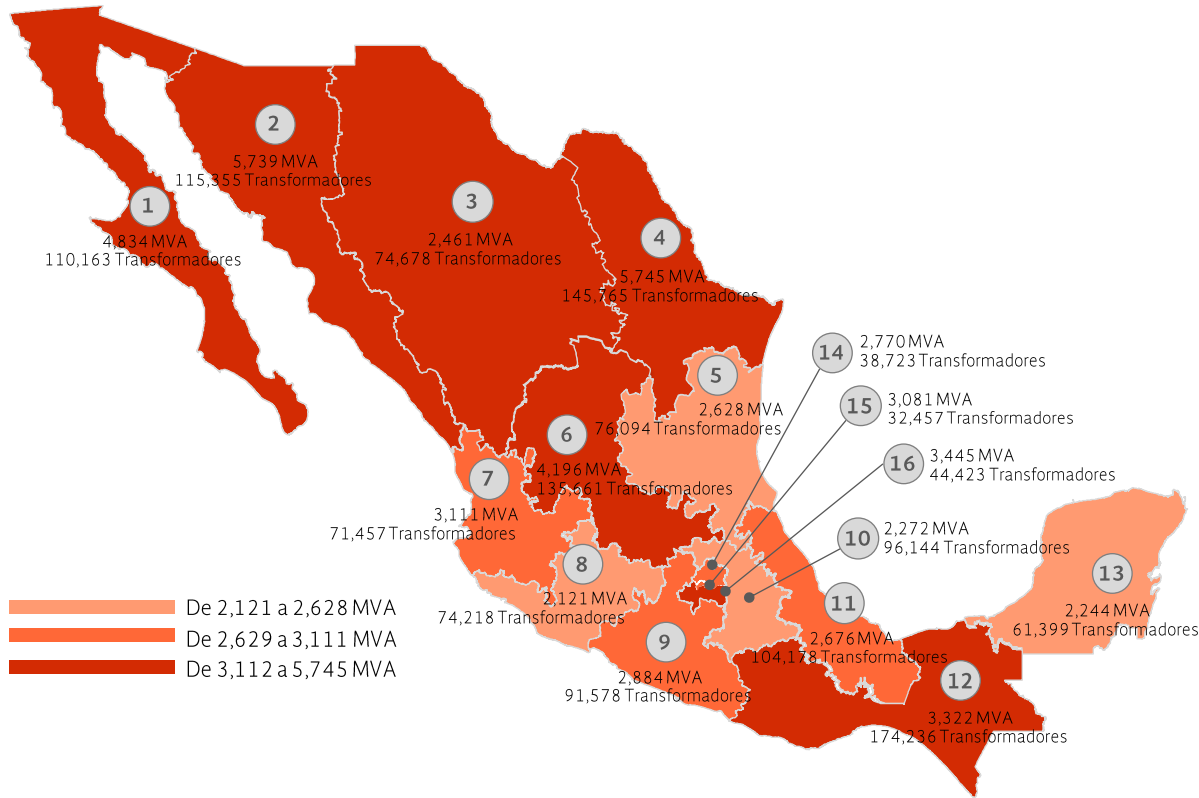
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

TABLA 2.8.3. USUARIOS ATENDIDOS, CAPACIDAD Y TRANSFORMADORES DE CFE DISTRIBUCIÓN

Concepto	Unidad	2015	2016	TCA ^{1/} (%)
Usuarios atendidos	Millones	39.6	40.77	2.9
Transformadores de distribución				
Cantidad	Pieza	1,420,380	1,446,529	1.8
Capacidad	MVA	52,561	53,528	1.8

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.8.4. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica

Consumo bruto

El consumo bruto se integra por las ventas de energía a través del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores.

En 2016, el consumo bruto de energía eléctrica del SEN fue de 298,792 GWh, 3.7% mayor respecto al año anterior. Las regiones que registraron un crecimiento del consumo bruto por encima del promedio del SEN fueron: Central (10.2%), Noroeste (8.1%), Peninsular (4.5%), Noreste (4.4%), Norte (4.1%) y Baja California Sur (5.9%). En contraste, la región Occidental redujo su consumo bruto en 2.8%, respecto al mismo periodo (ver Tabla 3.1.1.).

En el SIN se concentró el 94.6% del consumo bruto de energía eléctrica del país. Las regiones de control Occidental (21.2%), Central (19.8%), Noreste (17.5%) y Oriental (15.9%), concentran el 74% del consumo bruto del SEN, a diferencia de los sistemas aislados de Baja California y Baja California Sur (La Paz y Mulegé) los cuales únicamente representaron el 4.5% y 0.9% del consumo bruto, respectivamente (ver Mapa 3.1.1.).

De mayo a septiembre de 2016, se registró el 46% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 54% (ver Gráfico 3.1.1.).

Entre 2004 y 2016, el consumo bruto de energía eléctrica del SEN ha registrado una TMCA de 2.8%. Las regiones con una TMCA mayor que el SEN fueron: Baja California Sur (5.5%), Peninsular (4.7%), Noroeste (4.0%), Mulegé (3.9%), Norte (3.1%), Occidental (2.9%) y Noreste (2.9%). Las regiones con una TMCA menor que el SEN fueron: Oriental (2.7%), Baja California (2.3%) y Central (1.9%).

Demanda Integrada

En el periodo de diciembre-enero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. El 1 de enero

de 2016 a las 9:00 horas se observó el nivel mínimo de la demanda integrada en el SIN con un valor de 18,723 MWh/h.

De mayo a septiembre suelen alcanzarse los mayores niveles de demanda. El 8 de julio de 2016 a las 17:00 horas, se registró el nivel máximo de demanda integrada equivalente a 40,893 MWh/h (ver Tabla 3.1.2.).

Las altas temperaturas en el norte y occidente del país, así como el incremento en la carga agrícola, son los principales factores que explican la ocurrencia de la demanda máxima integrada entre los meses de mayo y septiembre.

En los meses de verano se registran los niveles más altos de la demanda máxima en nueve regiones de control. El factor principal en el aumento de la demanda es el uso de equipos de aire acondicionado durante la época de mayor temperatura ambiente.

En la región Central, la demanda máxima se observa en la temporada invernal, debido principalmente a un mayor uso de sistemas de iluminación para fines decorativos en zonas residenciales y comerciales, empleo de sistemas de calefacción y mayor tiempo de iluminación residencial por las noches (ver Mapa 3.1.2.).

Demanda Máxima Coincidente

En 2016, la demanda máxima coincidente⁶⁰ del SIN se registró a las 17:00 horas del día 8 de julio, con un valor de 40,893 MWh/h equivalente a un aumento de 2.6% con respecto a los 39,840 MWh/h del 2015. Si se consideran las demandas integradas de los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, coincidentes con la demanda máxima del SIN, la demanda máxima coincidente del SEN sería de 43,448 MWh/h (ver Tabla 3.1.3.).

⁶⁰ La demanda máxima coincidente (DMC) es la demanda máxima de un conjunto de sistemas en combinación; equivale a la demanda máxima que se tendría si el conjunto fuera un sistema único. La DMC es menor que la suma de las demandas máximas anuales observadas en cada región, debido a que los valores máximos regionales no suceden en el mismo instante.

Demanda Máxima Instantánea del SIN

En julio de 2016, se registró el valor máximo de la demanda instantánea y de la demanda integrada para el SIN, un mes antes en relación con el registro de 2015. La demanda máxima instantánea anual alcanzó los 41,899 MW. El segundo valor más alto del año se registró en el mes de junio, 0.06% menor que el nivel de julio (27 MW) (ver Gráfico 3.1.2.).

TABLA 3.1.1. CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL
(Gigawatt-hora)

Región de Control	Consumo 2015 ^{1/}	Consumo 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	53,649	59,103	10.2
Oriental	46,587	47,642	2.3
Occidental	65,220	63,407	-2.8
Noroeste	21,642	23,389	8.1
Norte	23,734	24,696	4.1
Noreste	50,114	52,297	4.4
Peninsular	11,610	12,129	4.5
SIN	272,557	282,662	3.7
Baja California	13,122	13,438	2.4
Baja California Sur ^{4/}	2,400	2,541	5.9
Mulegé	146	151	3.4
SEN	288,225	298,792	3.7

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Máxima 2015 ^{1/}	Demanda Máxima 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	8,151	8,567	5.1
Oriental	6,960	7,128	2.4
Occidental	9,374	9,351	-0.2
Noroeste	4,154	4,350	4.7
Norte	3,986	4,258	6.8
Noreste	8,248	8,710	5.6
Peninsular	1,789	1,893	5.8
SIN	39,840	40,893	2.6
Baja California	2,479	2,621	5.7
Baja California Sur ^{4/}	432	442	2.4
Mulegé	28	28	0.7

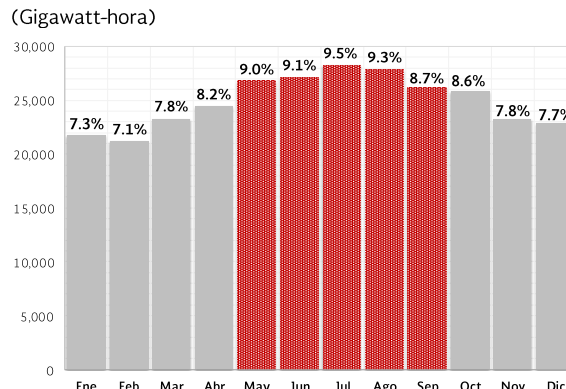
^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.3. DEMANDA COINCIDENTE 2016
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Coincidente
Central	7,668
Oriental	6,425
Occidental	8,214
Noroeste	4,244
Norte	4,076
Noreste	8,439
Peninsular	1,827
SIN	40,893
Baja California	2,133
Baja California Sur ^{1/}	398
Mulegé	25
SEN^{2/}	43,448

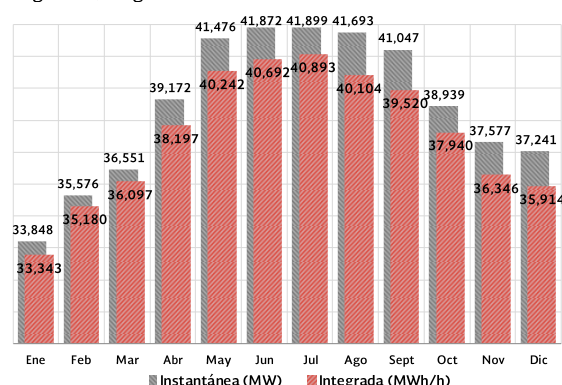
^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén interconectadas. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.1. CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2016
(Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

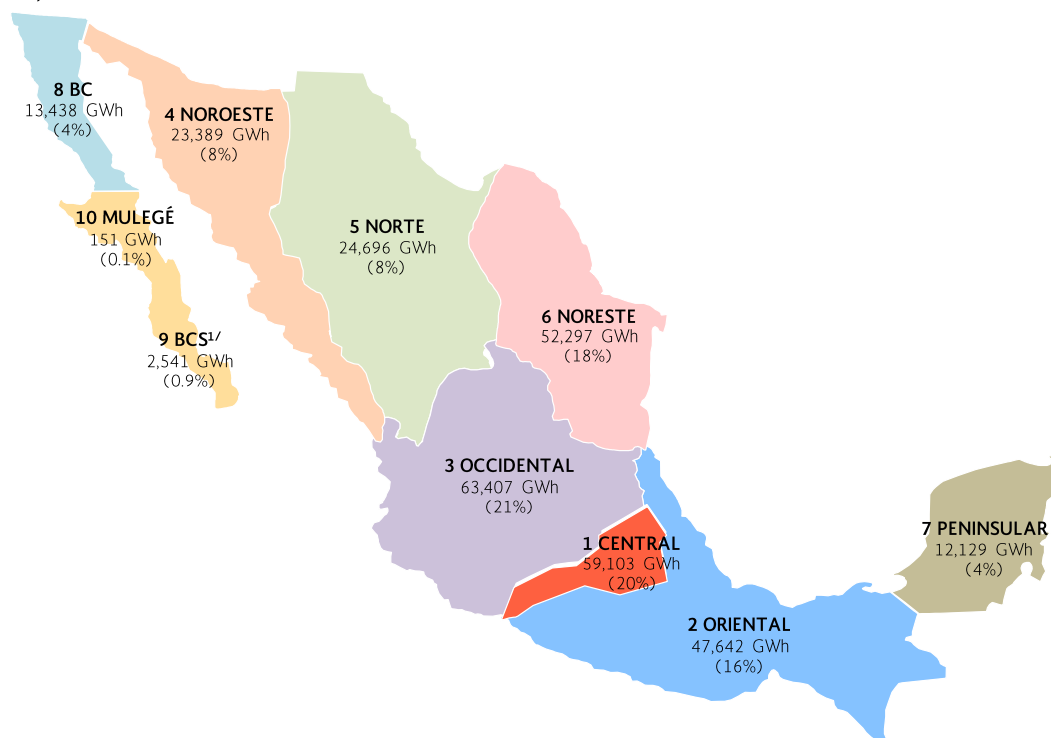
GRÁFICO 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA MENSUAL INSTANTÁNEA E INTEGRADA DEL SIN 2016
(Megawatt; Megawatt-hora/hora)



Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.1.1. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2016

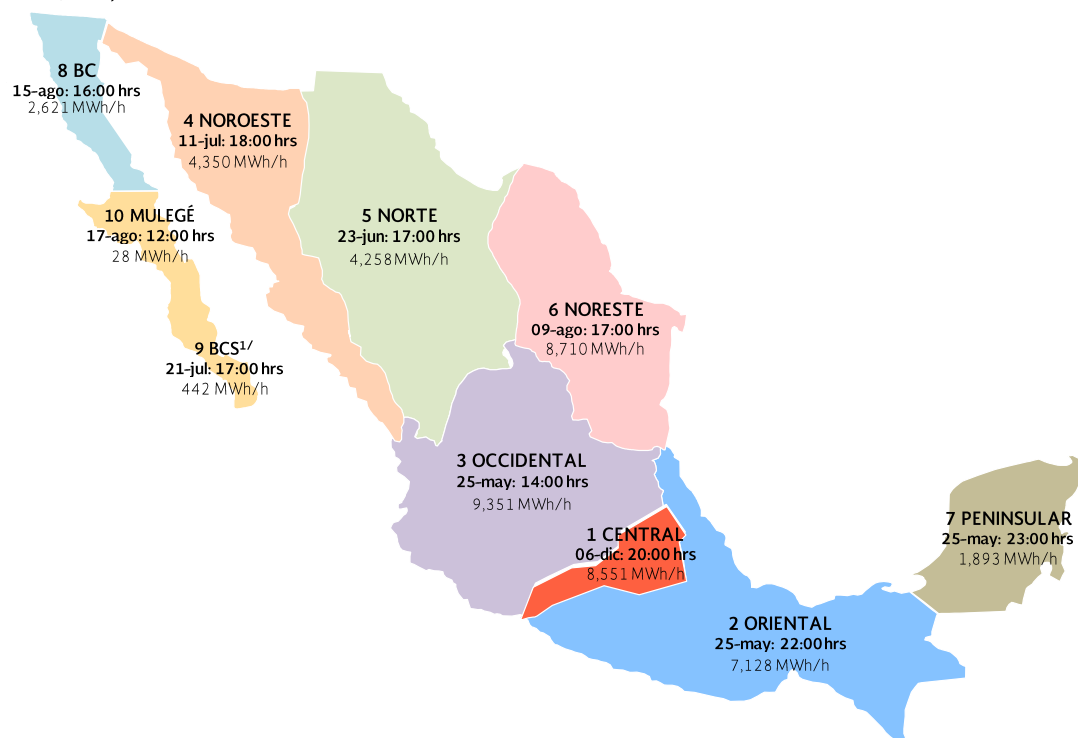
(Gigawatt-hora)



^{1/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2016

(Mewagatt-hora/hora)



^{1/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

3.2. Pronóstico del consumo y la demanda de energía eléctrica

De acuerdo con el artículo Décimo Tercero Transitorio del Reglamento de la LIE, corresponde al CENACE realizar la estimación de la demanda y consumo eléctrico de los centros de carga, para fines de planeación del despacho y operación del SEN, por un periodo máximo de dos años contados a partir del inicio de operaciones del MEM.

Los pronósticos de consumo y demanda eléctrica son el insumo inicial para la elaboración del PIIRCE y del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, que llevan a cabo la SENER y el CENACE⁶¹, respectivamente.

Como parte del proceso general para la elaboración del PRODESEN, la SENER proporciona al CENACE los escenarios de crecimiento económico y los pronósticos de los precios de combustibles para la generación eléctrica⁶², con la finalidad de alinear las trayectorias futuras de las variables estratégicas que definen la planeación del SEN.

De acuerdo con lo que señala el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, el CENACE considera los siguientes factores como elementos determinantes para la elaboración de los pronósticos de demanda y consumo 2017-2031, debido a la correlación que guardan con la demanda y el consumo de energía eléctrica: a) crecimiento económico; b) crecimiento poblacional; c) estacionalidad (factores climáticos); d) precio de la electricidad; e) precio de combustibles; f) pérdidas de energía eléctrica; g) eficiencia energética, y h) estructura de consumo final eléctrico (ver Anexo, Gráfico 3.1.3.).

La estructura de consumo final eléctrico se segmenta en suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso y autoabastecimiento remoto. Estos segmentos se desagregan a su vez en seis sectores: a) residencial; b) comercial; c) servicios; d) empresa mediana; e) gran industria, y f) agrícola.

El proceso de elaboración del pronóstico se inicia con el balance de energía del año previo para las regiones de control y el sistema (consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad, intercambios de energía con otros países y consumo bruto).

Posteriormente, se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas más autoabastecimiento remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN, a partir del cual resulta la primera propuesta de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector.

Después se analiza el escenario de crecimiento macroeconómico más probable que incluye variables como: la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto por sector y subsector, crecimiento poblacional, precios de combustibles, población económicamente activa, entre otros.

Con el propósito de modelar el consumo bruto nacional, el CENACE elabora modelos sectoriales de predicción incluyendo la información descrita en las etapas previas, para cada región y sector de consumo, los cuales pueden tener una o más variables asociadas para describir el consumo.

Dentro de los estudios de demanda se analizan los siguientes elementos: demandas horarias de las regiones de control, demandas máximas integradas e instantáneas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión, así como el comportamiento histórico de los factores de carga. Con lo anterior, se obtienen las estimaciones para la demanda máxima integrada anual, ajustando la energía bruta regional con base en los factores de carga previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región o área correspondiente, así como los planes de crecimiento a corto plazo.

Variables estadísticas utilizadas en el pronóstico de consumo y demanda de energía eléctrica

Consumo de Energía (GWh): total anual de ventas de energía, autoabastecimiento remoto, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, importación, reducción de pérdidas y usos propios (ver Anexo, Tablas 3.2.1. y 3.2.2.).

Consumo Final (GWh): total anual de ventas de energía eléctrica y autoabastecimiento remoto, consumidos por los usuarios finales del sector eléctrico (ver Anexo, Tabla 3.2.3.).

Curva de demanda horaria o Curva de carga (MWh/h): variación secuencial de la demanda de potencia horaria en un intervalo de tiempo determinado.

⁶¹ Artículo 5 del Reglamento de la LIE.

⁶² Ver Tabla 1.2.1 en el capítulo 1.

Curva de duración de carga (MWh/h): demanda de energía eléctrica que conforma la curva de carga, y se encuentra ordenada de mayor a menor.

Curva de referencia (MWh/h): curva de duración de carga que excluye los valores atípicos de demanda causados por efectos aleatorios como huracanes u otras situaciones meteorológicas extraordinarias, condiciones de emergencia, efectos por falla en equipo eléctrico, entre otros. Las características de la curva de carga de referencia del SIN son: al 5% de abatimiento de la demanda máxima integrada, se concentran 148 horas del año; la demanda mínima integrada se presenta al 45.8% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77.6% (factor de carga).

Demanda máxima bruta (MWh/h): potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de centrales generadoras (ver Anexo, Tabla 3.2.4.).

Demanda Máxima Integrada (MWh/h): es la integración de la carga horaria durante un año.

Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto (GWh): suministro de carga a través de la red de transmisión del servicio público, a proyectos de autoabastecimiento, localizados en un sitio diferente a la central generadora (ver Anexo, Tabla 3.2.5.).

Energía eléctrica neta (GWh): energía total entregada al SEN, equivalente a la suma de la generación neta de las centrales eléctricas, la energía de importación de otros sistemas eléctricos, y la adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.

Factor de carga (%): relación entre el consumo en un periodo específico y el consumo que resultaría de considerar la demanda máxima de forma continua en ese mismo periodo.

Pérdidas no-técnicas (GWh): energía que pierde un sistema eléctrico por usos ilícitos, errores de medición o de facturación (ver Anexo, Tabla 3.2.6.).

Pérdidas técnicas (GWh): energía que se disipa a causa de las propiedades físicas del sistema y de los conductores en transmisión, transformación y distribución (ver Anexo, Tabla 3.2.6.).

Población: número total de habitantes en el territorio nacional (ver Anexo, Tabla 3.2.7.).

Precio medio de electricidad (\$/kWh): promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo con el sector tarifario en cada región de control (ver Anexo, Tabla 3.2.8.).

Producto Interno Bruto (\$ a precios reales): valor anual de la producción de bienes y servicios del país.

Usuarios finales: número total anual de usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control⁶³ (ver Anexo, Tabla 3.2.9.).

Ventas (GWh): energía eléctrica anual facturada a los usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.

Metodología para la elaboración del pronóstico de consumo de energía eléctrica 2017-2031

El CENACE, previo a la elaboración del pronóstico, realiza la agregación anual del consumo final, el precio medio de la electricidad y los usuarios finales, para cada región de control, de los 13 años anteriores al año de inicio de la planeación.

Definición de variables

$$CF_{x,y} = VE_{x,y} + EAR_{x,y}$$

$$PM_{x,y}$$

$$US_{x,y}$$

$$\forall x = 1, \dots, 10; \forall y = -12, \dots, 0$$

Donde:

CF_{x,y}: consumo final de energía de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

VE_{x,y}: venta de energía de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

EAR_{x,y}: energía de autoabastecimiento remoto de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

PM_{x,y}: precio medio de electricidad de la región de control **x** en el año **y** (\$/kWh).

⁶³ Los sectores tarifarios son los siguientes: residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana empresa y gran empresa.

$US_{x,y}$: usuarios finales de la región de control x en el año y .

x : 1, ..., 10 regiones de control.

y : -12, ..., 0. 13 últimos años con información disponible (-12 = 2004, ... 0 = 2016).

Métodos de pronóstico para estimar el consumo final, precio medio de la electricidad y usuarios finales 2017-2031

El CENACE considera dos métodos de pronóstico para obtener los valores estimados del consumo final, precio medio de la electricidad y usuarios finales:

Suavización exponencial: consiste en la estimación de valores futuros de la serie de tiempo de una variable a partir de la información histórica, sin especificar otros factores que determinen su comportamiento. Por lo tanto, solo se toma en cuenta el patrón sistemático de la variable de estudio de acuerdo con sus componentes: tendencia, estacionalidad o ambos⁶⁴.

Modelo ARIMA: análisis de las propiedades probabilísticas o estocásticas en los modelos de series de tiempo de una variable, para identificar el patrón de valores pasados o rezagados de la misma variable (asociados a procesos autorregresivos -AR- y de media móvil -MA-) que permita obtener la predicción futura de la variable⁶⁵.

Modelo de estimación del consumo de energía eléctrica 2017-2031

El CENACE formula la siguiente ecuación de regresión múltiple para determinar el consumo de energía eléctrica de cada región de control, en un horizonte de 15 años, para los escenarios de estudio:

$$\widehat{CE}_{x,y} = \beta_0 + \beta_1 \widehat{CF}_{x,y} + \beta_2 \widehat{PM}_{x,y} + \beta_3 \widehat{US}_{x,y} + \beta_4 \widehat{PIB}_y + \epsilon$$

$$\forall x = 1, \dots, 10; \forall y = 1, \dots, 15$$

⁶⁴ Las principales técnicas de suavización exponencial son: Exponencial Simple; Exponencial ajustada a la tendencia (Método de Holt); Exponencial Simple de Respuesta Adaptativa; Exponencial Cuadrática (Método de Brown); Exponencial Triple (Método de Winters). Se selecciona el pronóstico de las variables cuya técnica arroje el menor valor del coeficiente "U de Theil". Janert, Philipp (2010); Data Analysis with Open Source Tools (1 edition), Sebastopol, CA: O'Reilly.

⁶⁵ Johnston, J. y Dinardo, J. (1997) Econometric Methods, (4ta Edición) New York: Mc Graw-Hill.

Donde:

$\widehat{CE}_{x,y}$: pronóstico de consumo de energía eléctrica (GWh/año)

$\widehat{CF}_{x,y}$: pronóstico de consumo final (GWh/año)

$\widehat{PM}_{x,y}$: pronóstico de precio medio de electricidad (\$/kWh)

$\widehat{US}_{x,y}$: pronóstico de usuarios finales (promedio anual)

\widehat{PIB}_y : pronóstico de Producto Interno Bruto, para determinar con base en su tasa de crecimiento, la trayectoria de los escenarios bajo, planeación y alto.

ϵ : Término de error

x : 1, ..., 10 regiones de control

y : 1, ..., 15 años con información disponible (1= 2017, ... 15=2031)

Finalmente, se suman los pronósticos anuales de cada región de control para obtener el consumo de energía eléctrica del SEN:

$$\widehat{CE}_{SENY} = \sum_{i=1}^{10} \widehat{CE}_{x,y} ; \forall y = 1, \dots, 15$$

Donde \widehat{CE}_{SENY} es el pronóstico de consumo del SEN en el año y .

Metodología para la elaboración del pronóstico de demanda de energía eléctrica 2017-2031

Determinación de la Demanda Máxima Integrada de Energía Eléctrica

La proyección de la demanda máxima integrada anual de cada región de control se obtiene a partir de la estimación anual del consumo de energía eléctrica de las regiones de control, con base en la metodología descrita en la sección anterior, y el factor de carga típico de cada región de control:

$$\widehat{DMI}_{x,y} = \frac{\widehat{CE}_{x,y}}{hr \times FC_x} ; \forall x = 1, \dots, 10 ; \forall y = 1, \dots, 15$$

Donde:

$\widehat{DMI}_{x,y}$: pronóstico de demanda máxima integrada de la región de control x para el año y (MWh/h).

FC_x: Factor de carga de la región de control **x**.

hr: 8,760 horas en un año o 8,784 horas en un año bisiesto.

x: 1, ..., 7 regiones de control en el SIN.

y: 1, ..., 15 años con información disponible (1= 2017, ... 15=2031).

Determinación de la Demanda Horaria de Energía Eléctrica

La demanda horaria de cada una de las siete regiones de control del SIN se obtiene al aplicar el patrón horario anual de la curva referencia de las regiones de control, a la demanda máxima integrada de energía eléctrica. Mediante este cálculo se obtienen las demandas horarias de cada una de las siete regiones de control del SIN que, al agruparse, determinan la demanda horaria total del SIN.

$$\widehat{DH}_{x,h} = \frac{\widehat{DMI}_{x,y}}{hr \times Cr_{x,h}}$$

$$\forall x = 1, \dots, 7; \forall y = 1, \dots, 15; \forall h = 1, \dots, 24$$

Donde:

DH_{x,h}: demanda horaria de la región de control **x** (MWh/h).

Cr_{x,h}: curva de referencia horaria de la región **x**.

3.3. Resultados

Pronóstico de Consumo Bruto

De acuerdo con el escenario de planeación, el consumo de energía eléctrica del SEN proyecta un crecimiento medio anual de 2.9% entre 2017 y 2031. Las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su consumo serán Mulegé (4%), Baja California Sur (3.8%) y Peninsular (3.8%) (ver Mapa 3.3.1.; Anexo, Tablas 3.3.1. a 3.3.4.).

Pronóstico de Demanda Máxima Integrada

Con base en las estimaciones del escenario de planeación, la demanda máxima integrada del SIN proyecta un crecimiento medio anual de 3.0% entre 2017 y 2031. Se estima que las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su demanda

máxima integrada serán Baja California Sur (3.9%), Peninsular (3.8%) y Mulegé (3.7%), (ver Mapas 3.3.2. y 3.3.3.; Anexo, Tablas 3.3.5. a 3.3.8.).

Escenarios de estudio operativos

El CENACE considera los siguientes seis escenarios de demanda con el propósito de realizar los estudios eléctricos de confiabilidad en la planeación, dirigida a identificar necesidades de refuerzos en las líneas de transmisión, transformadores, fuentes de compensación de potencia reactiva, capacitiva e inductiva, así como la integración de tecnologías de redes eléctricas equivalentes (ver Anexo, Tabla 3.3.9.).

Demanda Máxima de Verano (17:00 hrs)

Este escenario se construye para evaluar el comportamiento futuro del sistema eléctrico a fin de analizar congestionamientos en la RNT, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la RNT, pérdidas técnicas y consecuentemente, necesidades de refuerzos en la RNT, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva.

Demanda Máxima de Verano Nocturna (23:00 hrs) (Noroeste y Norte)

Este escenario se elabora para analizar el comportamiento operativo de la red eléctrica a partir de la integración gradual de generación solar, principalmente en las regiones de control Noroeste y Norte, cuya demanda coincidente presenta un pico nocturno con magnitud similar al de la tarde. Durante la tarde la generación solar alcanza su magnitud máxima y posteriormente se reduce hasta cero MW al ocultarse el Sol.

Lo anterior requiere estudiar: los posibles riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa, cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las centrales eléctricas locales y factibilidades de saturación en la red de transmisión.

Demanda Máxima de Verano Nocturna (23:00 hrs) (Noroeste, Norte y Noreste)

De forma similar al escenario anterior, la demanda máxima coincidente de las regiones de control Noroeste, Norte y Noreste presenta un máximo por la tarde, superior al máximo nocturno. Durante el máximo nocturno, al no contar con generación solar se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia con efectos en la factibilidad de congestiónamiento de la red de transmisión, en la carga en transformadores y en la regulación de voltaje principalmente. Del análisis correspondiente se derivarán las necesidades de infraestructura en la RNT y las RGD, así como, requerimientos de características flexibles en las centrales eléctricas que se vayan interconectando al SEN.

Demanda Máxima de Invierno (20:00 hrs)

En este escenario de estudio, el principal campo de interés se concentra en el diagnóstico previsto de la estabilidad de voltaje en la zona Metropolitana de la Ciudad de México e identificación de necesidades de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, y las necesidades de modernización de la infraestructura eléctrica en operación. La región de control Central y específicamente la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, cuenta con redes eléctricas de alta densidad de carga, con déficit en el balance carga-generación por lo que presenta características especiales de estabilidad de voltaje.

Demanda Media de Invierno (14:00 hrs, día hábil/día no hábil)

Este escenario evalúa los efectos de la combinación de bajas demandas junto con un incremento en la generación solar durante la tarde, así como excedentes de generación convencional. Estos elementos podrían derivar en saturación de los enlaces del norte al sur del país. En este sentido es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la RNT y transformación.

Demanda Mínima de Invierno (04:00 hrs, día hábil)

En este escenario se busca identificar principalmente los requerimientos de compensación de potencia reactiva inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión. Lo anterior deriva de la

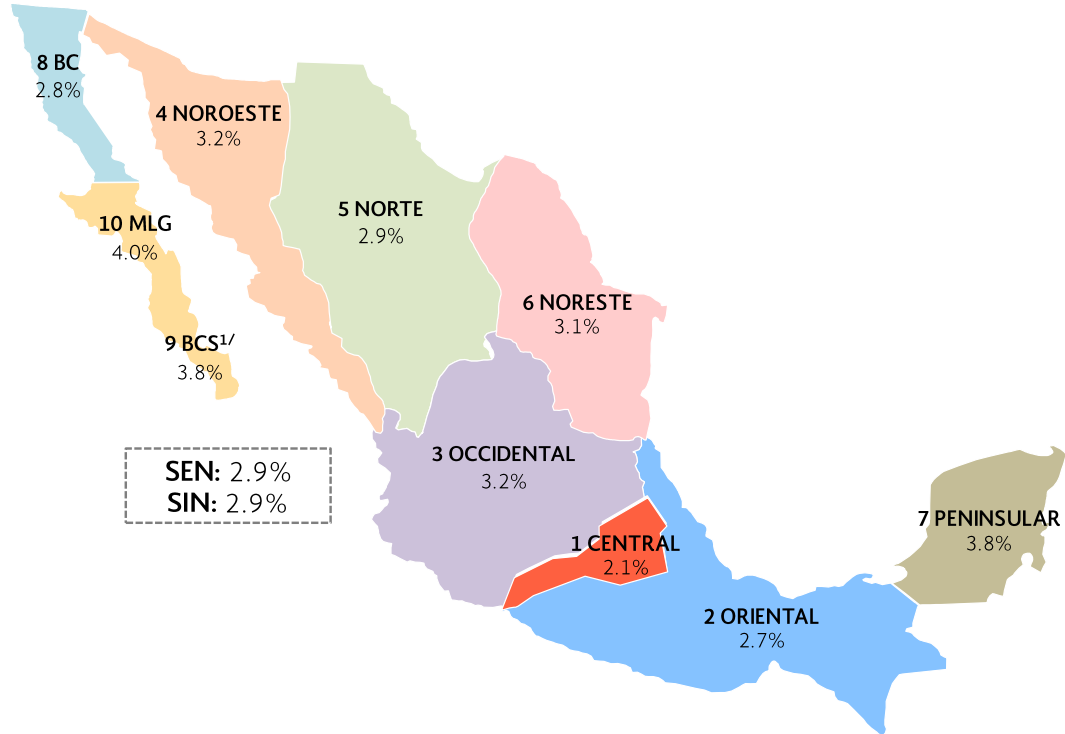
desconexión de generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (a partir de combustóleo, carbón y gas natural). En este escenario la red eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían originar en el sistema problemas de control de alto voltaje; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia con riesgos de saturación de algunos enlaces.

Curvas de demanda horaria

De acuerdo con los datos de demanda máxima integrada, se presentan las curvas de demanda horaria (curva de carga), así como las horas críticas en el SIN y en los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, para los años 2016 y 2022, considerando que las 100 horas críticas son las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente, por lo que solo son indicativas para el año 2022⁶⁶ (ver Gráficos 3.3.1. y 3.3.2.; Anexo, Gráficos 3.3.3. a 3.3.8.).

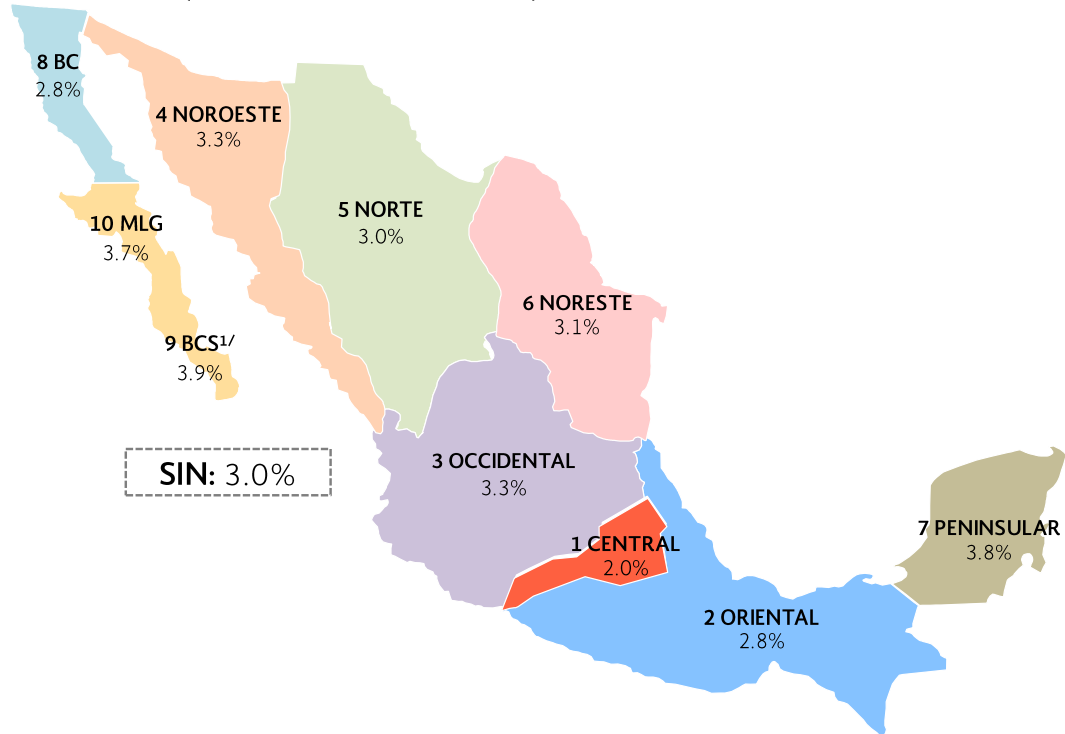
⁶⁶ Base 11.1.5. de las Bases del Mercado Eléctrico (DOF 08/09/2015).

MAPA 3.3.1. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2017 – 2031
(ESCENARIO DE PLANEACIÓN)



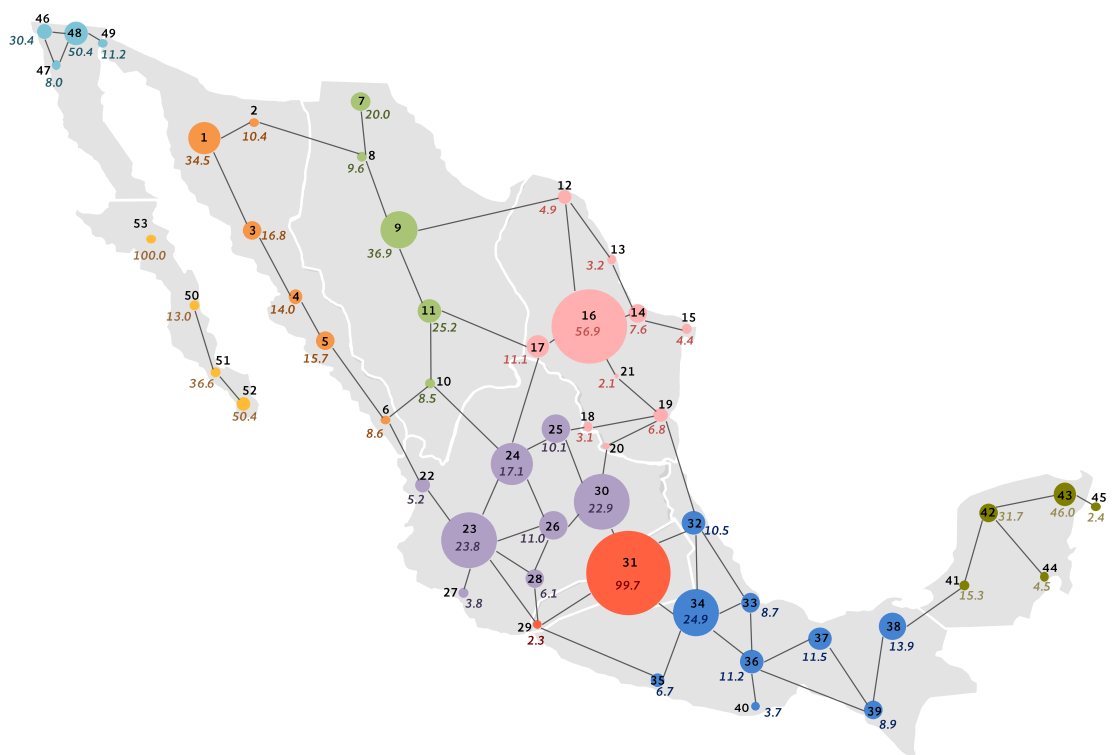
^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.3.2. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2017 – 2031 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)



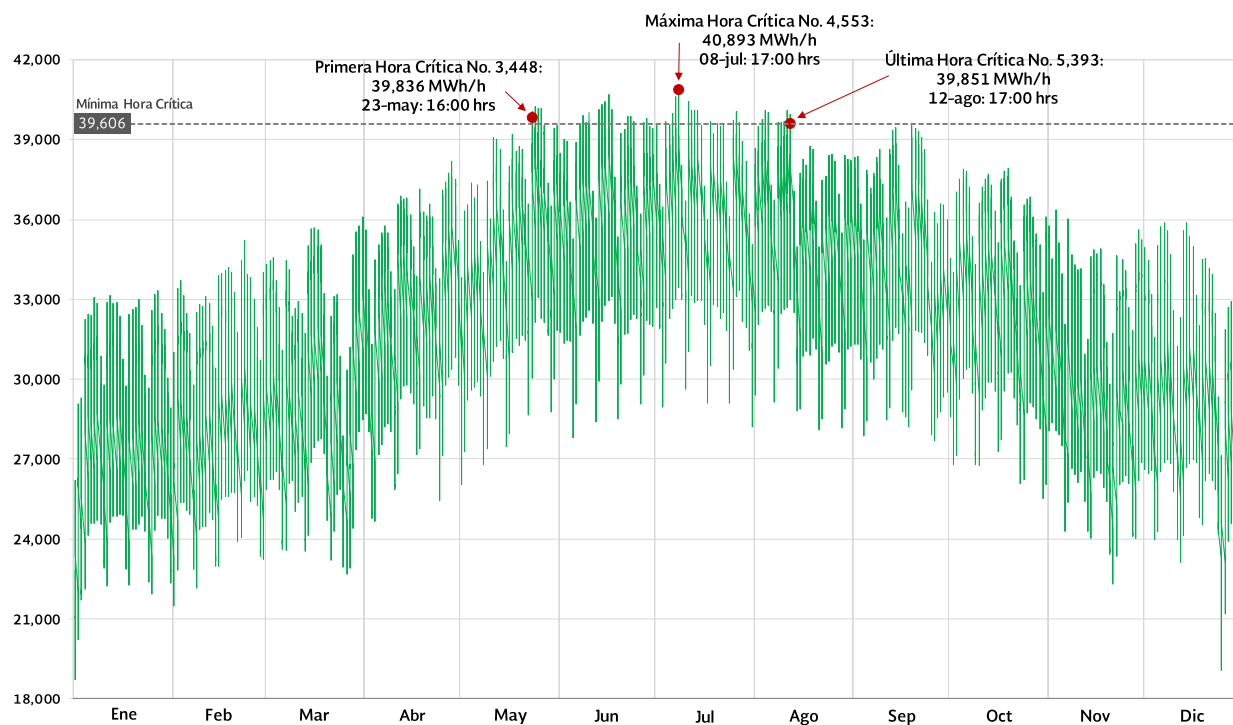
^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

MAPA 3.3.3. FACTOR DE CARGA MEDIO POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN (2017-2022)
(Porcentaje)



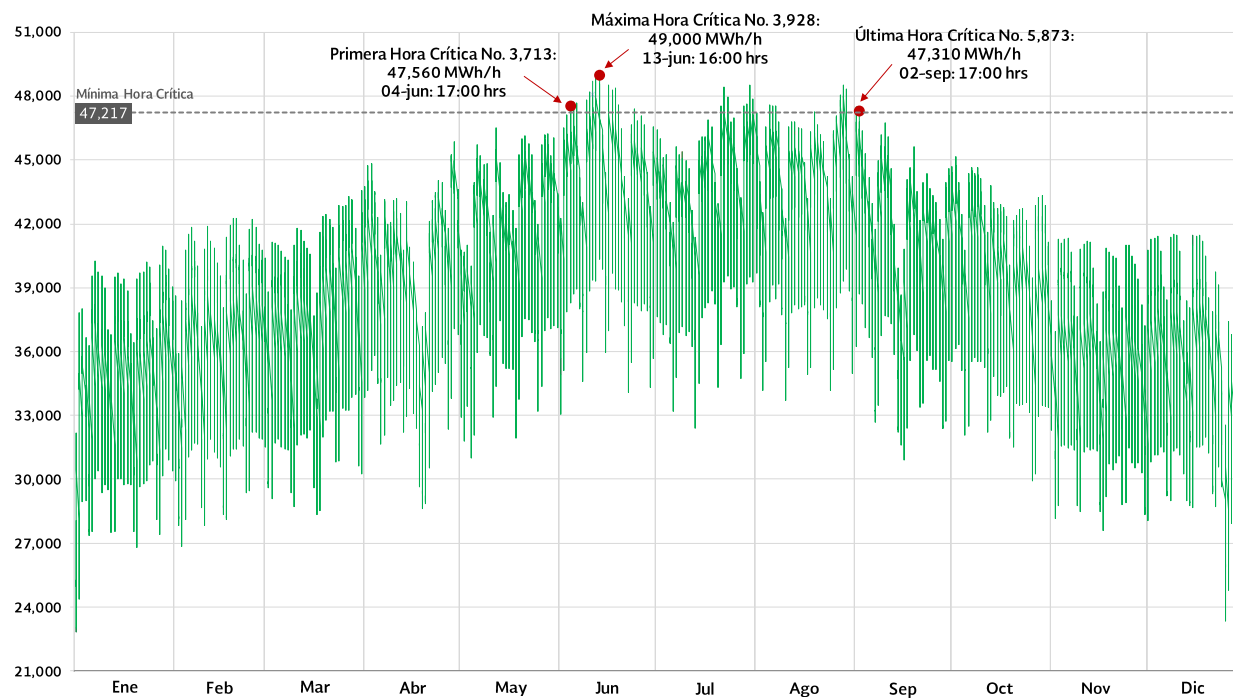
Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

GRÁFICO 3.3.1. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2016
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.2. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2022
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2017-2031 (PIIRCE), es el instrumento de referencia en la planeación de largo plazo de la generación, actividad en régimen de libre competencia, de conformidad con el artículo 4 de la LIE.

El PIIRCE contiene la proyección a 15 años de la nueva capacidad de generación por tipo de tecnología y ubicación geográfica de las nuevas centrales eléctricas, así como las unidades o centrales eléctricas notificadas por los generadores para su retiro⁶⁷.

El PIIRCE consiste en la mejor combinación de nuevas inversiones de generación que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica del país y cumplir con los objetivos de Energías Limpias⁶⁸, al menor costo total para el Sistema Eléctrico Nacional (inversión, operación y energía no suministrada).

El PIIRCE es un programa que no crea obligaciones para la instalación o retiro, o derechos para la autorización, permisos o garantías para las centrales eléctricas incluidas en dicho programa⁶⁹. Asimismo, el PIIRCE es un insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD, y es fuente de información para la toma de decisiones de los Participantes del Mercado, los Transportistas, los Distribuidores, las autoridades involucradas, el público en general e inversionistas.

4.1. Insumos para la planeación

Referencias

Regiones de control

El SEN está integrado por 10 regiones de control, de las cuales 7 se encuentran interconectadas y conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En estas regiones de control se concentra el mayor consumo de energía eléctrica, por lo que el intercambio de los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones

operativas, hace posible un funcionamiento más económico y confiable.

Las 3 regiones de control, Baja California, Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica (sistemas aislados) y se espera que se interconecten al SEN a partir de 2022 (ver Mapa 4.1.1.).

En el ejercicio de planeación, las centrales eléctricas y los proyectos de generación que son considerados en la elaboración del PIIRCE se clasifican de acuerdo a la región de control a la que pertenecen.

Regiones de transmisión

El SEN se integra en 53 regiones de transmisión, cuyos enlaces se representan mediante líneas y subestaciones de la red troncal en 400 y 230 kV. En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la capacidad de transmisión de los enlaces bajo condiciones de demanda máxima. Cada unidad de generación y su interconexión se asigna a una de las regiones de transmisión para representar el sistema eléctrico en el modelo de optimización (ver Mapa 4.1.2. y Tabla 4.1.1.).

Red Nacional de Gasoductos

La infraestructura actual y futura de gasoductos es una referencia para la planeación del SEN, al tomar en cuenta la oferta de gas natural en la generación de energía eléctrica.

En marzo de 2016, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) publicó la Segunda Revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal), aprobada por la SENER⁷⁰, el cual constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo.

⁷⁰ Plan Quinquenal:
<http://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-sistrangas>.

⁶⁷ Artículo 18 de la LIE.

⁶⁸ Artículo 13 de la LIE.

⁶⁹ Artículo 7 del Reglamento de la LIE.

El Plan Quinquenal considera una expansión del sistema de 5,216 kilómetros de 12 nuevos gasoductos con una inversión total estimada de 8,091 millones de dólares (mdd), 7 corresponden a proyectos adjudicados a la CFE, 2 son proyectos por licitar en el periodo 2017-2019 y 2 proyectos con actualización en su fecha de inicio de operación (ver Tabla 4.1.2.; Anexo, Tablas 4.1.3. a 4.1.6., y Mapa 4.1.3.).

Pronósticos

Los pronósticos de demanda y consumo de electricidad constituyen un insumo fundamental para determinar la infraestructura eléctrica en el periodo de planeación de 15 años. Se elaboran tres escenarios de estudio: bajo, medio o de planeación y alto.

Las evoluciones esperadas de la actividad económica (Producto Interno Bruto) y de los precios de combustibles se consideran en la estimación para definir las proyecciones de la demanda y consumo de energía eléctrica.

El pronóstico del Producto Interno Bruto (PIB) se elaboró con base en las directrices definidas por la SHCP mediante los Criterios Generales de Política Económica.

Los pronósticos de precios de combustibles se construyen considerando, entre otros, los siguientes elementos: a) escenarios de corto y largo plazo de los precios del crudo WTI y de gas natural Henry Hub, publicadas por la U.S. Energy Information Administration (EIA), del Departamento de Energía de EE.UU.^{71,72}; b) estimación de costos de transporte de gas natural con base en las tarifas aprobadas por la CRE^{73,74,75}; c) precios históricos del diésel en la

Costa del Golfo de EE.UU., publicados por la EIA⁷⁶; d) precios históricos del carbón importado y nacional, publicados por la CFE⁷⁷, y e) Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles⁷⁸.

Producto Interno Bruto (PIB)

Durante 2017-2031, se espera que la economía nacional registre un crecimiento medio anual de 2.9% (ver Anexo, Gráfico 4.1.1.).

La evolución futura del PIB se ajusta en cada ejercicio de planeación anual, al tomar en cuenta la tendencia real de los fundamentales de la economía nacional (comercio exterior, dinamismo/desaceleración sectorial, crecimiento/decremento de los determinantes del mercado interno, inversión sectorial, recortes presupuestales, mercado cambiario, entre otros) y de los factores externos (certidumbre/incertidumbre en mercados financieros, dinamismo/desaceleración de las economías avanzadas y emergentes, fortaleza/debilidad del comercio, expectativas de crecimiento económico, precios de materias primas, entre otros) (ver Anexo, Gráfico 4.1.2.).

Precios de Combustibles

El crecimiento medio anual de las trayectorias de precios de combustibles para el periodo 2017-2031, son las siguientes: carbón de 2.9%, combustóleo 6.2%, diésel de 3.6%, gas natural de 4.0%, gas natural licuado de 2.6% y uranio de 0.4% (ver Anexo, Gráfico 4.1.3.).

Los pronósticos de los precios de los combustibles se ajustan en cada ejercicio de planeación anual, con base en las proyecciones de los precios referentes internacionales y nacionales (ver Anexo, Gráfico 4.1.4.).

⁷¹ Short-Term Energy Outlook

<https://www.eia.gov/outlooks/steo/outlook.cfm>

⁷² Annual Energy Outlook

<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/archive.cfm>

⁷³ RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba las tarifas del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural aplicables para el periodo comprendido del 1 de mayo al 31 de diciembre de 2016, RES/382/2016 <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/188715/RES-382-2016.pdf>

⁷⁴ Listas de tarifas vigentes de transporte y almacenamiento de gas natural

<http://www.gob.mx/cre/articulos/listas-de-tarifas-vigentes-de-transporte-y-almacenamiento-de-gas-natural>

⁷⁵ Listas de tarifas vigentes de distribución de gas natural por medio de ductos

<http://www.gob.mx/cre/articulos/listas-de-tarifas-vigentes-de-distribucion-de-gas-natural-por-medio-de-ductos-54099>

⁷⁶ Gasoline and Diesel Fuel Update

<https://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/>

⁷⁷ Tarifas CFE:

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/factores/factores_negocios.asp?tarifa=ICC2012&anio=2016

⁷⁸ Ley del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (LIEPS)

http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/78_271216.pdf

Pronósticos de Demanda y Consumo de energía eléctrica

De acuerdo con las estimaciones de demanda máxima, se espera un crecimiento medio anual de 3.0% en el SIN, de 2.8% en Baja California y de 3.9% en Baja California Sur, para los próximos 15 años (ver Gráficos 4.1.5., 4.1.6. y 4.1.7.). En relación con el consumo bruto del SEN, se estima un crecimiento medio anual de 2.9% en el periodo de planeación (ver Gráfico 4.1.8.).

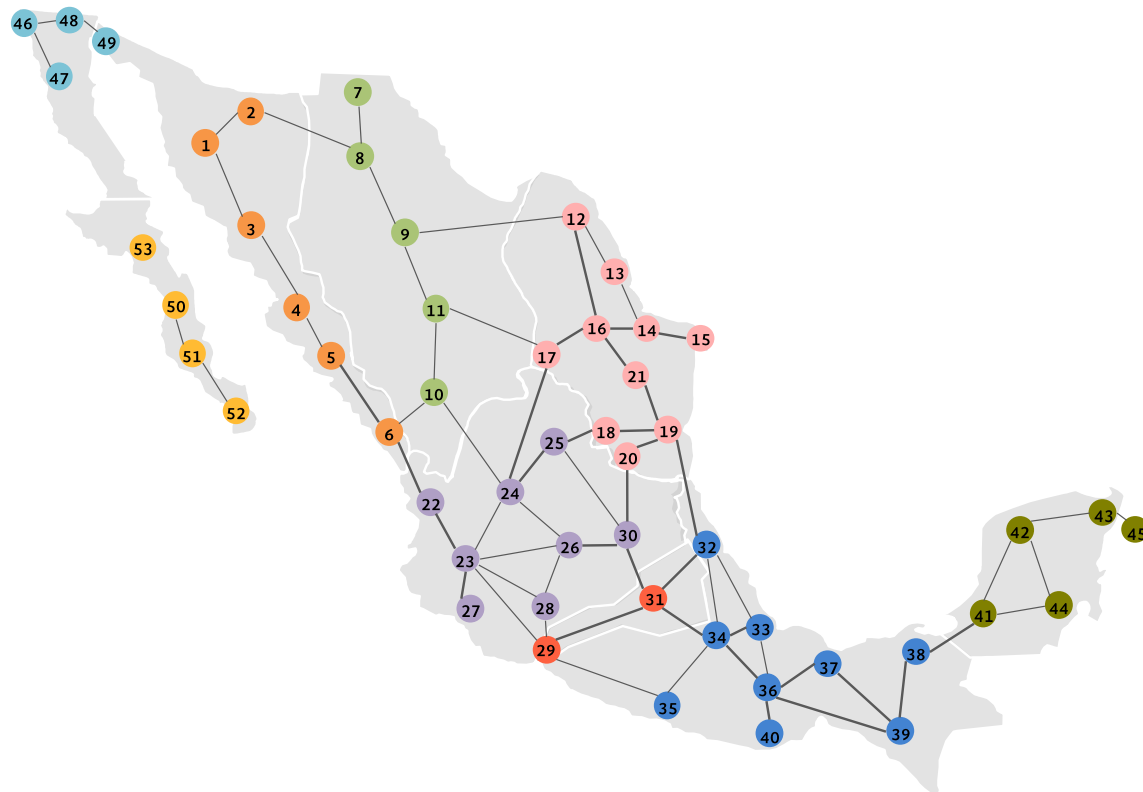
La trayectoria de largo plazo de la demanda y del consumo de energía eléctrica se determina por los ajustes anuales en las proyecciones de largo plazo de la actividad económica del país y de los precios de los principales combustibles para la actividad de generación de energía eléctrica, por lo que dichas trayectorias muestran un patrón similar a las trayectorias de las variables macroeconómicas fundamentales para el ejercicio de planeación del SEN (Ver Anexo, Gráfico 4.1.9.).

MAPA 4.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SEN



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 4.1.2. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.1.1. REGIONES DE TRANSMISIÓN

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

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

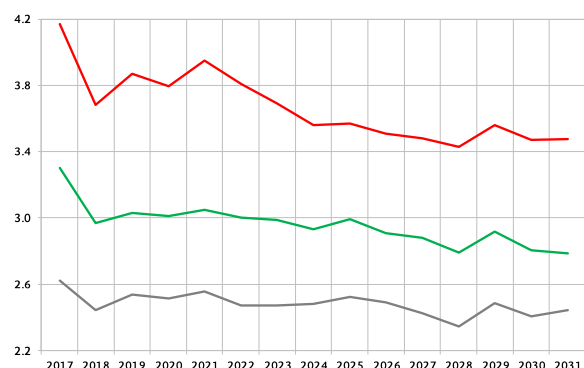
TABLA 4.1.2. PLAN QUINQUENAL 2015-2019

PROYECTOS ADJUDICADOS A LA CFE						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Fecha de adjudicación	Fecha estimada de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (mmd)
1	Tuxpan - Tula	HGO-PUE-VER	2015	2017	283	458
2	La Laguna - Aguascalientes	AGS-ZAC-DGO	2016	2018	600	473
3	Tula - Villa de Reyes	HGO-SLP	2015	2018	420	554
4	Villa de Reyes - Guadalajara	AGS-JAL-SLP	2016	2018	305	294
5	San Isidro - Samalayuca	CHIH	2015	2017	23	109
6	Samalayuca - Sásabe	CHIH-SON	2015	2017	650	571
7	Sur de Texas - Tuxpan	TAMS-VER	2016	2018	800	2,111
PROYECTOS POR LICITAR EN EL PERIODO 2017-2019						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Periodo estimado de licitación	Periodo estimado de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (mmd)
8	Jáltipan - Salina Cruz	OAX-VER	2017-2018	2020-2022	247	643
9	Lázaro Cárdenas - Acapulco	MICH-GRO	2017-2019	2020-2022	331	456
OTROS PROYECTOS						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (mmd)
10	Nueva Era (Mindstream de México)	NL	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2017	302	-
11	Salina Cruz - Tapachula	CHIS-OAX	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2019	400	442
12	Los Ramones - Cempoala	NL-VER	En función de lo previsto en el Plan Quinquenal 2020-2024		855	1,980
Total					5,216	8,091

Fuente: Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019. Actualizado conforme a la Segunda Revisión aprobada por la SENER, en marzo de 2017, CENAGAS.

GRÁFICO 4.1.5. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN 2017-2031

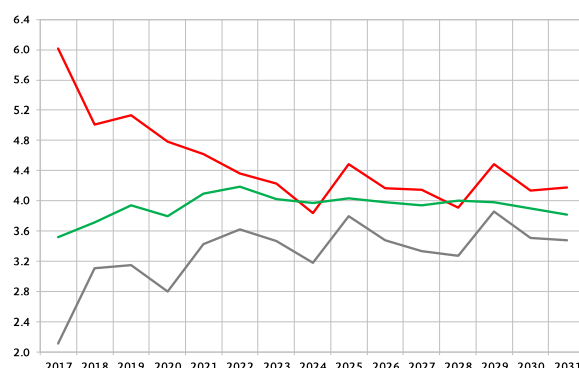
(Porcentaje)



^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 4.1.7. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE BAJA CALIFORNIA SUR 2017-2031

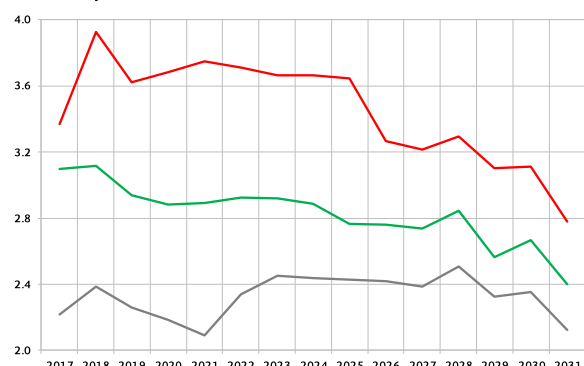
(Porcentaje)



^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Corresponde al Sistema La Paz. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 4.1.6. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE BAJA CALIFORNIA 2017-2031

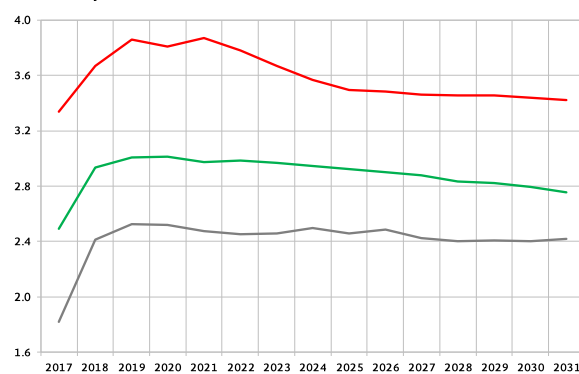
(Porcentaje)



^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 4.1.8. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2017-2031

(Porcentaje)



^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

4.2. Criterios para la elaboración del PIIRCE

Catálogo de proyectos

Categorías de proyectos de generación

El catálogo de proyectos de generación consta de 1,532 unidades de generación, las cuales se clasificaron en 4 categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación⁷⁹.

- **En operación:** corresponde a las centrales eléctricas del SEN, que operaron de forma regular o iniciaron operaciones durante el año 2016, de acuerdo con la información reportada por la CFE, el CENACE y la CRE.
- **Firme:** corresponde a los proyectos de generación que no están sujetos a la optimización del modelo de planeación, por lo que se instalarán en la fecha indicada por los Generadores, siempre y cuando cumplan con los siguientes criterios⁸⁰:
 - a. Contar con un Contrato de Interconexión y permiso de generación en el que se contemple la entrada en operación comercial a partir del 1 de enero de 2016.
 - b. Que el CENACE haya instruido al Transportista o Distribuidor la celebración de un Contrato de Interconexión.
 - c. Haber concluido el estudio de instalaciones y realizado el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por el esquema individual de interconexión.
 - d. Haber realizado el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por ser incluidos como parte del proceso de planeación.

- e. Haber presentado garantía de cumplimiento, para los proyectos asignados en las Subastas de Largo Plazo, en términos de las Ofertas de Ventas respectivas.

- **Optimización:** corresponde a los proyectos de generación que no cumplen con la categoría Firme, que pueden contar o no, con permiso de generación ante la CRE, sujetos a la optimización del modelo de planeación.
- **Genérico:** corresponde a posibles centrales eléctricas candidatas asignadas en las diferentes regiones de transmisión en función del potencial de generación disponible y factibilidad de desarrollo, para cumplir con las Metas de Energías Limpias y enviar señales de mercado a los desarrolladores de proyectos interesados en realizar inversiones productivas dentro del sector eléctrico, sujetos a la optimización del modelo de planeación.

Rehabilitación y modernización

La CFE programó la rehabilitación y modernización de 6 centrales eléctricas, consistente en realizar trabajos de mantenimiento o sustitución de los equipos y sistemas existentes que permite mejorar la eficiencia de las unidades generadoras, extender su vida útil y procurar la confiabilidad del sistema⁸¹.

En 2016, se concluyó la rehabilitación y modernización de la unidad 1 en Laguna Verde y de las 3 unidades de Poza Rica, se espera que en el transcurso del periodo 2017-2019 se terminen las obras correspondientes (ver Anexo, Mapa 4.2.1.).

Conversión de centrales termoeléctricas

La CFE programó la conversión de 7 unidades de generación termoeléctrica a combustión dual, con la finalidad de reducir el uso de combustóleo por gas natural, lo que permitirá disminuir el costo de los combustibles para estas centrales y el nivel de emisiones contaminantes al medio ambiente.

Al cierre de 2016, se concluyó la conversión de 4 plantas y se espera que en el transcurso de 2017 se

⁷⁹ El Anexo electrónico "Base de Datos_PIIIRCE 2017-2031" contiene la información de los proyectos de generación empleada para el ejercicio de planeación.

⁸⁰ Aviso importante para los proyectos interesados en el PRODESEN 2017-2031:

<http://www.gob.mx/cenace/articulos/aviso-importante-para-los-proyectos-interesados-en-el-prodesen-2017-2031?idiom=es>

⁸¹ Informe Anual 2014:

http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Informe_Anual_2014.aspx

termine la conversión de las 3 plantas restantes (ver Anexo, Mapa 4.2.2.).

Catálogo de proyectos de transmisión

El catálogo de proyectos de transmisión consta de 69 enlaces de transmisión existentes, 19 enlaces propuestos, tres proyectos de enlaces firmes y 228 enlaces de transmisión genéricos, las cuales se clasificaron en 4 categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación⁸².

- **En operación:** corresponde a los enlaces actuales de transmisión del SEN.
- **Firme:** corresponde a los proyectos de líneas de transmisión propuestos por el CENACE para evaluar la interconexión de los sistemas aislados de la Península de Baja California con el SIN.
- **Propuesto:** corresponde a los enlaces que incrementarán su capacidad, derivado de la entrada en operación de nuevos proyectos de líneas de transmisión.
- **Genérico:** corresponde a posibles proyectos de líneas de transmisión en nivel de tensión de 230 kV y 400 kV, circuitos y conductores por fase, los cuales están sujetos a la optimización de la modelación.

Tasas

Tasa de actualización

Se consideró una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados del sistema eléctrico⁸³.

Tasa de retorno

Se consideró una tasa del 10%, para los proyectos de generación y de transmisión.

Esta tasa equivale al costo de capital de los proyectos o costo de oportunidad del capital propio de la empresa, la cual es la tasa anual que una empresa debe recibir sobre el valor de su inversión para mantener sus créditos, pagar rendimientos y garantizar la atracción de capital⁸⁴.

Tipo de cambio

Tipo de cambio promedio FIX a diciembre 2016 equivalente a 20.52 pesos por dólar⁸⁵.

Características básicas de los generadores

Parámetros técnicos

- **Capacidad Máxima (MW):** potencia medida en una unidad generadora, incluye la requerida para usos propios. La capacidad máxima para las centrales eléctricas en operación corresponde al valor reportado por la CFE, la CRE y el CENACE⁸⁶. Para los proyectos de generación de la CFE y PIE es la capacidad bruta estimada a partir de la capacidad neta reportada en los avances constructivos. Para los proyectos de los permisionarios se consideró la capacidad que reportan los permisos de generación otorgados por la CRE⁸⁷.
- **Capacidad Neta (MW):** capacidad máxima de una unidad generadora menos la necesaria para usos propios.
- **Capacidad firme:** capacidad de una unidad generadora garantizada para estar disponible en un momento o periodo determinado (ver Anexo, Tabla 4.2.1.).
- **Capacidad ajustada:** capacidad máxima de una unidad generadora ajustada por los efectos de altitud y temperatura

⁸² El Anexo electrónico "Base de Datos_PIIIRCE 2017-2031" contiene la información de los proyectos de transmisión empleada para el ejercicio de planeación.

⁸³ De conformidad con el numeral 2.9 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, de 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 (DOF 08/04/2016).

⁸⁴ Determinación del Costo de Capital, CRE:

<http://www.cre.gob.mx/documento/costoscapital.pdf>.

⁸⁵ Banco de México: www.banxico.org.mx.

⁸⁶ Fuente: 1. Reporte de evolución de la capacidad efectiva de la CFE; 2. Reporte de operación de los permisos de generación de energía eléctrica al cierre de 2016 de la CRE; 3. Reporte de energía entregada por productores externos al 2016 del CENACE.

⁸⁷ Permisos de generación de energía eléctrica:

<http://organodegobierno.cre.gob.mx/permisose.aspx>

ambiente⁸⁸, o por disponibilidad de recurso⁸⁹, para el cálculo de la generación.

- **Eficiencia Térmica (%):** relación de energía calorífica utilizada y trabajo útil generado (ver Anexo, Tabla 4.2.2.).
- **Emisiones (kg/MWh):** emisiones de bióxido de carbono (CO₂), bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas, por el uso de combustibles fósiles en las unidades generadoras (ver Anexo, Tabla 4.2.3.).
- **Factor de planta (%):** relación entre la energía eléctrica producida por una unidad generadora y la energía posible de producir por la misma al operar a su potencia máxima durante un periodo determinado (ver Anexo, Tabla 4.2.4., Gráficos 4.2.1. y 4.2.2., Mapas 4.2.3. y 4.2.4.).
- **Indisponibilidad (%):** proporción de la capacidad de una unidad generadora que deja de suministrar energía eléctrica por causas de mantenimiento y salidas forzadas (falla, decremento y causas ajenas) (ver Anexo, Tabla 4.2.5. y Tabla 4.2.6.).
- **Régimen Térmico (GJ/MWh):** relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad generadora en GJ/h, dado el consumo de combustible y la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en MW (ver Anexo, Tabla 4.2.7.).

⁸⁸ En el caso de los ciclos combinados y turbogás se estimaron curvas de ajuste de potencia, con base en el criterio de reducción en 1% de la potencia de la unidad generadora por cada 100 metros de elevación respecto al nivel del mar. Fuente: Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Teoría y Proyecto, 2006; Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016).

⁸⁹ Se estimaron perfiles de recursos horarios por región de transmisión para la estimación de la generación eólica, con base en los factores de planta entregados por la AMDEE para la planeación de la generación y mediciones de velocidad del viento del Atlas de Zonas con Energías Limpias. Se estimaron perfiles de recursos horarios por unidad de generación para la estimación de la generación solar fotovoltaica, con base en la "National Solar Radiation Database (NSRDB)" del National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos, con datos de 2014.

- **Tiempo medio de reparación (horas):** tiempo promedio que tarda una unidad generadora que ha fallado, en volver a condiciones operativas normales. En el modelo de optimización se indicó un valor medio de 24 horas para las unidades generadoras.
- **Usos propios (%):** proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras (ver Anexo, Tabla 4.2.8.).
- **Vida útil (años):** tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes (ver Anexo, Tabla 4.2.9.).
- **Curva de aprendizaje (%):** evolución esperada de los costos de inversión para los proyectos de generación, asociada a las mejoras tecnológicas en desarrollo para los sistemas y equipos, las economías de escala como resultado de dichas mejoras y a la disponibilidad de recurso primario para la producción y suministro de energía eléctrica (ver Anexo, Gráfico 4.2.3.)⁹⁰.
- **Falla (USD\$/MWh):** valor promedio por unidad de energía eléctrica demandada no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (pérdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada). En el ejercicio de planeación se consideró un valor de 2,600 USD\$/MWh⁹¹.
- **Fijos de operación y mantenimiento, FO&M (USD\$/kW-año):** incluyen los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros (ver Anexo, Tabla 4.2.10.).
- **Unitario de inversión (USD\$/kW):** costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de

⁹⁰ 1. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch. 2. Modeling Technology Learning for Electricity Supply Technologies, The Electric Power Research Institute (EPRI), 2013.

⁹¹ De conformidad con el artículo 1, inciso b, del AVISO por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía (DOF 28/02/2017).

ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora, más los conceptos de estudios, diseño, permisos, y otras actividades relacionadas con la obra (ver Anexo, Tabla 4.2.11.).

- **Variables de operación y mantenimiento, VO&M (USD\$/MWh):** incluyen los conceptos de materias primas e insumos, equipos, materiales y refacciones, mantenimiento mayor, entre otros (ver Anexo, Tabla 4.2.12.).

Características básicas de transmisión

- **Capacidad de transmisión (MW):** capacidad de los enlaces de transmisión y los proyectos futuros de líneas de transmisión (ver Anexo, Tabla 4.2.13.).
- **Costo de construcción (USD\$/Km):** costo asociado a la ingeniería, supervisión, pruebas, construcción y derechos de vía, de las líneas de transmisión, de acuerdo con el tipo de tensión (kV), número de circuitos y conductores por fase (ver Anexo, Tabla 4.2.14.).
- **Factor de participación de carga (%):** es la distribución de la demanda máxima anual en cada región de transmisión por región de control (ver Anexo, Tabla 4.2.15.).
- **Flujo máximo (MW):** potencia máxima de energía eléctrica que se transmite a través de una o varias líneas de transmisión, desde un enlace emisor hasta un enlace receptor (ver Anexo, Tabla 4.2.16.).
- **Flujo mínimo (MW):** límite de flujo de potencia en la dirección contra-referencia del flujo máximo.
- **Resistencia por unidad de línea (p.u.):** parámetro técnico que mide la oposición al paso de la corriente eléctrica de la línea de transmisión con base en la longitud, material y temperatura del conductor (ver Anexo, Tabla 4.2.17.).
- **Vida económica (años):** periodo en el que se recuperan los costos fijos de las líneas de transmisión, considerándose una vida útil de 40 años para cada proyecto de línea de transmisión.

Metas de Energías Limpias

De acuerdo con el artículo Tercero Transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE)⁹², se considera la participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024, en la planeación del SEN. En este sentido, se calculó una trayectoria lineal dirigida a lograr las Metas de Energías Limpias (ver Anexo, Gráfica 4.2.4.).

Potencial de Energías Limpias

El potencial de Energías Limpias corresponde a los recursos de fuentes renovables y limpias que pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de centrales eléctricas que son técnica y económicamente factibles para su ejecución.

En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la información disponible relacionada con el potencial de las fuentes de Energía Limpia del país, así como las limitaciones técnicas, ambientales y sociales que tienen impacto en el desarrollo de proyectos⁹³, con el objetivo de identificar oportunidades de inversión que aporten beneficios a la industria eléctrica y al medio ambiente, y así cumplir con las metas establecidas en materia de generación de Energías Limpias⁹⁴ (ver Anexo, Tabla 4.2.18., Mapas 4.2.5. a 4.2.12.).

En el ejercicio de planeación, se ajusta el potencial de tal forma que atienda las necesidades de demanda de energía eléctrica proyectadas para el periodo de estudio, por lo que el potencial utilizado corresponde al probado y no al máximo que resulta de las fuentes de recursos naturales.

4.3. Metodología de planeación de largo plazo de la Generación

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) tiene como objetivo resolver el problema de expansión de la capacidad de generación cuya solución represente el mínimo valor

⁹² DOF 24/12/2015: dof.gob.mx.

⁹³ 1. Atlas de Zonas con Energías Limpias: <https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>. 2. Inventario Nacional de Energías Renovables: <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>

⁹⁴ Artículo 14, fracción VII, de la LTE.

presente de los costos totales del sistema en el horizonte de planeación. Para ello se utiliza un modelo de optimización cuya solución permite conocer el tipo, tamaño y ubicación de las centrales eléctricas que deben instalarse y su fecha de entrada en operación, además de la ampliación de la transmisión que garanticen la integración de la nueva generación eléctrica al mínimo costo de expansión para el sistema⁹⁵.

Conforme menos inversiones se realicen en el sistema en el horizonte de planeación mayores serán los costos de producción, en contraste, a mayores inversiones en el periodo menores serán los costos de producción. La minimización de los costos de expansión del sistema implica determinar la combinación óptima, es decir la suma, de costos de inversión y costos producción, sujeta a las restricciones técnicas y operativas.

La función objetivo del modelo de optimización es el costo total del sistema (costo de inversión más costo de producción). Las variables de decisión asociadas con las inversiones son variables enteras (binarias), ya que el modelo selecciona invertir o no, mientras que las asociadas con los costos de producción son variables continuas.

El modelo de optimización considera variables enteras binarias (asociadas con las decisiones de inversión) y variables no lineales (asociadas a los flujos de energía). La existencia de variables binarias (construir sí o no) hace que la planeación de la generación sea un problema de optimización combinatoria, cuyo número de soluciones crece exponencialmente en función del número de proyectos considerados (2^n). Para resolver este tipo de problemas se suelen utilizar algoritmos que permiten enumerar y estructurar la búsqueda de las soluciones factibles, a partir de la división del problema original en subproblemas cada vez más pequeños.

Existen diversos métodos para resolver el problema de optimización: *programación matemática* (Programación Lineal PL, Programación Lineal Entera Mixta PLEM o Programación Dinámica PD), *técnicas de optimización heurística* o una combinación de ambas. Los modelos de programación matemática buscan el valor óptimo mediante la solución de la formulación matemática del problema, mientras que

los modelos de optimización heurística intentan resolver el problema con algoritmos de búsqueda para hallar la solución dentro del espacio de soluciones factibles.

En el método de **Programación Lineal Entera Mixta (PLEM)** algunas de las variables decisión del problema se restringen a valores enteros, en este caso binarios, a fin de encontrar la solución óptima. A partir de un modelo de PLEM, existe un modelo de programación lineal asociado, conocido como Relajación Lineal (RL) que resulta de no considerar (relajar) las restricciones enteras del modelo PLEM original. Para el caso de problemas de minimización, la solución óptima de la RL será menor o igual que el óptimo del PLEM, dado que la RL es un modelo menos restringido que el modelo de PLEM.

La existencia de variables enteras dificulta la solución del modelo, debido a que el tiempo de procesamiento se incrementa exponencialmente conforme se consideran más variables. Para la solución del modelo PLEM correspondiente a la planeación de la generación se utiliza una combinación entre técnicas heurísticas y el algoritmo **branch & bound (b&b)**, cuyo propósito es reducir el tiempo de procesamiento derivado de la búsqueda de la solución óptima.

El algoritmo b&b comienza por resolver la RL, si la solución a la RL resulta en valores enteros se termina el procedimiento, en caso contrario, el algoritmo divide el problema en subproblemas a partir de los valores no enteros. Estos subproblemas son subsecuentemente resueltos hasta que se satisface la restricción entera del PLEM original.

Lo anterior es resultado de evaluar las distintas combinaciones enteras, aunado al hecho de que para cada combinación se requiere la solución de un problema de programación lineal.

Para cada punto evaluado se calcula una diferencia (gap) que resulta de comparar el valor de la función objetivo para la mejor solución entera conocida y la solución de la RL analizada. Conforme se avanza en la exploración del espacio de soluciones, la diferencia (gap) tiende a reducirse conforme la solución entera conocida es cada vez mejor o la solución RL analizada se encuentra cada vez más acotada.

El valor de esta diferencia (gap) suele utilizarse como un criterio de terminación para la solución de modelos de PLEM. Un valor reducido de dicha

⁹⁵ Se consideran proyectos de transmisión que interconectan o refuerzan las regiones de transmisión, por lo que los resultados únicamente indican una fracción del total de las inversiones de la RNT.

diferencia indica que la solución entera es suficientemente cercana al valor óptimo⁹⁶.

La formulación matemática del problema de optimización, correspondiente al modelo de planeación de la generación, es la siguiente:

TABLA 4.3.1. MODELO DE PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

Función objetivo	
Minimizar $\{C_{INV} + C_{O\&M} + C_{COM} + C_{ENS}\}$	
donde:	
C_{INV}	valor presente de los costos de inversión.
$C_{O\&M}$	valor presente de los costos de operación y mantenimiento.
C_{COM}	valor presente del costo de combustible.
C_{ENS}	valor presente de la Energía No Suministrada.
Costos de inversión	
$C_{INV} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{k(y)} \frac{CI_{i,y}}{(1+r)^y} X_{i,y}$	
donde:	
y	años: 1=2016, ..., 15=2030.
r	tasa de descuento aplicable [10%].
$k(y)$	número de unidades candidatas a instalarse en el año y
$CI_{i,y}$	costo de inversión instantáneo (overnight) al inicio de operación para cada unidad i en el año y [USD] (ver Anexo, Tablas 4.2.7. y 4.2.10.)
$X_{i,y}$	unidades de generación i en el año y .
Costos de operación y mantenimiento	
$C_{O\&M} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{FO\&M_{i,y} PG_{i,y} + VO\&M_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	
donde:	
$FO\&M_{i,y}$	costo fijo de operación y mantenimiento asociado a la unidad i en el año y [USD/MW].
$N(y)$	suma de las unidades existentes en el año $y-1$ más las unidades nuevas en el año y y menos las unidades programadas para retiro en el año y :
$N(y) = N(y-1) + \sum_i X_{i,y} - R(y)$	
$R(y)$: número de unidades que se retiran en el año y .	
$VO\&M_{i,y}$	costo variable de operación y mantenimiento asociado a la unidad i en el año y [USD/MWh].
$PG_{i,y}$	potencia de la unidad de generación i en el año y [MW].
$EG_{i,y}$	energía generada por la unidad de generación i en el año y [MWh].
Costo de combustible	
$C_{COM} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{RT_i PC_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	

⁹⁶ En los ejercicios de planeación se asumió una diferencia (gap) de referencia menor o igual a 0.1%.

donde:	
RT_i	Régimen Térmico de la unidad i [GJ/MWh]
$PC_{i,y}$	Precio del combustible en la ubicación de la unidad i en el año y [USD/GJ]
Costo de energía no suministrada	
$C_{ENS} = \sum_{y=1}^{15} \frac{CF_y ENS_y}{(1+r)^y}$	
donde:	
CF_y	costo promedio de la energía no suministrada (costo de falla) en el año y [USD/MWh].
ENS_y	Energía No Suministrada en el año y [MWh].
Sujeto a:	
Balance de energía	
$\left[\sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y} \right] + ENS_y = C_y ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	
C_y	consumo de energía eléctrica en el año y [MWh].
Límite de potencia	
Para generadores térmicos:	
$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max} ; \forall \text{ generador térmico } i = 1, \dots, m$	
donde:	
PG_i^{min}	límite operativo inferior de potencia para el generador i [MW].
PG_i^{max}	límite operativo superior de potencia para el generador i [MW].
PG_i	potencia generada por el generador i [MW].
Para generadores eólicos, solares e hidroeléctricos:	
$PG_i \leq PG_i^d \quad \forall \text{ generador } i = 1, \dots, n$	
donde:	
PG_i^d	potencia máxima disponible en función del recurso primario [MW].
Reserva de planeación	
$\sum_{i=1}^{N(y)} CI_{i,y} \geq d_{B,y} \left(1 + \frac{MR_y}{100} \right) ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	
$CI_{i,y}$	capacidad instalada de la unidad i en el año y [MW].
$d_{B,y}$	demanda por balance en el año y [MW]
MR_y	reserva de planeación en términos de margen de reserva en el año y [%].
Potencial de recurso limpio por tecnología	
$\sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{i(y)} CI_{i,y}^j \leq R_j$	
donde:	
$CI_{i,y}^j$	capacidad instalada de la unidad i en el año y del recurso j [MW].
$i(y)$	Número de generadores que corresponden al recurso limpio j (bioenergía, cogeneración eficiente, eólico, geotérmico, hidroeléctrico, nuclear, solar).
R_j	potencial estimado del recurso j [MW]

Metas de Energías Limpias

$$\sum_{i=1}^{I(y)} EGL_{i,y} \geq M_y \sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y} ; \forall y = 1, \dots, 15$$

donde:

$I(y)$ número de generadores limpios en el año y .
 $EGL_{i,y}$ energía limpia generada por la unidad i en el año y [MWh].
 M_y Meta de Energías Limpias en el año y [%]

Condición entera $X_{i,y} = 0 \text{ ó } 1$

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

Instalación de centrales eléctricas

Los resultados del ejercicio de planeación indican que se requieren 55,840 MW de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2017-2031, lo que representa una inversión de 1.7 billones de pesos para llevar a cabo los proyectos de generación eléctrica que integran el Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctricas (ver Anexo, Tabla 4.4.1.).

La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 37% por tecnologías convencionales y 63% por tecnologías limpias. En el grupo de las tecnologías convencionales, predominan los proyectos de ciclo combinado con 18,950 MW. En cambio, en el grupo de las tecnologías limpias se espera una integración diversificada de proyectos, de los cuales, los eólicos, solares y la cogeneración eficiente (que acrediten su certificación ante la CRE) tendrán una participación más dinámica que el resto de las tecnologías limpias (ver Gráfico 4.4.1.).

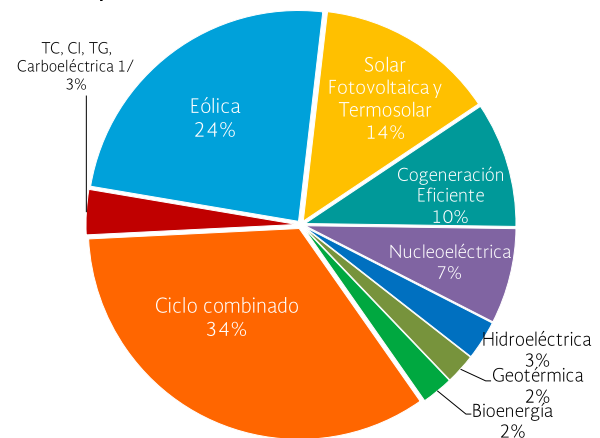
De acuerdo con el estatus que guarda cada proyecto de generación eléctrica, la capacidad adicional se distribuye de la siguiente forma: 36% se encuentra en construcción o por iniciar obras; 36% está en proceso de trámites, en autorización o adjudicación; 28% corresponde a nuevos proyectos por desarrollar, y 0.1% han iniciado operaciones o se encuentran en fase de pruebas (ver Gráfico 4.4.2., Anexo, Tabla 4.4.2.).

Acorde con la modalidad con la que los proyectos llevarán a cabo la actividad de generación, el 54% no cuentan con un permiso de generación de energía eléctrica o son proyectos genéricos, 19% serán nuevas centrales eléctricas con permiso de Generación al amparo de la LIE, y 27% corresponde a

capacidad adicional con permisos de generación al amparo de la LSPEE (autoabastecimiento, pequeña producción, PIE, cogeneración y exportación) (ver Gráfico 4.4.3; Anexo, Tablas 4.4.3. a 4.4.6.).

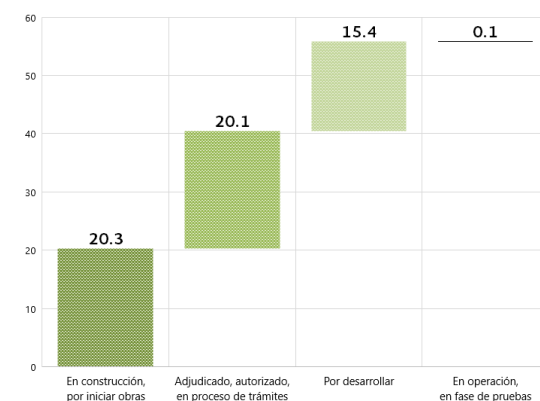
Asimismo, se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país para satisfacer las necesidades regionales. Destacan los estados de Tamaulipas, Veracruz, Nuevo León, Oaxaca, Coahuila y Chihuahua, que en conjunto concentrarán 50% de la nueva capacidad a desarrollar en los próximos 15 años (ver Mapa 4.4.1; Anexo, Mapas 4.4.2 a 4.4.12, Tablas 4.4.7 y 4.4.8).

GRÁFICO 4.4.1. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2017-2031
(Porcentaje)



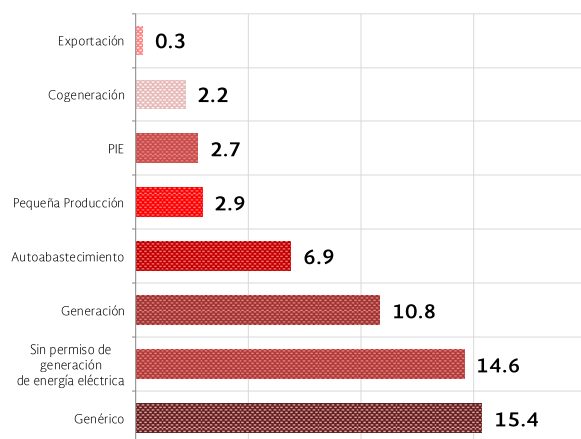
1/ Termoeeléctrica Convencional, Combustión Interna, Turbogás, Carboeléctrica y Lecho fluidizado. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR ESTATUS 2017-2031
(Gigawatt)



Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

GRÁFICO 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD 2017-2031
(Gigawatt)



Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

Retiro de centrales eléctricas

Los Generadores que representen centrales eléctricas interconectadas al SEN, tienen la obligación de notificar al CENACE los retiros programados de sus centrales eléctricas, con una anticipación de al menos 365 días naturales antes de la fecha programada de retiro.

Posteriormente, en un periodo de 30 días naturales, el CENACE evalúa si la unidad de central eléctrica es necesaria o no para asegurar la confiabilidad del SEN, el resultado de dicha evaluación lo notifica al Generador⁹⁷.

El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas está alineado con el cumplimiento de:

- Entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las candidatas a retiro.
- Entrada en operación en la fecha programada de las líneas y subestaciones.
- Preservación de la confiabilidad del SEN.
- Reducción de fallas prolongadas.
- Garantía del suministro de combustibles.

- El crecimiento pronosticado de la demanda de energía eléctrica.

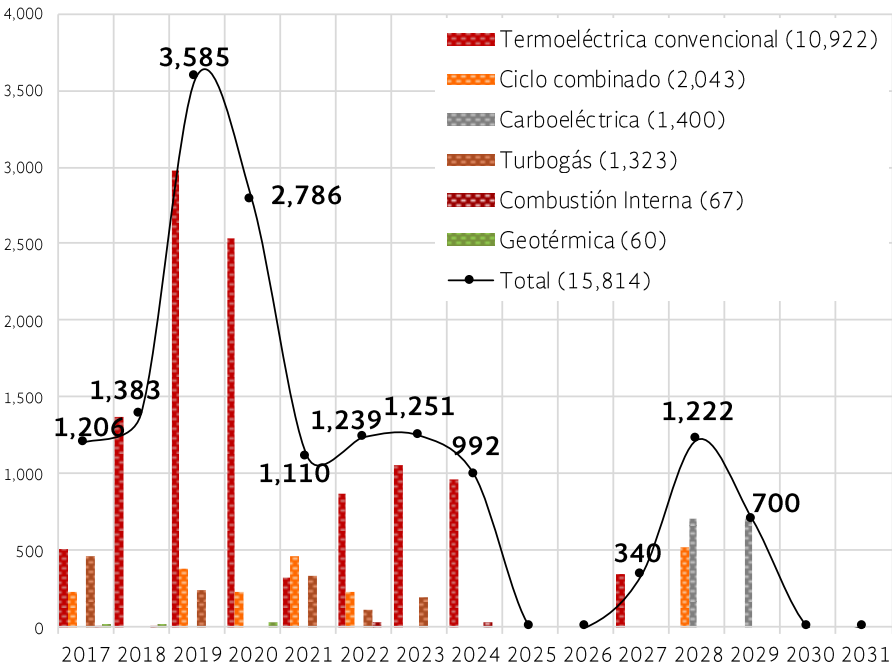
Derivado de lo anterior, se ha programado el retiro de 15,814 MW de capacidad para el periodo 2017-2031 (ver Gráfico 4.4.4.).

De esta forma, se sugiere el retiro de 137 unidades generadoras, ubicadas en 22 entidades del país (ver Mapa 4.4.13.). El 69% de la capacidad total a retirar en el periodo, corresponde a termoeléctricas convencionales.

El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2017-2031 solo contempla las centrales pertenecientes a la CFE (ver Anexo, Tabla 4.4.9.).

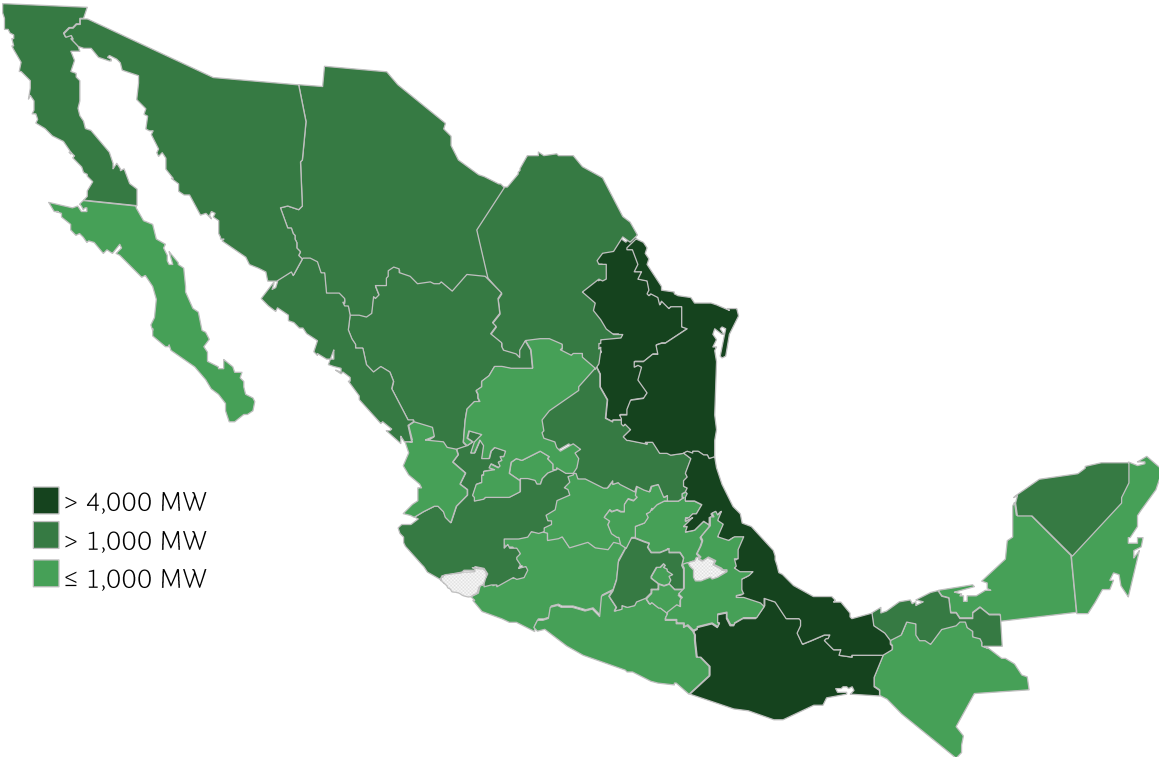
⁹⁷ Artículo 18, fracción IV, de la LIE, y base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico.

GRÁFICO 4.4.4. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2017-2031
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 4.4.1. CAPACIDAD ADICIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017-2031
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.13. RETIRO DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017-2031
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.5. Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica

Se estima que, en el año 2031, la capacidad total será 113,269 MW, al considerar la evolución anual de las adiciones y los retiros de las unidades generadoras que integran al SEN, por lo que se proyecta que en el horizonte de planeación 2017-2031, la capacidad instalada aumente en 55% en relación con la capacidad en operación al 31 de diciembre de 2016 (ver Gráfico 4.5.1., Anexo, Tabla 4.5.1).

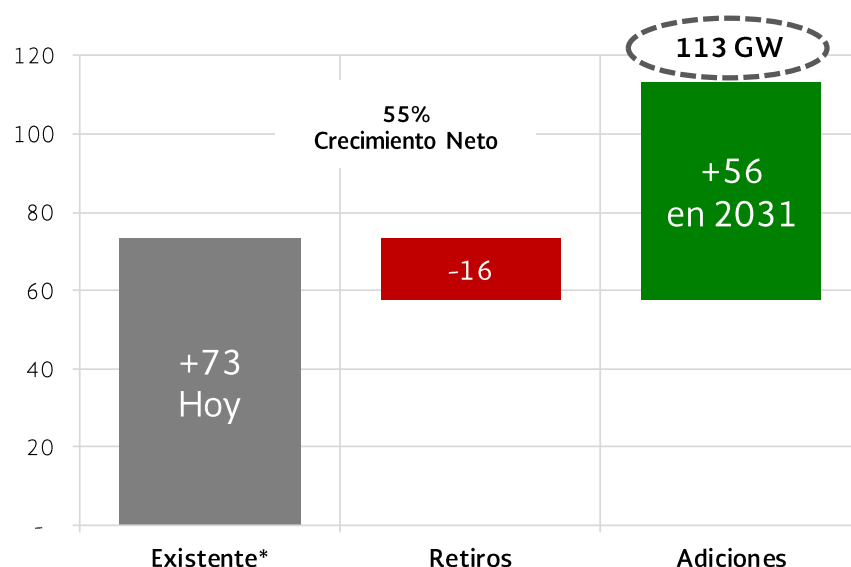
La capacidad instalada estará definida por un 50% correspondiente a tecnologías convencionales y 50% en tecnologías limpias. Los ciclos combinados, así como las centrales eólicas e hidroeléctricas predominarán en la infraestructura de generación eléctrica del país (ver Gráfico 4.5.2.).

Asimismo, la generación eléctrica estimada para 2031 será equivalente a 456,683 GWh. De esta forma, la matriz eléctrica contará con una participación en la generación del 54% de energías convencionales y 46% de Energías Limpias (ver Gráfico 4.5.3., Anexo, Tabla 4.5.2.).

De acuerdo con el escenario de planeación, la generación de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 3% en los próximos 15 años. En el rubro de las tecnologías convencionales la energía proveniente de termoeléctricas y turbogás decrecerá de forma constante a una tasa media anual de -25% y -7%, respectivamente, lo cual se explica por los retiros programados a lo largo del periodo de planeación. Asimismo, se estima un incremento en la energía generada por las carboeléctricas a partir de 2019 debido a la entrada en operación de capacidad; sin embargo, se proyecta una reducción en los últimos años por los retiros de las unidades carboeléctricas programadas en 2028 y 2029.

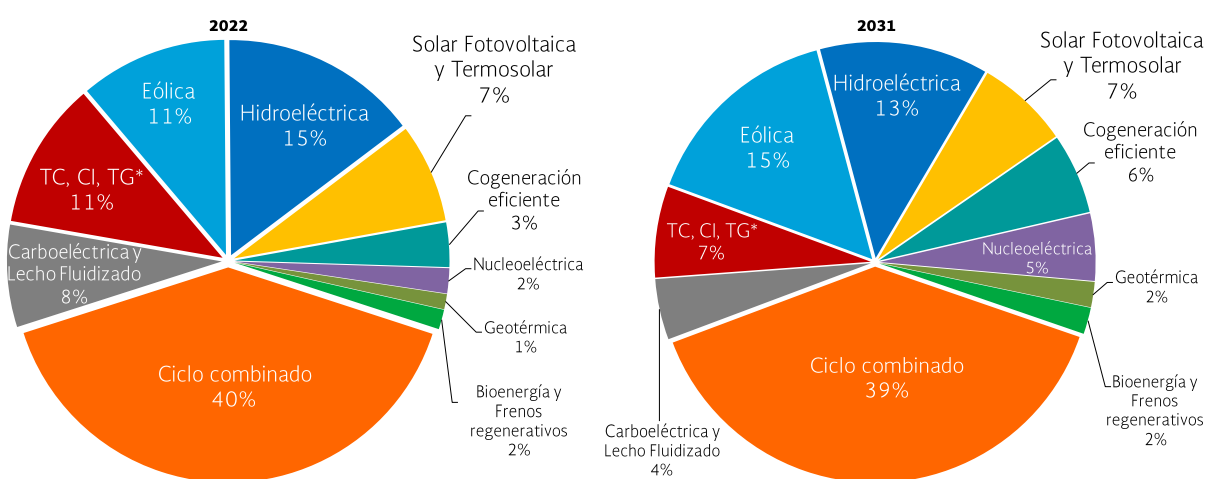
Por otro lado, las tecnologías limpias incrementarán su generación a una tasa promedio de 8% anual, la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas y eólicas representan la trayectoria de mayor crecimiento en el periodo de estudio, con tasas medias anuales de 29% y 12%, respectivamente. En cambio, se estima un crecimiento moderado en la generación hidroeléctrica, en promedio de 1.4% anual, debido a la menor participación en la composición de la generación durante el periodo de estudio (ver Gráfico 4.5.4.).

GRÁFICO 4.5.1. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN 2031
(Gigawatt)



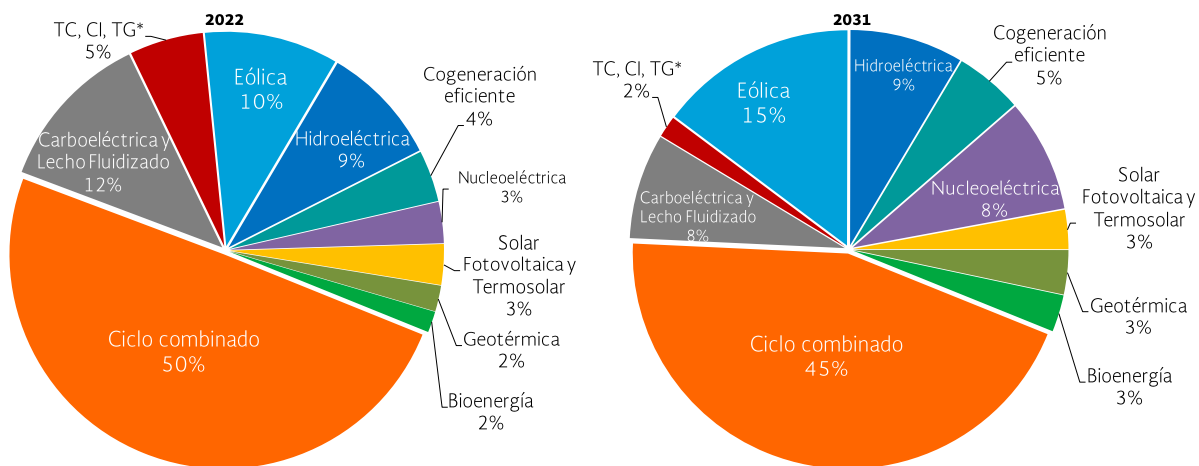
* No incluye Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.2. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2031
(Porcentaje)



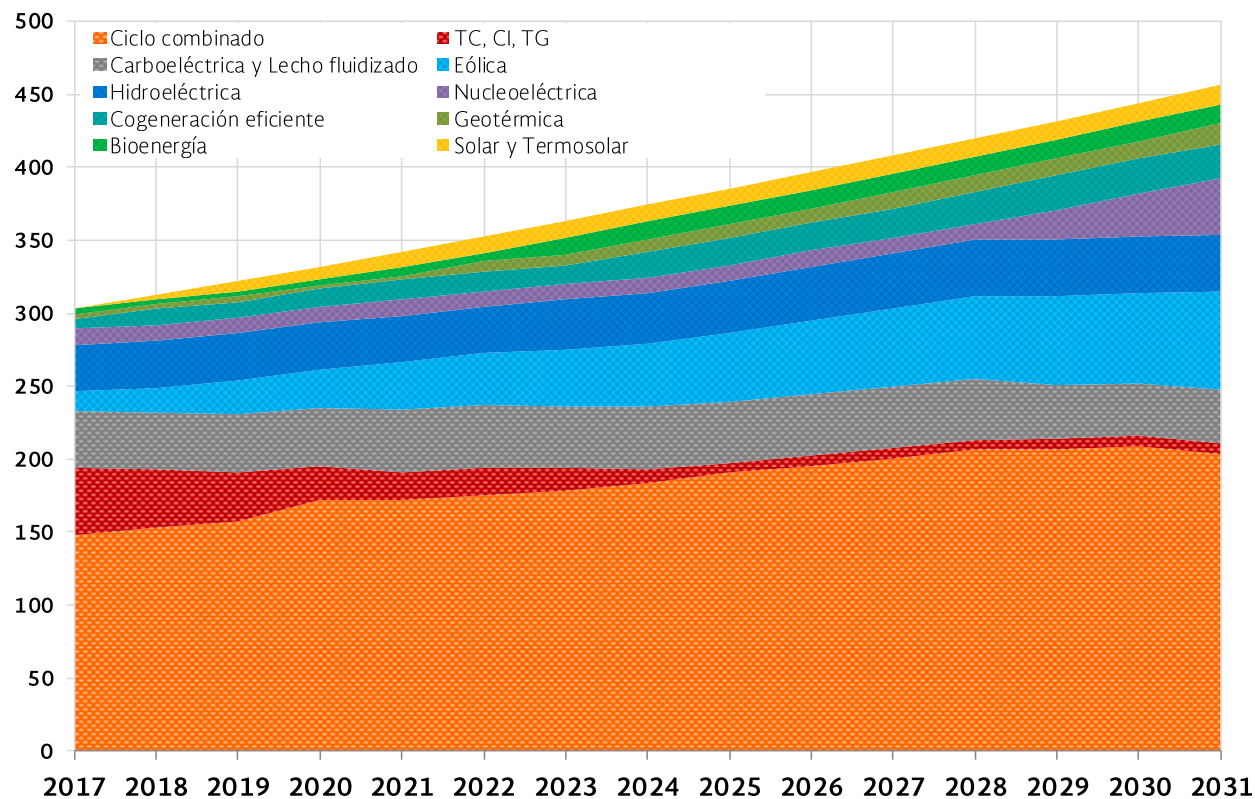
* Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.3. GENERACIÓN TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2031
(Porcentaje)



* Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.4. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017-2031
(Terawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.6. Consumo de combustibles

De acuerdo con la evolución esperada de la generación de energía eléctrica, el consumo de gas natural incrementará a una tasa promedio de 2.7% al año, por lo que al final del periodo de planeación su participación alcanzará el 60% en el total del consumo de combustibles fósiles requeridos para la producción de electricidad (ver Anexo, Gráfico 4.6.1. y Tabla 4.6.1.).

Durante los primeros 4 años del periodo de planeación, se espera un crecimiento más dinámico del consumo de gas natural, debido a la incorporación de 8.3 GW de centrales eléctricas de ciclo combinado que estarán operando en su totalidad en el año 2020 y representan el 44% del total de la capacidad adicional de esta tecnología a instalarse en el periodo de planeación.

Con la entrada en operación de los 14 gasoductos en la red nacional y de internación que se encuentran actualmente en construcción y se estima inicien su operación comercial en 2018, se incrementará la capacidad de transporte de gas natural en 12,681 mmpcd al año (equivalente a 5,030 petajoules).

El consumo de combustóleo disminuirá a una tasa media de 18% anual, lo cual se debe en gran medida al retiro programado de 10.9 GW de capacidad instalada de termoeléctricas convencionales, así como a la conversión de 1.3 GW de centrales termoeléctricas de la CFE a dual, para reducir y sustituir el consumo de combustóleo por gas natural.

El consumo del carbón mantendrá una trayectoria estable durante los próximos 15 años, con una disminución en su nivel a partir de 2028, por lo que se espera una tasa media de crecimiento anual de -0.4%. En 2019 se consolidará la rehabilitación y modernización de la central carboeléctrica José López Portillo que adicionará 129 MW, en 2021 entrará en operación el proyecto de lecho fluidizado que adicionará 461 MW, mientras que en el 2028 y 2029 se retirarán las cuatro unidades de la central Carbón II de 350 MW cada una.

El consumo de uranio se incrementará casi dos veces el volumen actual en los últimos tres años del periodo de planeación, si se materializa la entrada en operación de tres reactores nucleares que adicionarán 4,081 MW al SEN.

El consumo de biocombustibles aumentará su participación en la composición de energéticos para

la generación de electricidad, alcanzará 7% en el consumo total de combustible ante la puesta en marcha de centrales eléctricas de bioenergía y cogeneración eficiente que adicionarán 1.5 GW.

Si bien, el consumo de diésel en la generación eléctrica representa un poco más del 1% en la matriz de combustibles fósiles, su participación representará 0.3% al final del periodo de planeación, y decrecerá el volumen consumido a una tasa media anual de -9.7%. Lo anterior se explica fundamentalmente por el retiro programado de 1.3 GW de capacidad instalada en turbogás.

4.7. Emisiones

La generación de energía eléctrica es la segunda fuente de mayor contribución de emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI), corresponde a 19% de las emisiones totales de GEI en México. De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (Inventario), las emisiones de GEI por el uso de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica fueron de 127 y 116 megatoneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e), en 2013 y 2014, respectivamente⁹⁸.

Asimismo, se ha planteado la ruta de mitigación de emisiones del sector eléctrico, a través de la Contribución Prevista y Determinada a nivel nacional (INDC por sus siglas en inglés), misma que prevé alcanzar un máximo de emisiones en el año 2026 y cumplir la meta de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada en el año 2030. De esta forma, el sector eléctrico contribuirá con el 31% del total de mitigación esperada, equivalente a 63 MtCO₂e que dejarán de emitirse si se cumple con la participación mínima de generación del 35% y 43% a partir de fuentes de energías limpias, en 2024 y 2030, respectivamente; la sustitución de combustibles pesados por gas natural, fuentes renovables y biocombustibles, así como la reducción de pérdidas técnicas en la red eléctrica.

En referencia con el escenario tendencial de emisiones GEI del sector eléctrico, se estima que tanto la operación regular de las unidades de generación que integran la infraestructura del sector

⁹⁸ El Inventario considera las emisiones en las centrales eléctricas operadas por la CFE y los PIE (<http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>).

eléctrico⁹⁹ como las adiciones y retiros de centrales eléctricas previstas en el PIIRCE 2017-2031, facilitarán la mitigación del 30% en 2030 (-61 MtCO₂e) y del 31% en 2031 (-63 MtCO₂e) (ver Anexo Gráfico 4.7.1.)¹⁰⁰.

La evolución de la composición de la matriz de generación eléctrica, a través de la participación creciente de energías limpias, constituye una trayectoria de mitigación de emisiones GEI equivalente a -43 MtCO₂e, es decir, el 71% de la meta establecida en el INDC en 2030 (ver Anexo Gráfico 4.7.2. y Tabla 4.7.1.).

4.8. Reserva de Planeación Eficiente (Margen de Reserva)

De acuerdo con los resultados del ejercicio de planeación, los valores de la reserva de planeación eficiente (VIRPe-MR) cumplen con los valores indicativos establecidos en la Política de Confiabilidad¹⁰¹ en cada una de las zonas de potencia vigentes al 2016 (ver Gráficos 4.8.1. y 4.8.2.).

Las trayectorias de los VIRPe-MR para los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur aplican para los periodos 2017-2021 y 2017-2022, respectivamente, previo a la interconexión de dichos sistemas con el SIN, conforme al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2017-2031.

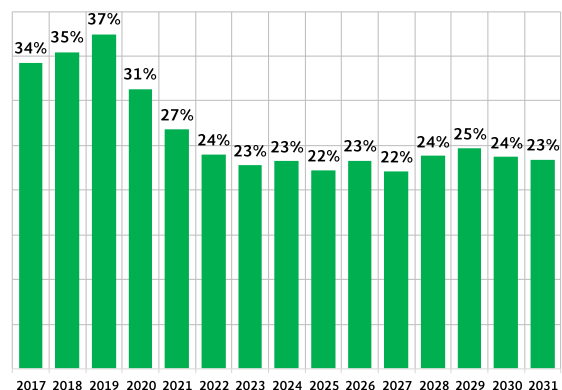
En el caso del Sistema Interconectado Baja California (SIBC), la trayectoria del VIRPe-MR cierra con 22.9% en 2021. El SIBC es una zona de potencia vulnerable a los cambios de capacidad de generación de las unidades de generación instaladas en la región y de los intercambios con los sistemas eléctricos de Estados Unidos, por lo que la trayectoria del VIRPe-MR prevista se atenderá mientras se observen las siguientes condiciones: a) un crecimiento medio anual de la demanda de energía eléctrica de 3.0%, el retiro de 499.4 MW de capacidad de generación y la adición de 822 MW de capacidad de generación, durante el periodo 2017-2021; b) la interconexión

con el SIN en 2022; c) la permanencia en la compra de capacidad a los permisionarios de exportación instalados en la región, y f) la permanencia de la importación de capacidad de generación en momentos de demanda máxima.

En el Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS), la trayectoria del VIRPe-MR cierra con 43.4% en 2022. El SIBCS es una zona de potencia vulnerable debido al aislamiento que mantiene con el resto de los sistemas interconectados, por lo que la trayectoria del VIRPe-MR prevista se atenderá mientras se observen las siguientes condiciones: a) un crecimiento medio anual de la demanda de energía eléctrica de 3.9%, el retiro de 149.5 MW de capacidad de generación y la adición de 251 MW de capacidad de generación, durante el periodo 2017-2022; b) la interconexión con el SIN en 2023, y c) la permanencia del criterio de reserva de al menos la capacidad de generación de las cuatro unidades mayores para atender la demanda del sistema, hasta no ejecutarse la interconexión con el SIN.

En el SIN, se espera que la trayectoria del VIRPe-MR alcance un máximo en el 2019, debido a la entrada en operación de 16,153 MW de capacidad adicional acumulada entre 2017 y 2019 de los proyectos incluidos en el PIIRCE, de los cuales el 68% reportan avances constructivos, el 19% están por iniciar obras y el 13% se encuentran en proceso de trámites. A partir de 2022, la trayectoria del VIRPe-MR del SIN se estabiliza y cierra con 23% en 2031.

GRÁFICO 4.8.1. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN EL SIN
(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

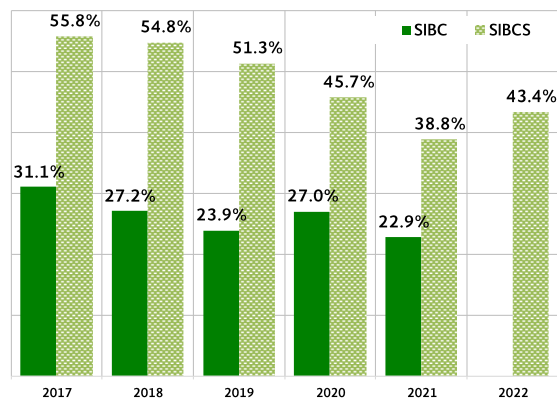
⁹⁹ Se toma en cuenta las emisiones de las centrales eléctricas de la CFE, así como los esquemas PIE, pequeña producción, autoabastecimiento, cogeneración y proyectos.

¹⁰⁰ Si se mantiene el valor de la meta del INDC en el año 2031.

¹⁰¹ DOF 28/02/2017: dof.gob.mx.

GRÁFICO 4.8.2. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN SIBC Y SIBCS

(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.9. Costos del Sistema Eléctrico Nacional

El PIIRCE 2017-2031 comprende el conjunto de proyectos de centrales eléctricas que se llevarán a cabo en los próximos 15 años procurando el menor costo para el SEN. Esto es, la planeación de la generación considerada en el presente programa, minimiza el valor presente del costo total ($CT = C_{INV} + C_{O\&M} + C_{ENS}$), donde C_{INV} es el valor presente de los costos de inversión en proyectos de generación; $C_{O\&M}$ es el valor presente de los costos de operación y mantenimiento, fijos (FO&M) y variables (VO&M), y C_{ENS} es el valor presente de la energía no suministrada.

En alineación a la política de confiabilidad, en la cual se determinó que la planeación del SEN deberá observar una probabilidad de energía no suministrada eficiente (PENS Eficiente) no mayor a 0.0315%, de tal forma que se disminuya el riesgo de fallas en el suministro eléctrico y se cumpla con el criterio de mínimo costo del SEN. Por lo anterior, se estima que el costo total del SEN es de 155,482 millones de dólares en el periodo 2017-2031¹⁰².

¹⁰² Para determinar el costo total del SEN correspondiente al periodo de planeación, se asume que el sistema continuará con la expansión y con la operación de las unidades generadoras en los años posteriores a 2031, por lo que se considera los efectos de los nuevos proyectos a realizarse y la vida económica de las centrales eléctricas, como una perpetuidad en la suma del valor actualizado de los costos en el último año del horizonte de planeación.

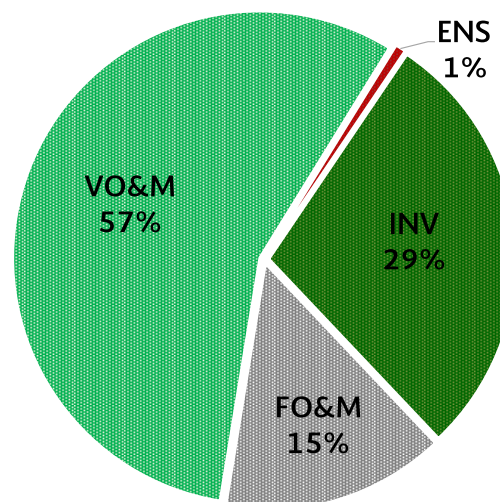
En términos de estructura, los costos VO&M y de inversión, son los de mayor participación en el total, 57% y 29%, respectivamente. El costo de energía no suministrada representa menos del 1% del costo total, y su valor estimado en el periodo de planeación es de 102 millones de dólares (ver Gráfico 4.9.1.).

Los costos totales del SEN se distribuyen anualmente en un rango entre 5 y 8 mil millones de dólares (mmd). A pesar de que, cada año, la inversión de proyectos es mayor, el costo total anual es menor, debido a la reducción de los costos FO&M y VO&M (ver Gráfico 4.9.2. y Anexo, Tabla 4.9.1.).

Los costos FO&M y VO&M decrecen a tasas medias anuales de -6.1% y -4.8%, respectivamente. Este comportamiento futuro se explica por la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, que implica la integración de tecnologías con mayor innovación y desarrollo, que resultará en ahorros para el sistema por: a) un menor consumo de combustibles fósiles en sustitución con fuentes limpias; b) la renovación de la infraestructura de generación y la rehabilitación de las unidades para optimizar el rendimiento de las centrales eléctricas, y c) una mayor eficiencia de los equipos y unidades que integran las centrales eléctricas, gracias a las mejoras tecnológicas y aprovechamiento sustentable de las fuentes primarias de energía.

GRÁFICO 4.9.1. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SEN

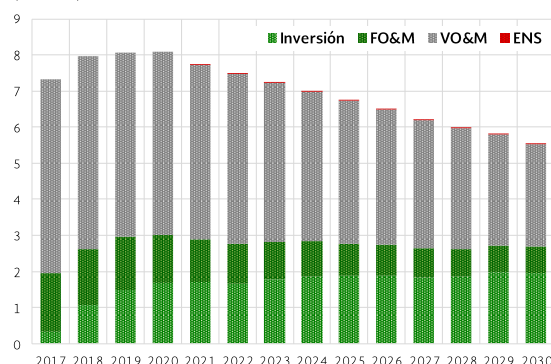
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.9.2. COSTOS DEL SEN 2017-2031

(mmdd)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.10. Escenarios de estudio

Actualmente, el sector eléctrico mexicano se encuentra en un proceso dinámico de transformación, donde la planeación del sistema eléctrico es centralizada pero las principales decisiones de inversión son individuales y estas dependen de factores con alto contenido de incertidumbre. En estas condiciones, la planeación de largo plazo del sistema eléctrico deja de ser determinística para convertirse en estocástica, en donde diversos parámetros del problema son modelados a través de variables aleatorias, las cuales, por no conocerse con anticipación, incorporan incertidumbre.

Por ello, se presenta una propuesta de escenarios de largo plazo, cuyo alcance es el análisis prospectivo, simplificado e imparcial, de posibles impactos en la estructura del sector eléctrico.

El análisis de escenarios es un ejercicio dinámico, por lo que los resultados podrán cambiar según sea la evolución real del sector eléctrico y de las variables que condicionan su transformación. De esta forma, los escenarios de estudio son el resultado de la combinación de supuestos e indicadores que toman como referencia la planeación de largo plazo incluida en el PIIRCE 2017-2031.

Los escenarios están sujetos a la evolución estimada y ajustada de las variables de carácter estratégico, como son la demanda de energía eléctrica, los precios de combustibles y las metas de energías limpias.

Por otro lado, se mantienen los valores de reserva de planeación eficiente, las fechas en las que se llevará a

cabo la interconexión de los sistemas aislados al SIN, y el programa de retiros de centrales eléctricas. De esta forma, cada escenario correspondería a un nuevo programa de expansión de la capacidad de generación para el periodo 2017-2031.

Asimismo, se considera el análisis de seis indicadores (capacidad, generación, costos, inversión, precios y emisiones GEI) con el fin de simplificar la evaluación cuantitativa de la evolución de la composición de la matriz del sector eléctrico en cada escenario y realizar comparaciones entre ellos.

El planteamiento de los escenarios es el siguiente:

Escenario	Supuestos
Referencia (REF)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias.
Precios (PRB o PRA)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Supone un crecimiento bajo o alto en los precios de combustibles.
Consumo (CNB o CNA)	Mantiene un crecimiento medio en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Supone un crecimiento bajo o alto la demanda de energía eléctrica.
Diversificación (SMEL o AMEL)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias o se supone una participación de las fuentes de energías limpias en la generación eléctrica con mayor aceleración.
Optimista (OPT)	Supone un crecimiento bajo en los precios de combustibles y un crecimiento alto en la demanda de energía eléctrica. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias.
Pesimista (PES)	Supone un crecimiento alto en los precios de combustibles y un crecimiento bajo en la demanda de energía eléctrica. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias.
Impacto (IMP)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Supone restricciones (ambientales, sociales, logísticas y financieras) para ejecutar los proyectos en la región sureste del país.

Resultados

El análisis de los resultados que arrojan los escenarios se presenta en dos conjuntos. El primero de ellos, consta de los escenarios de Precios, Consumo y Diversificación (escenarios unidireccionales) comparados con el escenario de Referencia. El segundo compara los escenarios Optimista, Pesimista e Impacto (escenarios de coyuntura) con referencia al escenario Sin Metas de Energías Limpias.

Capacidad

La capacidad instalada es más sensible a los cambios en la demanda de energía eléctrica y precios de combustibles, en relación con las medidas de diversificación. A medida que los precios de combustibles se acerquen al entorno alto, la capacidad instalada en el sistema eléctrico se incrementaría en 10%; observándose un crecimiento del 25% en la capacidad instalada de las tecnologías de energías limpias y un decremento del 17% en la capacidad instalada de las tecnologías convencionales.

Un mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica, implica un incremento en la capacidad de generación en su conjunto, la participación sería 29% mayor en las tecnologías convencionales y 6% mayor en las tecnologías limpias.

En el escenario OPT, la combinación de demanda alta y precios bajos de combustibles resulta ser la más favorecedora para el sistema en términos de capacidad, principalmente para las tecnologías convencionales, cuya capacidad incrementaría en 38% respecto al escenario SMEL.

Si bien, en el escenario PES se favorece la sustitución de capacidad convencional por capacidad de generación a partir de fuentes de energías limpias, la capacidad instalada del sistema sería 9% menor en relación con el escenario SMEL, dado que la demanda de energía eléctrica crece en menor ritmo y no se obliga el cumplimiento de las metas de energías limpias.

En el escenario IMP, la instalación de nueva capacidad de generación con fuentes limpias se mermaría en 24%, y conduciría a un incremento del 14% de capacidad convencional, para satisfacer la trayectoria de crecimiento medio de la demanda; sin embargo, dado que no se exige el cumplimiento de las metas de energías limpias, el efecto total sería una

reducción del 9% de la capacidad instalada en el sistema (ver Gráficos 4.10.1. y 4.10.2.).

Generación

La generación total del sistema eléctrico es más sensible ante cambios en el patrón de demanda y se mantiene estable ante cambios en los precios de combustibles o en las medidas de diversificación. La generación puede incrementar hasta 11% ante una evolución creciente de demanda eléctrica.

En la participación relativa de las distintas fuentes de generación, se mantiene estabilidad en las proporciones en comparación con el escenario REF, pero en los escenarios PRA, CNA y AMEL se promueve una mayor participación de la generación con fuentes de energías limpias.

En el escenario OPT se observa un posible aumento en el volumen de la generación del 11% comparado con el escenario SMEL, pero en detrimento de la diversificación a partir de fuentes limpias. Por el contrario, en el escenario PES, el volumen de generación sería 7% menor, tanto la generación con fuentes convencionales y con fuentes limpias decrecen en relación con el escenario SMEL.

El escenario IMP mantiene un volumen equivalente de generación con relación al escenario SMEL; sin embargo, dado que pudieran existir factores no técnicos que influyen en la materialización de los proyectos, la generación con fuentes de energía limpia cae en 23% (ver Gráficos 4.10.3. y 4.10.4.).

Costos

Los costos del sistema eléctrico pueden incrementar hasta 10%, debido a una mayor demanda de energía eléctrica o si los precios de combustibles son más altos. Los costos del combustible decrecen en los escenarios donde la demanda y los precios de combustibles son bajos, así como en el escenario AMEL, por la anticipación en el cumplimiento de las metas de energía limpia.

Los costos totales del sistema aumentarían en los escenarios de coyuntura OPT y PES hasta 4% en comparación con el escenario SMEL, lo cual se explica por el incremento en los costos asociados al mayor consumo de combustibles. Por otro lado, el costo total del sistema en el escenario IMP sería equivalente al del escenario SMEL, aunque por estructura, los costos de inversión caerían en 11% y los de combustibles subirían en 7%, dado que

predomina la generación con fuentes de energía convencional por las limitaciones en la ejecución de los proyectos de energías limpias (ver Gráficos 4.10.5. y 4.10.6.).

Inversión

El nivel de inversión necesaria para la expansión de la generación, oscila en 1.7 billones de pesos en los escenarios unidireccionales, y en 1.4 billones de pesos en los escenarios de coyuntura, en los próximos 15 años.

La inversión responde con mayor impulso a trayectorias de demanda alta y precios de combustibles altos. El sistema compensa el incremento en los precios de combustibles con la integración de centrales con tecnologías limpias, en este caso, la inversión se eleva hasta 21%. A su vez, para satisfacer una mayor demanda, el sistema requeriría mayor capacidad de generación tanto convencional como limpia, por lo que se esperaría un incremento de 10% en la inversión.

Ante un escenario sin obligaciones de energías limpias o desaceleración en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, se desincentivaría la inversión del sector eléctrico en 16% y 14%, respectivamente.

En relación con los escenarios de coyuntura, el escenario OPT impulsaría la inversión del sector eléctrico, en cambio, el nivel de inversión en el escenario IMP sería 13% menor en comparación con el escenario SMEL (ver Gráficos 4.10.7. y 4.10.8.).

Precios

El comportamiento de los precios de combustibles es la variable con mayor influencia en los precios nodales de energía eléctrica. A su vez, los efectos derivados de los cambios en los precios de combustibles son de mayor magnitud en los precios nodales de las regiones de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, en las cuales predominaría la generación de electricidad con base en fuentes de combustibles fósiles.

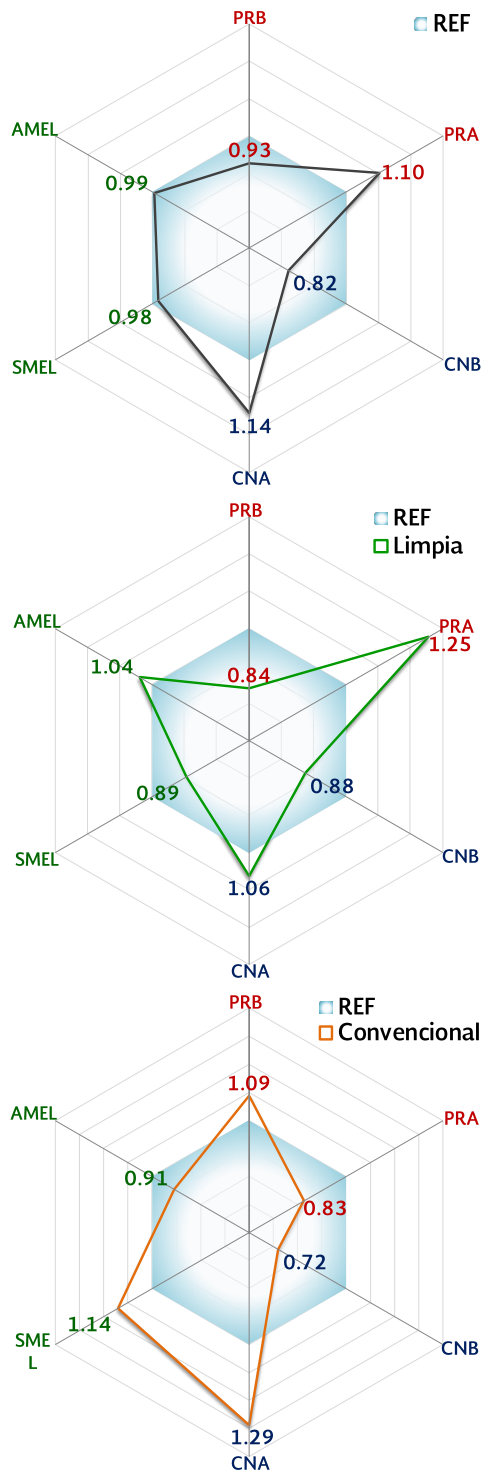
La posible permanencia de factores no técnicos que influyen en la materialización de los proyectos, no es una variable que influya en el comportamiento de los precios nodales de energía eléctrica (ver Gráficos 4.10.9. y 4.10.10.).

Emisiones GEI

Un mayor dinamismo en el consumo de energía eléctrica implica mayor capacidad de reserva para cubrir los excesos en las horas en las que se alcanza los máximos de demanda eléctrica, razón por la cual las emisiones GEI pueden incrementarse hasta 7% en relación con el escenario REF. En cambio, un escenario menos contaminante se asocia a un repunte en los precios de combustibles, por lo que se sustituye generación convencional por generación a partir de fuentes de energía limpia.

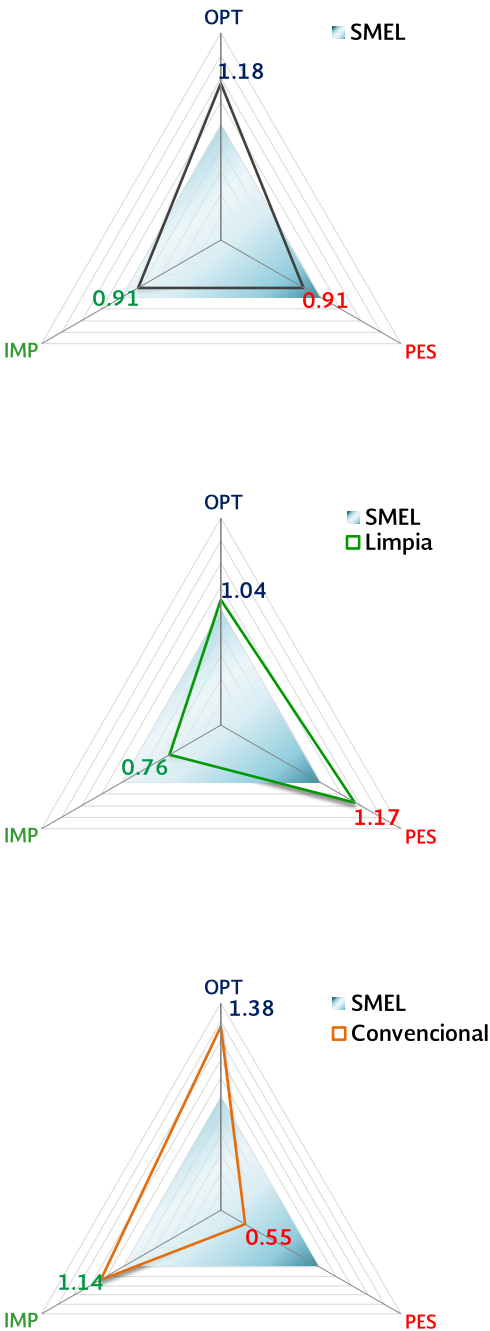
Dado que el volumen de generación es menor en el escenario PES, resulta en una reducción de 11% en las emisiones de GEI comparado con el escenario SMEL. En cambio, los escenarios OPT e IMP promueven mayores emisiones GEI, dado el impulso a la generación convencional, ya sea por precios de combustibles más baratos o las dificultades en la ejecución de los proyectos de energías limpias, lo que pudiera impedir la diversificación de la matriz eléctrica (ver Gráficos 4.10.11. y 4.10.12.).

GRÁFICO 4.10.1. CAPACIDAD ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.

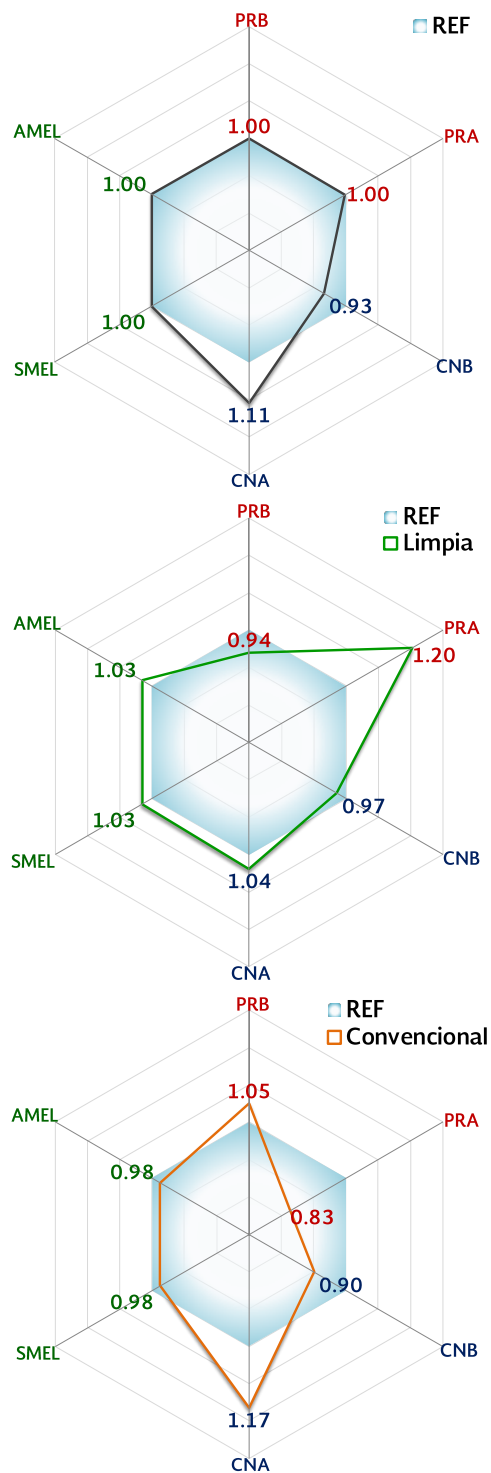
GRÁFICO 4.10.2. CAPACIDAD ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.3. GENERACIÓN ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031

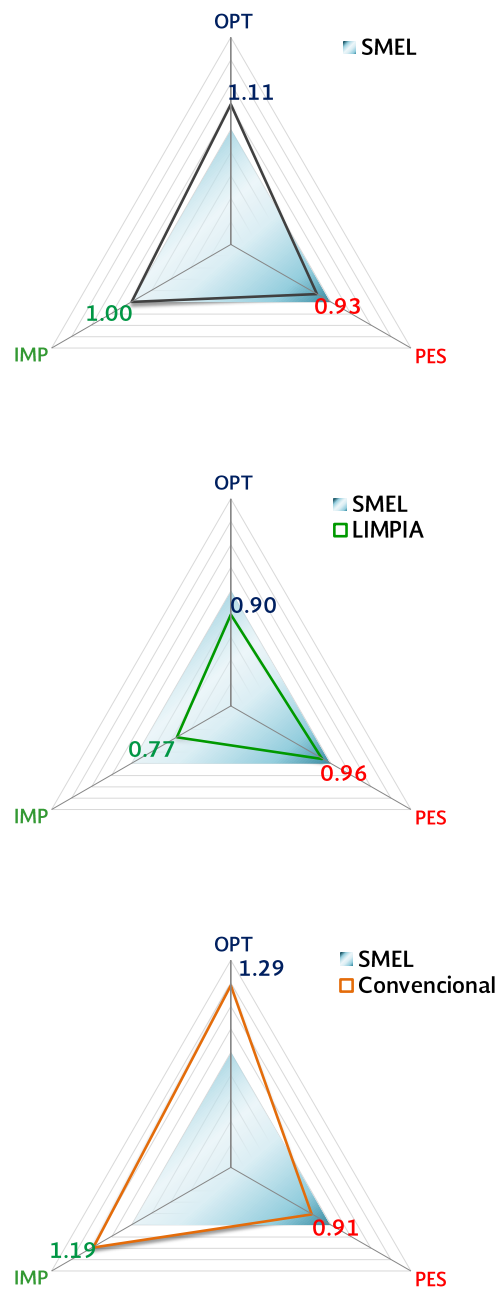
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.

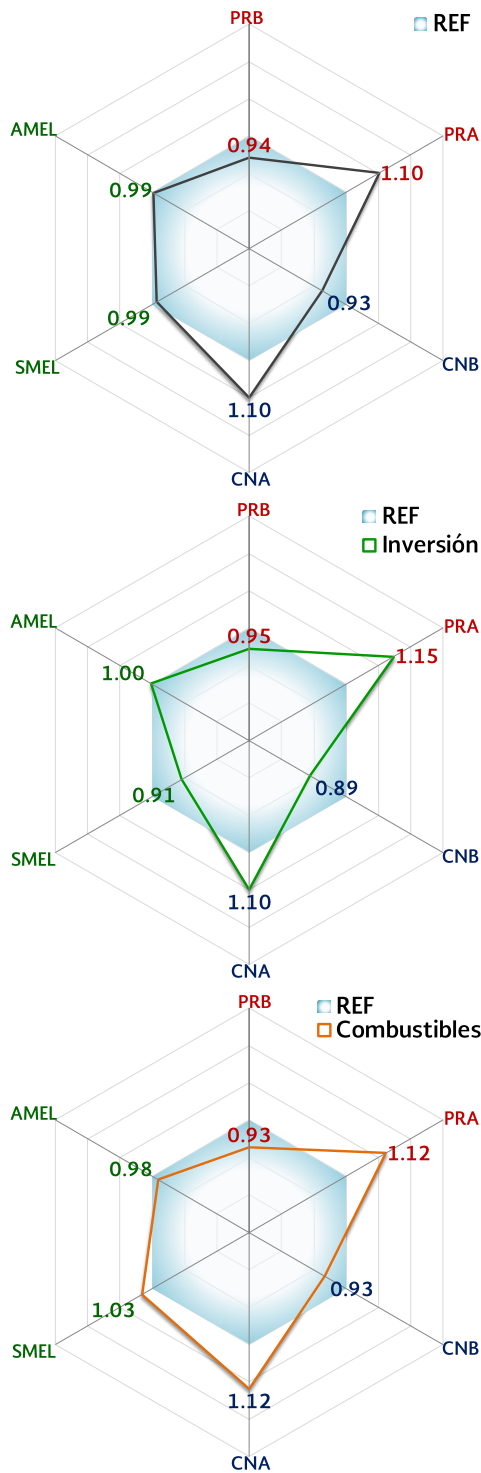
GRÁFICO 4.10.4. GENERACIÓN ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031

(índice)



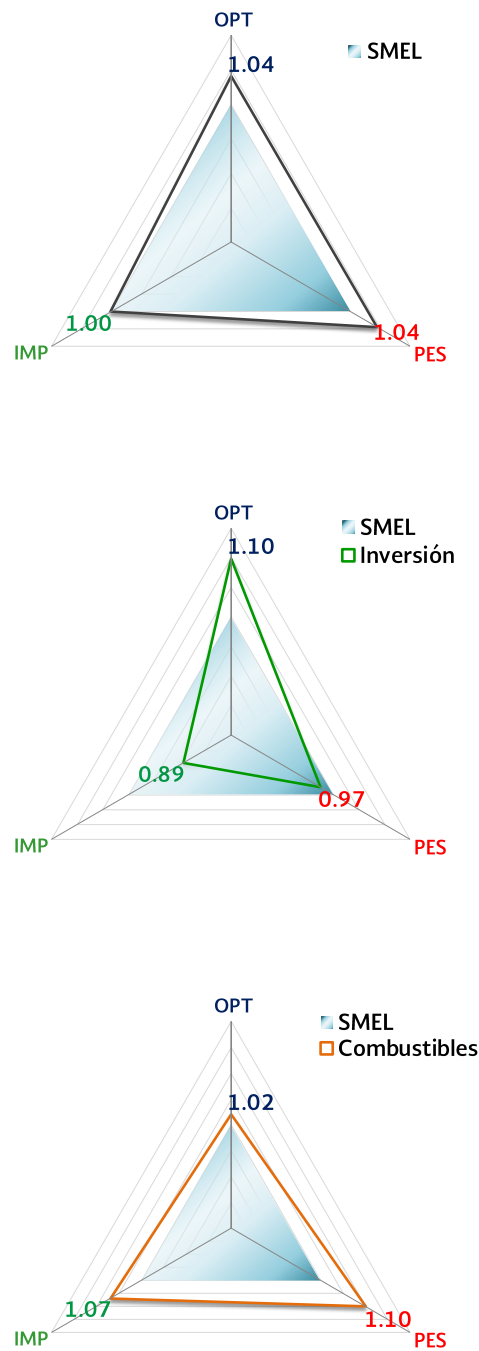
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.5. COSTOS ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



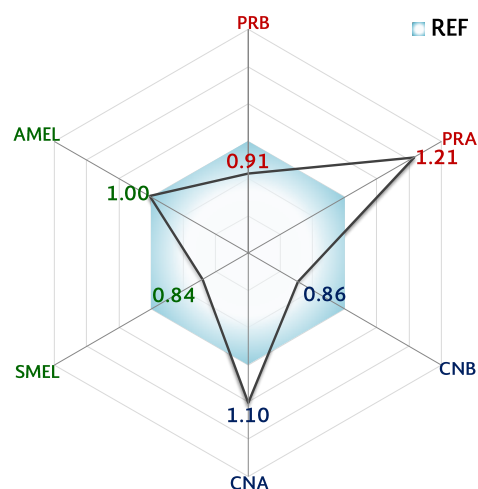
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.6. COSTOS ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



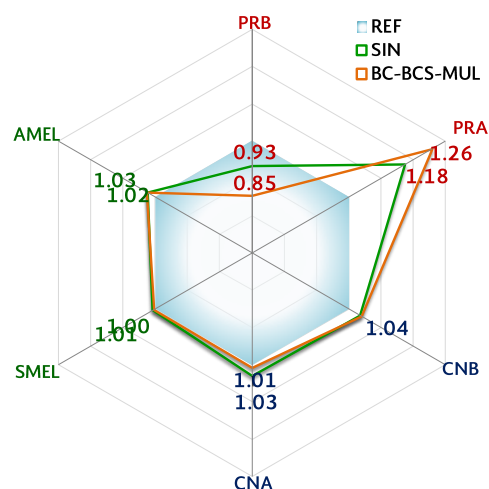
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.7. INVERSIÓN ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



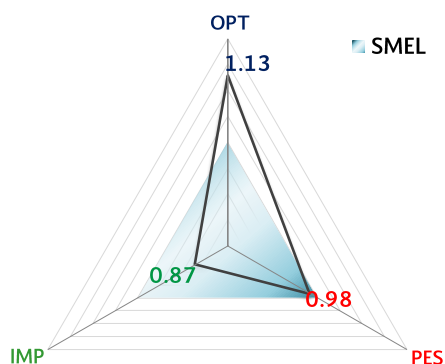
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.9. PRECIOS ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



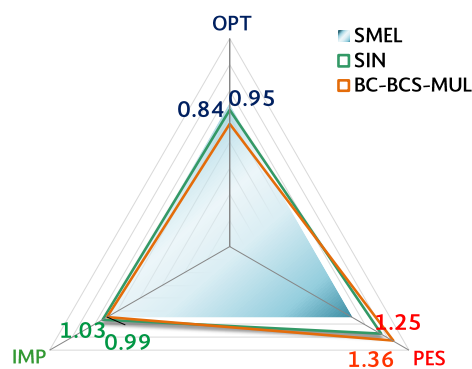
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.8. INVERSIÓN ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



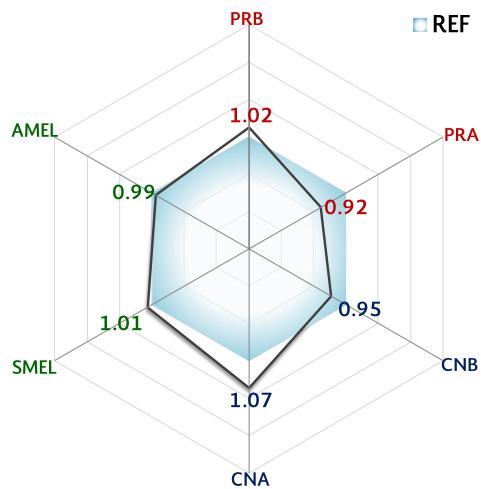
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.10. PRECIOS ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



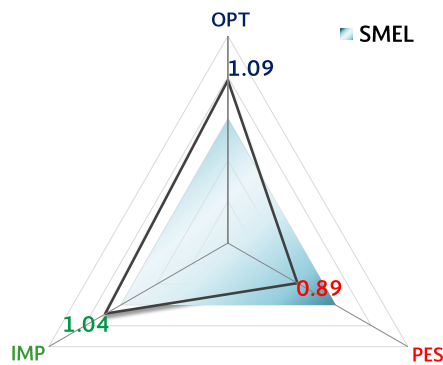
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.11. EMISIONES GEI ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.12. EMISIONES GEI ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) que forma parte del PRODESEN 2017-2031, tiene como propósito minimizar los costos de prestación del servicio, reducir los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación, considerando los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red. La propuesta de ampliación de la infraestructura de la RNT permitirá incrementar la capacidad de transmisión entre las zonas de exportación y propiciará que los proyectos de generación de energía eléctrica tengan acceso abierto a la RNT.

De acuerdo con lo anterior, el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, tiene los siguientes objetivos:

1. Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California.
2. Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.
3. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.

Para alcanzar dichos objetivos, el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, contempla tres modalidades de proyectos:

- **Proyectos programados:** proyectos y obras plenamente evaluados e identificados en el proceso de planeación, los cuales ya pueden ser programados para su ejecución. Estos proyectos incluyen nuevas obras y obras con asignación en PEF, en etapa de licitación y construcción.
- **Proyectos en estudio:** proyectos y obras que están plenamente identificados en el proceso de planeación, los cuales se encuentran en etapa de evaluación y estudio para determinar el posible beneficio neto para el SEN por su realización. Estos proyectos serían incluidos en ediciones posteriores del PRODESEN en caso de que la

evaluación y estudio antes mencionados den como resultado un beneficio neto para el SEN.

- **Proyectos en perspectiva de análisis:** potenciales proyectos que estarán sujetos a evaluación y estudios de planeación para identificar las obras requeridas para su ejecución y posteriormente cuantificar los beneficios para el SEN.

5.1. Seguimiento a los proyectos 2015 y 2016

La SENER, como responsable de dirigir el proceso de planeación y la elaboración del PRODESEN, solicitó al CENACE analizar los proyectos 2015 y 2016 para actualizar su vigencia o, en su caso, modificar sus metas físicas, capacidades, fechas de entrada, análisis beneficios-costos, información técnica y estudios electrotécnicos.

De conformidad con la LIE, la SENER incorpora, en el PRODESEN 2017-2031, los proyectos y aspectos relevantes del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT propuesto por el CENACE en 2017, así como, la posible actualización de los proyectos instruidos en 2015 y 2016. Lo anterior, a fin de:

1. Que se haga del conocimiento del Transportista, la actualización de la información técnica y las fechas de entrada en operación de los proyectos Compensación Capacitiva Occidente, Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur-Noroeste; Enlace Asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora –Arizona EUA; Guadalajara Industrial Boc. 3; Línea de Transmisión en Corriente Directa Istmo de Tehuantepec-Valle de México, y Línea de Transmisión en corriente alterna submarina Playacar-Chancanaab.
2. Que, para los demás proyectos, el Estado haga uso de los mecanismos que permitan

garantizar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT; de manera que la Secretaría, CFE Transmisión o los Transportistas formen asociaciones o celebren contratos con particulares para llevar a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, bajo los términos indicados en la Sección 5.7.

Proyectos en estudio y en perspectiva de análisis en 2015 y 2016 que forman parte del PRODESEN 2017-2031

Conforme a la planeación anual de la RNT, en versiones anteriores del PRODESEN se presentaron propuestas de proyectos que se encontraban en la modalidad de estudio o en perspectiva de análisis. Actualmente, dichos proyectos han evolucionado en su estatus de modalidad, por ejemplo, algunos proyectos en perspectiva de análisis se han situado en la modalidad de estudio, y proyectos bajo estudio se han programado. La evolución del estatus de los proyectos se presenta en las Tabla 5.1.1.A. y 5.1.1.B

Proyectos Programados e instruidos en 2015 y 2016 que forma parte del PRODESEN 2017-2031

Las obras, metas físicas y fechas de entrada en operación necesaria o factible de los proyectos programados e instruidos en 2015 y 2016, que fueron actualizadas y que están contenidos en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, que forma parte del PRODESEN 2017-2031 se especifican en las Tablas 5.1.2 y 5.1.3.

Los proyectos que fueron Instruidos en 2015 y 2016 no contenidos en dichas tablas se consideran cancelados debido a los resultados de la reevaluación.

En el caso de la Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula, Chiapas, la ejecución del proyecto debe coordinarse con los avances y resultados de los estudios de "Diseño General del Mercado Eléctrico México-SIEPAC" y "Estudio, Análisis y Definición de la Infraestructura de Transmisión para Interconectar el Sistema Eléctrico de México con el SIEPAC", a fin de determinar finalmente su factibilidad financiera, económica y técnica. (ver Sección 2.7).

TABLA 5.1.1.A. PROYECTOS EN ESTUDIO Y EN PERSPECTIVA DE ANÁLISIS EN 2015 QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Proyecto ^{1/}	Estatus Actual			
	Perspectiva de Análisis	Estudio	Sin Beneficio al SEN	Programado
PRODESEN 2015				
Corredores de transmisión internos en corriente directa.		•		•
Identificación de necesidades de regulación dinámica de voltaje en zonas de alta densidad de carga como: zona Bajío, Ciudad de Monterrey y Ciudad de México				•
Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión San Bernabé -Topilejo.			•	
Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tula-Querétaro Potencia Maniobras.			•	
Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tepic Dos-Cerro Blanco.			•	
Interconexión del sistema aislado de Baja California con el SIN				•
Interconectar la RNT con las Redes de Energía Eléctrica de Norteamérica y Centroamérica.	•	•		•

^{1/} Un proyecto puede contener más de un estatus actual, porque este, en su etapa de estudio, se convirtió en más de un proyecto; tal es el caso de los corredores de transmisión de corriente directa y las líneas de interconexión con Norteamérica y Centroamérica. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 5.1.1.B. PROYECTOS EN ESTUDIO Y EN PERSPECTIVA DE ANÁLISIS EN 2016 QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Proyecto	Estatus Actual			
	Perspectiva de Análisis	Estudio	Sin Beneficio al SEN	Programado
PRODESEN 2016				
Interconexión de Baja California Sur y Mulegé a SIN				•
Dos Bocas Banco 7			•	
Banco de baterías 10 MW para integrar 90 MW adicionales de capacidad de generación eléctrica renovable en Baja California Sur		•		
Cambio de tensión de la línea de transmisión Nacozari-Moctezuma	•			
Revisión de la infraestructura de las interconexiones entre México-Norteamérica y México-Centroamérica, entre los que destacan:	•			
1. Enlace asíncrono Back to Back Ciudad Juárez, Chihuahua, – El Paso, Texas				
2. Enlace asíncrono Back to Back ubicado en Reynosa, Tamaulipas				
3. Enlace asíncrono Back to Back entre México – Guatemala				
Línea de transmisión Fronteriza en Corriente Directa que recorra la frontera norte del país	•			
Diseño de la red de transmisión y distribución de las principales ciudades con alta densidad de carga y zonas turísticas				•
Cambio de tensión en la red de suministro de la ciudad de Tijuana	•			
Red de transmisión de la ciudad de Chihuahua a La Laguna			•	
Diseño de la red de transmisión para prever integración de generación renovable en zonas de alto potencial		•		
Análisis para continuar o incrementar las aplicaciones de redes eléctricas inteligentes		•		

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 5.1.2. PROYECTOS PROGRAMADOS E INSTRUIDOS POR LA SENER EN 2015 QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec-Valle de México								
FEOF: Ago-2020								
Volcán Gordo-Yautepec Potencia ¹	Central	400	1 CA	2	128.5			
Yautepec Potencia - Topilejo ^{3, 6}		400	1 CA	1	68.8			
Agustín Millán II - Volcán Gordo ^{1,2}		400	1 CA	2	48.1			
Volcán Gordo MVAr (reactor de línea)		400	1 R					66.8
Xipe - Ixtepec Potencia	Oriental	400	1 CA	2	100.8			
Yautepec Potencia Estación Convertidora LCC		500	1 EC			3600	500/400	
Ixtepec Potencia Estación Convertidora LCC		500	1 EC			3600	500/400	
Xipe Bancos 1, 2 y 3		400	10 AT			1250	400/230	
Xipe Banco 4		400	4 T			300	400/115	
Xipe MVAr		400	1 R					100.0
Yautepec Potencia - Ixtepec Potencia		+/- 500	1 CD	Bipolo	1221.2			
Ixtepec Potencia - Juile ¹		400	1 CA	2	138.7			

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab								
FEOF: Abr-2020								
Playacar - Chankanaab II ⁴	Peninsular	115	1 CA	1	25.0			
Playa del Carmen - Playacar ⁵		115	1 CA	1	2.5			
Chankanaab II Bancos 3 y 4		115	2 T			120	115/34.5	
Chankanaab II MVAr		34.5	1 CAP					6.0
Chankanaab MVAr		34.5	1 CAP					6.0
Cozumel MVAr		34.5	1 CAP					6.0
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla								
FEOF: Dic-2019								
Puebla Dos-Lorenzo Potencia ¹	Oriental	400	1 CA	2	21.2			
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula, Chiapas								
FEOF: Sep-2019								
Angostura - Tapachula Potencia ²	Oriental	400	1 CA	2	193.5			
Tapachula Potencia MVAr (reactor de línea)		400	1 R					100.0
Compensación de la zona Guanajuato								
FEOF: Abr-2019								
Guanajuato MVAr	Occidental	115	1 CAP					22.5
Santa Fe II MVAr		115	1 CAP					30.0
Lagos Galera MVAr		115	1 CAP					22.5
Compensación de la zona Querétaro								
FEOF: Abr-2019								
Buenavista MVAr	Occidental	115	1 CAP					22.5
Dolores Hidalgo MVAr		115	1 CAP					22.5
La Fragua MVAr		115	1 CAP					22.5
La Griega MVAr		115	1 CAP					22.5
Querétaro Oriente MVAr		115	1 CAP					22.5
Compensación de la zona Apatzingán								
FEOF: Abr-2018								
Cerro Hueco MVAr (traslado) ⁷	Occidental	69	1 CAP					8.1
Compensación de las zonas San Luis y Mexicali								
FEOF: Sep-2018								
Hidalgo MVAr	Baja California	161	1 CAP					21.0
Packard MVAr		161	1 CAP					21.0
Compensación de la zona de Ensenada								
FEOF: Sep-2018								
San Simón MVAr	Baja California	115	1 CAP					7.5
Compensación de las zonas Guasave								
FEOF: Abr-2017								
Guamúchil Dos MVAr	Noroeste	115	1 CAP					22.5
Compensación de la zona Tijuana								
FEOF: Sep-2018								
Guerrero MVAr	Baja California	69	1 CAP					16.0
México MVAr		69	1 CAP					16.0
Compensación de la zona Los Cabos y La Paz								
FEOF: Sep-2018								
Santiago MVAr	Baja California	115	1 CAP					7.5
Bledales MVAr	Sur	115	1 CAP					12.5

Notas: FEOF: Fecha de entrada en operación factible; CA: Corriente Alterna; CD: Corriente Directa; CAP: Capacitor; R: Reactor; T: Transformador; AT: Autotransformador; EC: Estación Convertidora. ^{1/} Tendido del primer circuito. ^{2/} Tendido del segundo circuito. ^{3/} Recalibración. ^{4/} Cable Submarino. ^{5/} Circuito o tramos subterráneo. ^{6/} Reemplazo de equipamiento serie y repotenciación del circuito en calibre 113 ACSR conductor de alta temperatura para incremento en capacidad 1500 MVA. ^{7/} Obra por cambio de alcance. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 5.1.3. PROYECTOS PROGRAMADOS E INSTRUIDOS POR LA SENER EN 2016 QUE FORMA PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Interconexión Baja California - SIN								
FEOF: Abr-2021								
Cucapah-Seri	Baja California	± 500	1 CD	Bipolo	1,400			
Cucapah - Sánchez Taboada ²		230	1 CA	2	10			
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada		230	1 CA	2	2			
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II		230	1 CA	2	2			
Eólica Rumorosa-Cucapah		400	1 CA	2	170			
Eólica Rumorosa - La Herradura		400	1 CA	2	120			
La Herradura - Tijuana ³		400	1 CA	2	32			
Santa Ana - Nacozaari	Noroeste	400	1 CA	2	160			
Seri Estación Convertidora VSC		± 500	1 EC			1800	± 500/400	
Cucapah Estación Convertidora VSC	Baja California	± 500	1 EC			1800	± 500/400	
Cucapah Bancos 1 y 2		± 400	7 AT			875	± 400/230	
La Herradura Bancos 1 y 2		± 400	7 AT			875	± 400/230	
Eólica Rumorosa MVAr (reactor en línea)		400	1 R					67.0
Eólica Rumorosa MVAr (reactor en línea)		400	1 R					50.0
Santa Ana MVAr (reactor en línea)	Noroeste	230	1 R					21.0
Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora – Arizona, EUA								
FEOF: Abr-2019								
Nogales Aeropuerto-Back to Back Nogales, EUA Tramo 1 ¹	Noroeste	230	1 CA	2	16			
Nogales Aeropuerto-Back to Back Nogales, EUA Tramo 1 ²		230	1 CA	2	11			
Nogales Aeropuerto MVAr		230	1 CAP					35.0
Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas								
FEOF: Jun-2021								
Jacalitos - Regiomontano ¹	Noreste	400	1 CA	2	180			
Reynosa Maniobras - Jacalitos		400	1 CA	2	66			
Aeropuerto-Reynosa Maniobras ¹		400	1 CA	2	29			
Jacalitos MVAr (reactor de bus)		400	1 R					133.3
Jacalitos MVAr (reactor de línea)		400	1 R					66.7
Chichi Suárez Banco 1								
FEOF: Mar-2020								
Chichi Suárez Entronque Norte - Kanasin Potencia	Peninsular	230	1 CA	4	14.8			
Chichi Suárez Entronque Nachi-cocom - Cholul		115	1 CA	2	0.2			
Chichi Suárez Entronque Nachi-cocom - Izamal		115	1 CA	2	9			
Chichi Suárez Entronque Nachi-cocom - Itzimná		115	1 CA	2	0.2			
Chichi Suárez Entronque Norte - Kopté		115	1 CA	2	1			
Chichi Suárez Banco 1		230	4 T			300	230/115	

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Potrerillos Banco 4								
FEOF: Transmisión Abr-2020 y Transformación Oct-2020								
Potrerillos entronque León I - Ayala	Occidental	115	1 CA	2	32			
Potrerillos - San Roque ¹		115	1 CA	2	8			
Potrerillos Banco 4		400	4 T			500	400/115	
León Tres Banco 3 (Traslado)		230	3 AT			100	230/115	
Guadalajara Industrial								
FEOF: Abr-2019								
Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 1) ^{3, 5}	Occidental	230	1 CA	4	4.5			
Recalibración Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 3) ⁶		69	1 CA	1	1.8			
Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 2) ¹		69	1 CA	2	4.5			
Guadalajara Industrial entronque Miravalle-Álamos Higuerillas-Álamos		69	1 CA	2	9			
Guadalajara Industrial - Las Pintas		69	1 CA	1	2.9			
Santa Cruz-Parques Industriales ¹		69	1 CA	1	1.7			
Santa Cruz entronque-San Agustín-Acatlán		69	1 CA	2	0.1			
Guadalajara Industrial Banco 2			4 T			300	230/69	
Zona La Laguna								
FEOF: Abr-2023								
Torreón Sur - Takata ⁶	Norte	115	1 CA	1	5.3			
Takata - Torreón Oriente ⁶		115	1 CA	1	5.2			
Torreón Sur - Maniobras Mieleras ⁶		115	1 CA	1	5			
Maniobras Mieleras - Diagonal ⁶		115	1 CA	1	7.2			
Torreón Sur - Torreón Oriente ⁶		115	1 CA	1	13.4			
Torreón Oriente - California		115	1 CA	2	5.3			
Torreón Sur Banco 3		400	3 T			375	400/115	

Notas: FEON: Fecha de entrada en operación necesaria; FEOF: Fecha de entrada en operación factible; CA: Corriente Alterna; CD: Corriente Directa; CAP: Capacitor; R: Reactor; T: Transformador; AT: Autotransformador; EC: Estación Convertidora. ^{1/} Tendido primer circuito. ^{2/} Tendido del segundo circuito. ^{3/} Operación inicial en 230 kV. ^{4/} Tendido del tercer circuito. ^{5/} Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV. ^{6/} Recalibración. Fuente: Elaborado por la SENER.

5.2. Nuevos Proyectos de Ampliación de la RNT y las RGD

Los principales proyectos y obras de transmisión propuestos por el CENACE en 2017, que se adicionan a los proyectos programados a los que se refieren la Sección 5.1, son los siguientes:

Objetivo 1. Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California.

1. Proyectos programados

1.1. Interconexión Baja California Sur-SIN

Objetivo 2. Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

1. Proyectos programados

1.1. Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District

2. Proyectos en perspectiva de análisis

Revisión de la infraestructura de las interconexiones entre México - Norteamérica y México - Centroamérica para profundizar la integración de los mercados eléctricos y aumentar competitivamente el intercambio de energía eléctrica entre los sistemas eléctricos participantes, entre los que destacan:

- 2.1. Enlace asíncrono Back to Back Ciudad Juárez, México-El Paso, Texas.
- 2.2. Enlace asíncrono Back to Back México-Guatemala
- 2.3. Enlace asíncrono Back to Back en Reynosa, Tamaulipas

Objetivo 3. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.

1. Proyectos programados

- 1.1. Interconexión Sureste-Peninsular
- 1.2. El Arrajal Banco 1
- 1.3. Suministro Oaxaca y Huatulco
- 1.4. Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tabasco
- 1.5. Otros proyectos de transmisión, transformación y compensación

2. Proyectos en perspectiva de análisis

- 2.1. Corredor de transmisión a lo largo de la frontera con los Estados Unidos de América
- 2.2. Cambio de tensión en la red de suministro de la Ciudad de Tijuana
- 2.3. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes en el Programa de Ampliación y Modernización

Metas Físicas Esperadas

Para el período 2017-2029, el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT adicionará los siguientes recursos físicos a la actual RNT:

- **Transmisión:** 410 obras que representan 23,772.5 km-c.
- **Transformación:** 256 obras que representan 58,099 MVA.
- **Compensación:** 259 obras que representan 11,930.7 MVAR.

Los recursos físicos adicionales se componen de proyectos instruidos por la SENER y que fueron revaluados, proyectos por instruir por parte de la SENER, proyectos enunciativos a propuestas del CENACE, y proyectos legados y nuevos de las Subdirecciones de Distribución y Construcción de la CFE (ver Anexo, Tablas 5.2.1 a 5.2.3).

Modernización de la RNT y las RGD

- 1. Proyecto de implementación del Sistema de Medición para el MEM
- 2. Proyecto de Red Eléctrica Inteligente

5.3. Principales Proyectos

Metas Físicas Esperadas

Los principales proyectos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT adicionarán los siguientes recursos físicos a la actual RNT:

- **Transmisión:** 35 obras que representan 4,554.6 km-c.
- **Transformación:** 11 obras que representan 7,706.3 MVA.

- **Compensación:** 10 obras que representan 3,146.1 MVAr.

Las características, fechas de entrada y metas físicas de los principales proyectos están indicados en las fichas de los proyectos que forman parte del presente numeral, conformado por los proyectos de mayor relevancia.

Para llevar a cabo la ejecución de los proyectos Interconexión SIN-Baja California Sur, Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District e Interconexión Sureste-Peninsular, se debe considerar lo siguiente:

Interconexión SIN-Baja California Sur

El proyecto está programado para llevarse a cabo inicialmente bajo la opción técnica propuesta en este PRODESEN. Sin embargo, se establecerá un Grupo de Trabajo con el CENACE, la CRE, la SENER, y en su caso, el Transportista al que se le asigne el proyecto para estudiar una alternativa que contemple una interconexión desde la región de transmisión 04-Los Mochis hasta 51-La Paz, en tecnología de Corriente Directa o Corriente Alterna. Asimismo, este proyecto queda sujeto a que la CFE cancele la licitación de suministro de gas para Baja California Sur.

La SENER establecerá contacto y sinergias con dependencias y organismos del sector de telecomunicaciones, a fin de explorar y definir la pertinencia de desarrollar de manera paralela la interconexión eléctrica, así como la construcción e instalación de un cable submarino que cuente con la infraestructura de fibra óptica entre el macizo continental y el sur de la Península de Baja California.

Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District






El inicio del proyecto está sujeto a los avances que el CENACE informe a la SENER en relación a las gestiones de entendimiento con su contraparte en EE.UU., sobre temas regulatorios y ejecución de obras necesarias para llevar a cabo esta interconexión en territorio estadounidense.

Interconexión Sureste-Peninsular

El proyecto está programado, en principio, para llevarse a cabo bajo la opción técnica propuestas en este PRODESEN. Sin embargo, está sujeto a que se establezca un Grupo de revisión por parte del CENACE, la CRE y la SENER, con la finalidad de estudiar alternativas que permitan el desarrollo del proyecto y obras en fechas de entrada en operación diferidas a las originalmente propuestas, revisar la capacidad adicional probable para proyectos renovables, en particular eólicos y solares en la península y evaluar la posible determinación de diversas zonas de potencia en el SIN, entre otros.

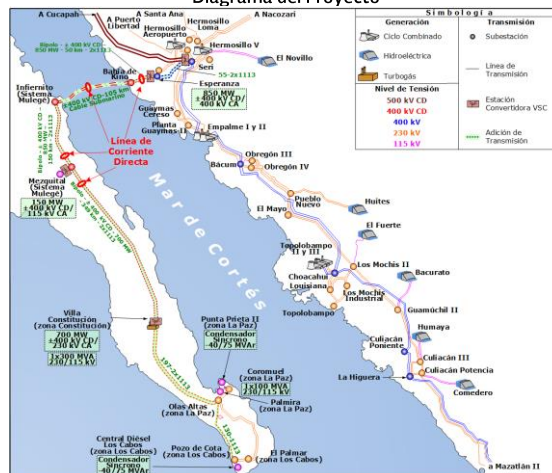
Objetivo 1. Interconectar el SIN con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California




1.1. Interconexión SIN-Baja California Sur

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>Baja California Sur (BCS) se compone de dos sistemas que operan en forma aislada, Baja California Sur y Mulegé. Los principales centros de consumo de energía eléctrica de BCS se ubican en las ciudades de La Paz, Cabo San Lucas y San José del Cabo, donde predominan las actividades turísticas. El sistema Mulegé suministra de energía eléctrica al norte del estado o BCS, principalmente los poblados de Santa Rosalía, Guerrero Negro y Mulegé, donde predominan pequeñas poblaciones con actividades turísticas. El reducido tamaño en la red eléctrica de BCS obliga a satisfacer la demanda con generación a base de pequeñas unidades de combustión interna y unidades turbogás, que consumen combustóleo y diésel, con alto costo de operación e impactan negativamente al ambiente.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Generación de energía eléctrica con unidades a base de combustóleo y diésel con altos costos operativos, restricciones de tipo ambiental en BCS para instalar nuevos proyectos de generación a base de combustóleo y diésel, y la falta de interés e inversión para desarrollar proyectos de generación eléctrica de tecnología firme (ciclo combinado) para el suministro de energía eléctrica y respaldar la confiabilidad de los sistemas aislados.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá obtener ahorros en los costos de inversión en infraestructura de generación y transmisión, costos de producción por combustibles y operación y mantenimiento, reducción de costos de energía no suministrada, incrementar la integración de generación renovable e integrar todo el SEN.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó una opción considerando únicamente dos estaciones convertidoras, una en Esperanza y la segunda en la SE Mezquitil, y se adicionó red en corriente alterna hasta Villa Constitución.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla construir Líneas de Transmisión en El Infiernito-Mezquitil, El Infiernito-Bahía de Kino, Mezquitil-Villa Constitución y Bahía de Kino-Esperanza, \pm 400 kV bipolo; Esperanza-Seri en 400 kV, Villa Constitución-Olas Altas, Olas Altas-pozo de Cota en 230 kV, Coromuel entronque Punta Prieta II-Palmira en 115 kV. Tres estaciones convertidoras, una en Villa Constitución, una Mezquitil y otra en Esperanza, y una Subestación en Coromuel. Se instalarán dos condensadores síncronos, uno en Punta Prieta II y el segundo en la Central diésel Los Cabos, adicionalmente, requiere compensación capacitiva en las subestaciones Olas Altas y Villa Constitución.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2019		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	999.8	3,664.1	3.7

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO





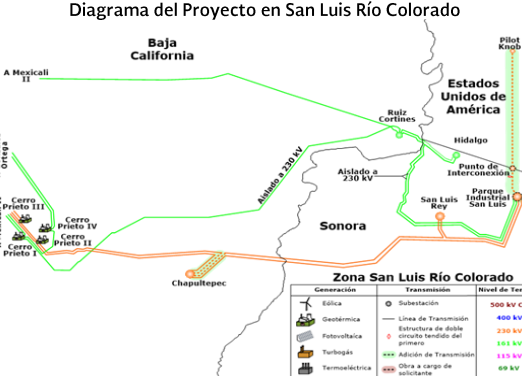





Diagrama del Proyecto

INFRAESTRUCTURA¹

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
±400	Bipolo	1,308	Mulegé- Noroeste
400	2	110	
230	2	524	
115	2	4	BCS
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
3 estaciones convertidoras	±400/400	1,020	Noroeste
	±400/230	840	BCS
	±400/115	180	Mulegé
8 Autotransformadores	230/115	433	BCS
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
2 Condensadores	115	30	BCS
2 Capacitores		40 Ind/75 Cap	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022			

^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1., 5.2.2. y 5.2.3.




Objetivo 2. Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica

1.1. Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District																									
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO																							
	Programado	Diagrama del Proyecto en Mexicali 																							
	DIAGNÓSTICO Las regiones de San Luis Río Colorado y el oriente de la ciudad de Mexicali, Baja California, no cuentan con enlaces de interconexión internacionales que les permita atender el suministro de la demanda ante diversas situaciones que puedan presentarse en el sistema. La cercanía de estas dos ciudades con los sistemas de CAISO, San Diego Gas & Electric Imperial Irrigation District (IID) representa una oportunidad que permitan desarrollar interconexiones y aprovechar los beneficios de operar sistemas interconectados en forma síncrona o asíncrona.	Zona Mexicali <table><tr><th>Generación</th><th>Transmisión</th><th>Nivel de Tensión</th></tr><tr><td>Ciclo Combinado</td><td>Subestación</td><td>500 kV CD</td></tr><tr><td>Éolica</td><td>Línea de Transmisión</td><td>400 kV</td></tr><tr><td>Geotérmica</td><td>Estación Convertidora VSC</td><td>230 kV</td></tr><tr><td>Fotovoltaica</td><td>Estructura de doble circuito tendido del primer</td><td>161 kV</td></tr><tr><td>Turbinas</td><td>Adición de Transmisión</td><td>115 kV</td></tr><tr><td>Termoeléctrica</td><td>Otra a cargo de subestación</td><td>69 kV</td></tr></table>			Generación	Transmisión	Nivel de Tensión	Ciclo Combinado	Subestación	500 kV CD	Éolica	Línea de Transmisión	400 kV	Geotérmica	Estación Convertidora VSC	230 kV	Fotovoltaica	Estructura de doble circuito tendido del primer	161 kV	Turbinas	Adición de Transmisión	115 kV	Termoeléctrica	Otra a cargo de subestación	69 kV
Generación	Transmisión	Nivel de Tensión																							
Ciclo Combinado	Subestación	500 kV CD																							
Éolica	Línea de Transmisión	400 kV																							
Geotérmica	Estación Convertidora VSC	230 kV																							
Fotovoltaica	Estructura de doble circuito tendido del primer	161 kV																							
Turbinas	Adición de Transmisión	115 kV																							
Termoeléctrica	Otra a cargo de subestación	69 kV																							
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER La generación de energía eléctrica en el corto y mediano plazo debido a la declinación de generación de la central Cerro Prieto, altos incrementos en la demanda de energía eléctrica derivado de las altas temperaturas, crecimiento industrial y la cancelación del proyecto de generación de CC Baja California III, ponen en riesgo la confiabilidad y el suministro de energía eléctrica de la región.	Diagrama del Proyecto en San Luis Río Colorado 																							
	ANÁLISIS 1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta proveerá una fuente permanente de potencia activa y reactiva en los puntos de interconexión; se incrementará la confiabilidad al interconectar los sistemas eléctricos ante situaciones de emergencia, arranque negro e integrar generación renovable en ambas regiones. 2. Alternativa: Se analizaron diferentes niveles de tensión de operación y puntos de interconexión en las subestaciones involucradas en el área de estudio y resultó que el proyecto que considera dos interconexiones permanentes es la mejor opción en el comportamiento eléctrico para desarrollarse.	Zona San Luis Río Colorado <table><tr><th>Generación</th><th>Transmisión</th><th>Nivel de Tensión</th></tr><tr><td>Éolica</td><td>Subestación</td><td>500 kV CD</td></tr><tr><td>Geotérmica</td><td>Línea de Transmisión</td><td>400 kV</td></tr><tr><td>Fotovoltaica</td><td>Estructura de doble circuito tendido del primer</td><td>230 kV</td></tr><tr><td>Turbinas</td><td>Adición de Transmisión</td><td>161 kV</td></tr><tr><td>Termoeléctrica</td><td>Otra a cargo de subestación</td><td>69 kV</td></tr></table>			Generación	Transmisión	Nivel de Tensión	Éolica	Subestación	500 kV CD	Geotérmica	Línea de Transmisión	400 kV	Fotovoltaica	Estructura de doble circuito tendido del primer	230 kV	Turbinas	Adición de Transmisión	161 kV	Termoeléctrica	Otra a cargo de subestación	69 kV			
Generación	Transmisión	Nivel de Tensión																							
Éolica	Subestación	500 kV CD																							
Geotérmica	Línea de Transmisión	400 kV																							
Fotovoltaica	Estructura de doble circuito tendido del primer	230 kV																							
Turbinas	Adición de Transmisión	161 kV																							
Termoeléctrica	Otra a cargo de subestación	69 kV																							
	CARACTERÍSTICAS El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión de 13 km-c en 230 kV y 3 bahías e interruptores para la conexión de nuevas líneas y equipos en las subestaciones Chapultepec y Parque Industrial San Luis en una tensión de 230 kV. Se consideran dos puntos de interconexión con capacidad para exportar e importar 300 MW, cada uno: 1) Mexicali Oriente-Punto de interconexión en la frontera (Gateway) y 2) Parque Industrial San Luis - Punto de interconexión en la frontera (hacia Pilot Knob).	INFRAESTRUCTURA^{1/}																							
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO Millones de pesos a Valor Presente 2017	Transmisión 																							
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo																						
	10.6	106.8	10.0																						
	Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019 Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019																								
^{1/} Ver Anexo Tabla 5.2.1.																									

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.








Objetivo 3. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica

1.1. Interconexión Sureste-Peninsular				
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		
	Programado	Diagrama del Proyecto		
	DIAGNÓSTICO			
	<p>La Península de Yucatán se interconecta al SEN a través de dos circuitos en 400 kV entre las Subestaciones Tabasco Potencia-Escárcega y entre las Subestaciones Macuspana II y Los Ríos-Santa Lucía con dos circuitos en 230 kV. El crecimiento de la demanda de energía eléctrica supera la media nacional debido al desarrollo de centros turísticos; la generación eléctrica de la Península se realiza a través de centrales eléctricas de gas natural, combustóleo y diésel, los cuales presentan recurrentemente indisponibilidad. Para el año 2022 se prevén problemas en el suministro de energía eléctrica debido a que la demanda máxima pronosticada superará en 250 MW el límite de transmisión de la Línea de Transmisión Valladolid-Cancún de 825 MW de capacidad.</p>			
PROBLEMÁTICA A RESOLVER				
	<p>Generación de energía eléctrica con unidades a base de gas natural, combustóleo y diésel con altos costos operativos e indisponibilidad de combustibles para la generación de energía eléctrica, saturación y fallas en los enlaces de transmisión que abastecen la Península y la falta de respaldo de corredores de transmisión provenientes de energía eléctrica convencional para integrar centrales eléctricas con fuente primaria de energía renovable.</p>			
	ANÁLISIS			
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta busca reducir costos de producción, satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la confiabilidad del SEN, aumentar la eficiencia del MEM, permitir una mayor integración de generación renovable e incluir proyectos de redes eléctricas inteligentes.</p>			
	<p>2. Alternativa: Se analizaron dos alternativas, la primera una Línea de Transmisión en Corriente Directa Bipolo con tecnología LCC de 1500 MW, ± 500 kV. La segunda alternativa Líneas de Transmisión de 400 kV en Corriente Alterna de 1500 MW. Ambas con sus obras asociadas de Transformación y Compensación.</p>			
CARACTERÍSTICAS				
	<p>El proyecto contempla construir una Línea de Transmisión en Corriente Directa con capacidad de transmisión de 1,500 MW y tensión de ± 500 kV, que se conectaría de la subestación Copainalá, en la región Grijalva en Chiapas, a la Subestación Kantená, Quintana Roo, con una longitud estimada de 1800 km-c. Línea de Transmisión en 400 kV con una longitud estimada de 320 km-c y en 115 kV con 68 km-c. Dos Estaciones Convertidoras, una Copainalá en la Región Oriental y la otra Kantená en la Región Peninsular con una capacidad de 1,800 MVA cada una. Dos Reactores de 66.7 y 50 MVar y un STATCOM con capacidad Inductiva y Capacitiva de 300 MVar.</p>			
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Concepto	Opciones		
		Propuesta ^{1/}	LCC ^{2/}	CA ^{3/}
	Beneficios (millones de dólares a valor presente 2009)	1,780	1775	1795
	Costos (millones de dólares a valor presente 2009)	1,142	1,247	1,273

INFRAESTRUCTURA ^{4/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
±500	Bipolo	1,800	Peninsular
400	2	320	Oriental/
115	1/2	24/44	Peninsular
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
3 estaciones convertidoras	±500/400	3,600	Oriental/ Peninsular
16 Transformadores	400/115	1,500	
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
2 reactores	400	116.7	Peninsular
1 STATCOM		300 Ind/ 300 Cap	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: mayo 2018 y abril de 2022			
Fecha factible de entrada en operación: mayo 2018 y abril de 2022			

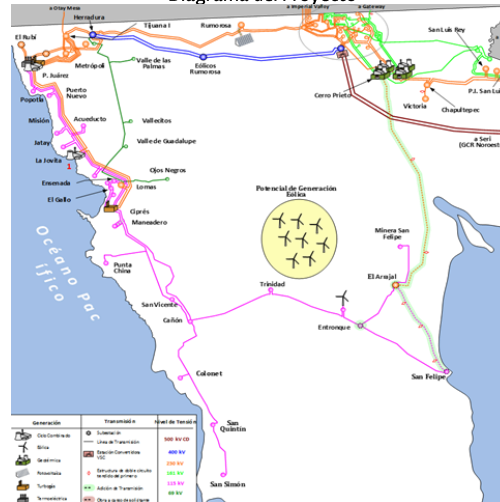
^{1/} Voltage-Source Converters (VSC) o Estaciones Convertidoras de Voltaje. ^{2/} Line-Commutated Converters o Convertidores conmutados por red con tiristores en Corriente Directa. ^{3/} Corriente Alterna. ^{4/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1., 5.2.2. y 5.2.3.

1.2. El Arrajal Banco 1



	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>Ensenada, Baja California, se ubica al sur de la ciudad de Tijuana, y es una zona importadora de energía eléctrica. Recientemente, se instaló la Central Ciclo Combinado Baja California III con 305 MW de capacidad que proporciona el suministro a la dicha área. El suministro de energía eléctrica a las afueras de la ciudad de Ensenada son actividades como el riego agrícola y empresas mineras y dicho suministro se realiza mediante dos circuitos en 115 kV que llegan a la Subestación Cañón desde la Subestaciones Ciprés-Cañón. En los próximos años, se espera un incremento en las cargas, derivado de solicitudes de interconexión de desarrollos turísticos y mineros, los cuales no han sido incorporados debido a la saturación de la infraestructura eléctrica.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Las subestaciones al sur de la ciudad de Ensenada presentan limitaciones en el suministro de energía eléctrica ante contingencia sencilla por sobrecarga del enlace San Vicente-Cañón y la red de transmisión entre la Subestación Ciprés-Subestación Cañón presenta una limitante en su capacidad de transmisión al tener un conductor inapropiado para la capacidad que soporta, por lo que se requiere incrementar la capacidad de transmisión para atender los crecientes flujos de potencia de la región.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá la integración de los recursos renovables; incrementar la confiabilidad en el suministro al proporcionar una nueva alternativa de suministro en el área de Ensenada y atender las expectativas de desarrollo turístico y minero en la región.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la instalación y construcción de un circuito en 230 kV entre las subestaciones Ciprés y Cañón en 230 kV y su red asociada que permitirá atender el suministro al área de influencia.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión Cerro Prieto II-El Arrajal en 230 kV y El Arrajal-San Felipe en 115 kV; una nueva subestación con 133 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 230/115 kV, que considera una unidad monofásica de reserva de 33 MVA de capacidad, 10 bahías para la conexión de nuevas Líneas de Transmisión y equipos en subestaciones.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2019		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	51.8	215.3	4.2

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO


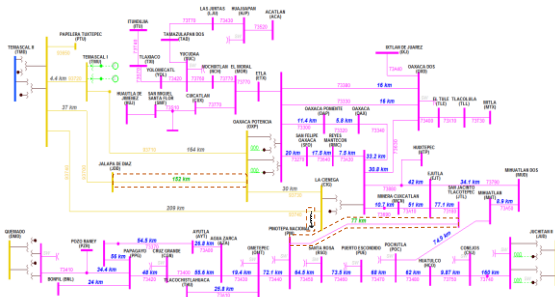







Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
230	2	125	Baja California
115	2	50	
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
4 Autotransformadores	230/115	133	Baja California
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022			








^{1/}Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.2.

1.3. Suministro Oaxaca y Huatulco				
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		
	Programado	Diagrama del Proyecto 		
	DIAGNÓSTICO El suministro de energía eléctrica de la zona de Huatulco (municipios de la Costa Chica de Oaxaca), que conforma una región con importantes desarrollos turísticos, se realiza a través de Líneas de Transmisión en niveles de tensión de 230 kV y 115 kV que se interconectan a las Subestaciones Temascal II, Juchitán II y Ometepepec. Las Líneas de Transmisión presentan alta incidencia de falla debido a las condiciones meteorológicas en temporada de viento y humedad que incrementan las probabilidades de falla por descargas atmosféricas y lluvias. Asimismo, la CFE ha diferido el proyecto de Línea de Transmisión San Jacinto Tlacotepec-Pinotepa Nacional para 2022, que resolvería parcialmente la problemática de la zona Huatulco y se estima que los niveles de operación en la zona presenten problemas de suministro de energía eléctrica ante una contingencia sencilla de un circuito en 230 kV.			
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	Colapso de voltaje por la topología existente en la zona que depende de líneas de transmisión conectadas a puntos lejanos de inyección de energía y saturación de los circuitos que suministran de energía eléctrica a la ciudad de Oaxaca en una tensión de 230 kV, ante una contingencia en la Línea de Transmisión en dicha tensión, debido al incremento esperado de la demanda de la zona.			
	ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará problemas en el suministro de energía eléctrica ante una posible contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.			
	2. Alternativa: Se analizó la construcción de un circuito de transmisión proveniente del Istmo de Tehuantepec, refuerzo de San Jacinto Tlacotepec-Pinotepa Nacional e instalación adicional de compensación.			
	CARACTERÍSTICAS El proyecto contempla la construcción de dos Líneas de transmisión San Jacinto Tlacotepec-Pinotepa Nacional y Jalapa de Díaz-Oaxaca Potencia, y la instalación de un reactor con capacidad de 28 MVar en la Subestación Ciénega, y la instalación de alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.			
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Millones de pesos a Valor Presente 2022			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
	2.5	13.9 (año 2022)	5.5 (año 2022)	
Transmisión				
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región	
115	2	77.0	Oriental	
230	2	152		
Compensación				
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control	
1 Reactor	230	28	Oriental	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021				
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021				

^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.3.

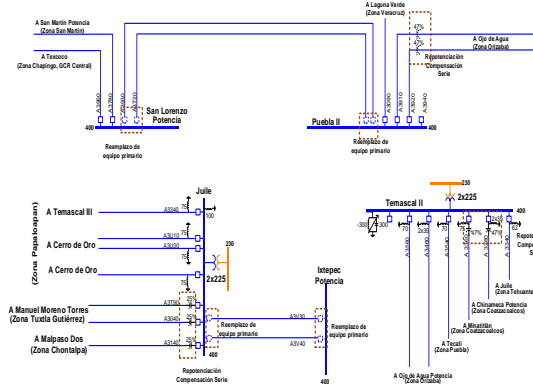
^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.3.

1.4. Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tabasco

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>La energía eléctrica entregada por las centrales hidroeléctricas ubicadas en la cuenca del Río Grijalva en los estados de Chiapas y Tabasco es transmitida desde la Subestación Manuel Moreno Torres y Malpaso, por medio de tres circuitos que se interconectan con la subestación Juile, estos circuitos cuentan con una longitud de 243 y 180 km aproximadamente. Por otra parte, la mayor proporción de energía eólica generada en el Istmo de Tehuantepec se concentra en la subestación Ixtepec Potencia la cual es transmitida por un doble circuito de 137 km aproximadamente en 400 kV hacia la subestación Juile.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>La capacidad restringida de transmisión de las Líneas Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco, ante la condición de alta disponibilidad de recursos Eólicos e Hidrológicos</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará los problemas de restricción de transmisión en los corredores de la Red Troncal de 400 kV de la región de control Oriental, permitiendo la transmisión de la energía generada por las centrales de generación eólica instaladas en el Istmo de Tehuantepec.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la construcción de nuevos circuitos de transmisión: un circuito Temascal II-Puebla II, un circuito Minatitlán II-Temascal II y un circuito Manuel Moreno Torres-Ixtepec Potencia de 227, 225 y 209 km de longitud aproximada, las líneas deberán estar compensadas para evitar desbalances de potencia en cada corredor de transmisión.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>Reemplazo del equipo terminal en subestaciones (transformadores de corriente, trampas de onda, etc.) asociado a los circuitos: Juile-Ixtepec Potencia y Puebla II-San Lorenzo Potencia con capacidad suficiente para alcanzar un límite de 1500 MVA; y reemplazo de los capacitores serie existentes, con una capacidad de 2000 Amperes, equivalente a 1385 MVA, considerando un factor de compensación del 47% para el doble circuito Ojo de Agua Potencia-Puebla II y Temascal II-Minatitlán II/Chinameca Potencia y un factor de compensación del 25% para las líneas del corredor Manuel Moreno Torres-Juile y Malpaso-Juile.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	21.9	68.3	3.1

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
400	2	-	Oriental
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
3 Capacitores	400	1,17.9	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.3.

Otros Proyectos

Metas Físicas Esperadas

Los otros proyectos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, cuya fecha de entrada en operación se encuentran cercanas, adicionarán los siguientes recursos físicos a la actual RNT:

- **Transmisión:** 6 obras que representan 102.6 km-c.
- **Transformación:** 2 obras que representan 200 MVA.
- **Compensación:** 10 obras que representan 1,618.8 MVar.

Las características, fechas de entrada y metas físicas de los principales proyectos con entrada en operación hasta 2020 están indicados en sus fichas correspondientes (ver Anexo, Fichas de Otros Proyectos):

Otros proyectos^{1/}

1. Donato Guerra
2. Atlacomulco Potencia – Almoloya
3. Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera
4. Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza
5. Maneadero entronque Ciprés-Cañón
6. Kilómetro 110-Tulancingo
7. Izúcar de Matamoros MVar
8. Alvarado II y San Andrés II MVar
9. Ayutla - Papagayo
10. Compensación Reactiva Inductiva en Seri
11. Rubí entronque Cárdenas – Guerrero
12. Ascensión II Banco 2
13. Frontera Comalapa MVar
14. Esfuerzo MVar
15. Amozoc y Acatzingo MVar
16. Tabasco Potencia MVar
17. El Habal Banco 2

^{1/} Ver Anexo, Fichas de Proyectos.

El mismo Anexo contiene las fichas de 27 proyectos cuya fecha de entrada en operación es posterior a

2020, por lo que los mismos podrían tener actualizaciones en posteriores emisiones del PRODESEN.

5.4. Infraestructura de Transmisión para Energías Limpias

El Programa de Ampliación y Modernización de la RNT propuesto por el CENACE contiene, además del proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, la expansión y equipamiento del sistema de transmisión de la energía eléctrica en las zonas con alto potencial de Energías Limpia mediante los siguientes proyectos:

Proyecto Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del país

Este proyecto consiste en la construcción de 3,806.8 km-c de Líneas de Transmisión en 400 k, transformación de 5,000 MVA y compensación de 4,042.3 MVar con tecnología en Corriente Alterna para incorporar el alto potencial de recursos eólicos y solares a fin de propiciar la instalación de parques de generación eólicos y de solar fotovoltaica en Sonora, Chihuahua, y Coahuila, Aguascalientes, Querétaro y San Luis Potosí, y el corredor de la Laguna-Salttillo.

Proyecto Red de Transmisión para interconectar el Noreste y Centro del país

Este proyecto consiste en la construcción de 1,400 km-c de Línea de Corriente Directa y 1,203.4 km-c de Línea de Corriente Alterna en 400 kV, transformación por 9,575 MVA y compensación de 1,483.3 MVar para incorporar la integración de Centrales Eléctricas con fuente primaria de energía renovable eólica en la zonas del norte de Coahuila, zona Laguna-Salttillo y estado de Tamaulipas; e integrar Centrales Eléctricas convencionales con fuente primaria de energía a base de gas natural también se ha estado desarrollado en el Noreste, tanto ciclos combinados como cogeneración.








Los proyectos del Noroeste, Norte y Occidente, y Noreste y Centro son considerados en proceso de estudio en el PRODESEN 2017-2031, debido a que estarán en revisión por parte del CENACE, la CRE y la SENER a fin de llevar a cabo el análisis de dichos proyectos en cuanto a: i) la capacidad adicional probable para proyectos renovables, en particular

eólicos y solares durante el periodo 2017-2024; ii) los criterios para determinar las zonas potenciales y capacidades de integración de generación solar y eólica, iii) los factores de planta para la simulación de las condiciones puntuales de flujos de potencia de la generación eólica y solar, iv) la posible determinación de diversas zonas de potencia en el SIN, v) la infraestructura existente y programada de gasoductos, entre otros.

5.5. Modernización de la RNT y las RGD

Proyecto de implementación del Sistema de Medición para el MEM

Las Bases del Mercado Eléctrico establecen que los Sistemas de Medición fiscal deberán contar con calidad de facturación e incluir responsabilidades referentes a su instalación, verificación y mantenimiento, para la adquisición, procesamiento y envío de registros de medición para los procesos de liquidación que permitan llevar a cabo dicha actividad en el Mercado Eléctrico Mayorista.

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL MEM			
	Cobertura:		
	31 entidades federativas del territorio nacional		
	Inversión requerida:		
	\$2,764.33 millones de pesos durante 2017-2019		
	Equipos de medición a instalar:		
	2,762 equipos durante 2017-2019		
BENEFICIOS ESPERADOS			
	Mantener la infraestructura actual de sistemas de Medición que no corresponde a las fronteras operativas entre la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista.		
	Disminuir las desviaciones entre la energía recibida y la energía entregada, que actualmente representa 12.5% y conducirla a un valor estándar a nivel internacional de 4%.		
	Incrementar en \$3,798 millones de pesos el ingreso por reducción de las diferencias entre la energía recibida y la energía entregada de la RNT.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2018		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
		6,170	2,451

Los Sistemas de Medición están compuestos por un programa informático y la instalación de equipos de medición eléctrica (transformadores de instrumentos, medidores, entre otros) más el sistema de sincronía de tiempo que deberán de cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-EM-007-CRE-2017 "Sistemas de Medición de Energía Eléctrica, Especificaciones y Métodos de Prueba para Medidores Multifunción y Transformadores de Instrumento" o la Norma vigente.

Dichos sistemas permitirán contar con la infraestructura necesaria para que se realice la transferencia diaria de información de medición de la RNT al CENACE, en forma transparente, oportuna y confiable, garantizando las liquidaciones a los Participantes del Mercado y al Transportista.

Adicionalmente, CFE Transmisión evitaría que se le apliquen sanciones del 2% sobre los ingresos brutos anuales, que representaría un monto estimado de 893 millones de pesos.

Proyecto de Red Eléctrica Inteligente

El proyecto de la Red Eléctrica Inteligente permitirá dar cumplimiento a la Ley de Transición Energética, la cual establece un Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, para apoyar la modernización de la RNT a fin de mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económica, eficiente y sustentable, facilitando la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico y la provisión de servicios adicionales a través de sus redes.

Este proyecto permitirá a CFE Transmisión operar la RNT bajo estándares internacionales de confiabilidad, seguridad, sustentabilidad, calidad y eficiencia que impulsen la transformación de sus procesos bajo el desarrollo de la arquitectura e infraestructura de tecnologías de la información de punta y confiable.

El proyecto consiste en las siguientes acciones:

1. Modernizar y sustituir 11 sistemas EMS (Energy Management System) y SCADA, los cuales rebasan su vida útil y servicio de soporte;
2. Automatizar las subestaciones con equipos SCADA, cuya función es obtener la información para el telecontrol en tiempo real con base en los sistemas EMS/SCADA

de las zonas de operación y del CENACE. La implementación de este proyecto conllevará a la modernización del equipo de control supervisorio, red de comunicaciones, telecontrol y voz para el control físico en 1,615 subestaciones incorporadas a CFE Transmisión, cuya tensión es de 138 a 69 kV, y estaban como propiedad de CFE Distribución, y

3. Cubrir 434 enlaces con 28,974 km de fibra óptica.

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO RED ELÉCTRICA INTELIGENTE			
	Cobertura:		
	32 entidades federativas del territorio nacional		
	Inversión requerida:		
	\$4,895.19 millones de pesos durante 2018-2021		
	Equipos de Redes Eléctricas Inteligentes a instalar:		
	<ul style="list-style-type: none">• 13 sistemas EMS/SCADA;• 1,615 subestaciones modernizadas en su equipamiento de control supervisorio, red de comunicaciones, telecontrol y voz para el control físico, y• 28,974 km de fibra óptica en 434 enlaces.		
BENEFICIOS ESPERADOS			
	Incrementar la confiabilidad, operación y flexibilidad en la operación de la RNT.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2018		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
		6,534.39	4,281.53

5.6. Instalación de Almacenamiento con Banco de Baterías de 20 MW en BCS

El sistema eléctrico de BCS opera de manera aislada del SIN y la generación de energía eléctrica se ha condicionado al suministro de combustibles como son combustóleo y diésel, cuyo costo de producción de energía eléctrica es elevado y tiene costos ambientales importantes. Asimismo, dicho sistema aislado limita la flexibilidad operativa para la integración de fuentes renovables de energía eléctrica, debido a su capacidad de respuesta ante variaciones súbitas de carga o generación, rangos operativos, tiempos de arranque y arranques-paros diarios.

Lo anterior, contrasta con el alto potencial de fuentes renovables de energía eléctrica que existe en dicha zona, particularmente la proveniente del Sol y el viento, lo cual se traduce en un ingreso significativo de Solicitudes de Interconexión y Estudios de Centrales Eléctricas de estas fuentes renovables, ante el CENACE.






La energía eléctrica de fuentes renovables en la zona de La Paz ocurre a través de una central eléctrica Fotovoltaica (FV) con capacidad de 30 MW. Para 2018, se incorporarán dos centrales de este tipo con una capacidad de 23 MW y 5 MW, respectivamente, y para 2019 se tiene prevista una central de 25 MW. De esta manera, se estima una capacidad instalada de 83 MW de generación eléctrica FV.






De acuerdo con el escenario previsto, es prioritario implementar esquemas de regulación primaria de la frecuencia, atenuar las rampas por la variabilidad de la intermitencia solar y eólica para preservar la calidad de la frecuencia y confiabilidad del sistema.

Por lo que se requiere analizar y establecer:

1. Los criterios bajo los cuales se defina el Almacenamiento en Baterías como Servicios Conexos, que no se encuentran especificados en las Bases del Mercado Eléctrico y que representen una alternativa potencial de menor costo para la solución de problemas operativos del SEN, principalmente ante la integración de grandes bloques de generación con base en recursos renovables;
2. Establecer los criterios técnicos y económicos con los cuales el CENACE debería evaluar la instalación de los sistemas de Almacenamiento de energía eléctrica en el SEN, de manera tal que se permita determinar cuándo y dónde deberían ser instalados, situación operativa que atienden, servicios conexos que proporciona, capacidad a instalar, entre otros, y
3. Regulación operativa, técnica y el esquema de tarifas para el cobro de la prestación del Almacenamiento de energía eléctrica.

Asimismo, se impulsará la instalación de almacenamiento con Banco de Baterías con capacidad de 20 MW que permitirá la instalación de 50 MW de capacidad adicional de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables.

ESCENARIO 1. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO CON BANCO DE BATERÍAS			
	Descripción:		
	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo: Mantener un sistema confiable y calidad en el suministro de energía con la integración de generación de energía eléctrica FV.• Capacidad: Banco de baterías de 20 MW.• Carga-Descarga: 8 horas al día, se realiza durante el día con los propios recursos de la generación FV.• Capacidad de incorporación de energía eléctrica renovable: Los estudios realizados han determinado que la capacidad de generación de energía eléctrica renovable a incorporar en el sistema Baja California Sur es de 50 MW, sin que este se exponga a una condición de riesgo en la confiabilidad por la intermitencia de este tipo de fuentes de energía.		
	Cobertura:		
	Baja California Sur		
	Inversión requerida:		
	\$16.4 millones de dólares en valor presente 2009		
BENEFICIO ESPERADO			
	Mayor integración de energía eléctrica de fuentes renovables entre 2019 y 2021, declinado para finales de este último año debido a la cercanía de la entrada de la Interconexión SIN-BCS.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2019		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
		58.1	16.4

ESCENARIO 2. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO CON BANCO DE BATERÍAS			
	Descripción:		
	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo: Mantener un sistema confiable y calidad en el suministro de energía con la integración de generación de energía eléctrica FV.• Capacidad: Banco de baterías de 20 MW.• Carga-Descarga: 4 horas-día, se realiza durante el día con los propios recursos de la generación FV.• Capacidad de incorporación de energía eléctrica renovable: Los estudios realizados han determinado que la capacidad de generación de energía eléctrica renovable a incorporar en el Sistema Baja California Sur es de 50 MW, sin que este se exponga a una condición de riesgo en la confiabilidad por la intermitencia de este tipo de fuentes de energía.		
	Cobertura:		
	Baja California Sur		
	Inversión requerida:		
	\$16.4 millones de dólares en valor presente 2009		
BENEFICIO ESPERADO			
	Mayor integración de energía eléctrica de fuentes renovables entre 2019 y 2021, declinado para finales de este último año debido a la cercanía de la entrada de la Interconexión SIN-BCS.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2019		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
		78.5	16.4

De los escenarios analizados, el Escenario 2 indica que instalar un Banco de Baterías de 20 MW con carga-descarga de 4 horas al día, aporta una relación beneficio-costo de 4.78 al sistema aislado de BCS.

5.7. Instrucción de Proyectos para Asociaciones o Contratos con Particulares

La LIE define como transportistas a los organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica¹⁰³.

La LIE faculta a la SENER a instruir a los Transportistas la ejecución de los proyectos contenidos en los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD104, y prevé que el Estado, a través de la SENER, directamente o los Transportistas, podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

En este marco, la SENER puede instruir a los Transportistas (existente o uno nuevo) la realización de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT, o bien, crear un organismo que asuma el rol de transportista.

La LIE establece que el Estado será responsable de la prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, siendo los particulares, con quienes el Estado contrate, solidariamente responsables en la prestación del servicio, en el ámbito del objeto de su participación, y que las asociaciones y contratos se deberán sujetar a la regulación tarifaria y a las condiciones de prestación de los servicios que expida la CRE.

En este sentido, la Resolución RES/948/2015¹⁰⁵ de la CRE, definió la figura de Contratista como aquella persona que tiene celebrado un contrato con la SENER, el Transportista o el Distribuidor, para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación,

ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para la Transmisión o Distribución de energía eléctrica, y que es responsable solidaria de la prestación del servicio en el ámbito del objeto de su participación.

La misma Resolución establece que el CENACE y los Transportistas y Distribuidores y, en su caso, los Contratistas, firmarán convenios para regir la prestación y facturación del Servicio Público de Transmisión y Distribución, según corresponda, estableciendo las acciones de coordinación necesarias para la operación técnica y comercial de dicho servicio.

Los convenios entre el CENACE y los Contratistas establecen los mecanismos bajo los cuales el CENACE actuará como enlace en las operaciones comerciales entre los Transportistas, Distribuidores y, en su caso, los Contratistas, y los Participantes del Mercado, considerando al menos que el CENACE llevará a cabo el cobro de los servicios a los Participantes del Mercado dentro de las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y pagará los montos que correspondan a los prestadores del servicio de transmisión y distribución.

A partir de la Reforma Energética, el Mercado Eléctrico Mayorista será la fuente principal de financiamiento de las obras de ampliación y modernización de la RNT. En este sentido, el Acuerdo de la CRE A/009/2016106 señala que el pago contractual anual del proyecto seleccionado será incluido en los ingresos requeridos del servicio público de transmisión de la RNT y será recuperado por medio de las tarifas generales de uso de la red.

Para garantizar que la expansión de la RNT se efectúe con recursos provenientes del Mercado Eléctrico Mayorista, el marco regulatorio prevé que el CENACE esté facultado para^{107,108,109}:

¹⁰³ Ley de la Industria Eléctrica, art. 3, fracción LIV, DOF 11/08/2014.

¹⁰⁴ Ley de la Industria Eléctrica, art. 11, fracción XXI, DOF 11/08/2014.

¹⁰⁵ RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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, DOF 16/02/2016.

¹⁰⁶ ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los criterios bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF 23/09/2016.

¹⁰⁷ Ley de la Industria Eléctrica, art. 108, fracciones VII y XXVI, DOF 11 de agosto de 2014.

¹⁰⁸ DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, Artículo Cuarto, fracción I, DOF 28 de agosto de 2014.

- Facturar, procesar o cobrar los pagos que correspondan a los integrantes de la industria eléctrica, y
- Exigir las garantías necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los Participantes del Mercado y, en su caso, ejecutar las garantías necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los Participantes del Mercado.

De conformidad con el Cuarto Considerando del Acuerdo de la CRE A/009/2016, el financiamiento de los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión a través de asociaciones o contratos de largo plazo que faciliten el financiamiento tiene como objetivo reducir los costos para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Por lo anterior, la SENER habrá de utilizar mecanismos que permitan garantizar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT; de manera que la Secretaría, CFE Transmisión o los Transportistas formen asociaciones o celebren contratos con particulares, a través de procesos competitivos y transparentes, para llevar a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

La revisión tarifaria que realice la CRE deberá considerar que la no realización de los proyectos de ampliación y modernización, puede conducir a condiciones operativas más costosas y a que se materialice el riesgo de poder de mercado del monopolio natural de transmisión lo cual obstaculizaría el proceso de competencia y libre concurrencia en otros eslabones potencialmente competitivos de la cadena de suministro. Este elemento ya había sido advertido por la CRE en el Quinto Considerando de la RES/948/2015 como una de las condiciones necesarias para el desarrollo del mercado eléctrico¹¹⁰.

¹⁰⁹ ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico, Base Cuatro, DOF 8 de septiembre de 2015.

¹¹⁰ QUINTO. Que durante el proceso de discusión y debate sobre el Decreto de Reforma Energética se hizo especial énfasis en la importancia de regular y garantizar el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de

Distribución (RGD), como una condición necesaria para el desarrollo de los mercados, toda vez que la naturaleza de monopolio natural de los segmentos de transmisión y distribución, sin una regulación adecuada, materializaría el riesgo de poder de mercado que obstaculizaría el proceso de competencia y libre concurrencia en otros eslabones potencialmente competitivos de la cadena de suministro.

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) considera un crecimiento ordenado y armónico de las RGD, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia, calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con energía eléctrica.

El Programa tiene como finalidad garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD con una penetración gradual y ordenada de la Generación Distribuida, procedente principalmente de las fuentes de energías limpias.

La planeación de las RGD corresponde a un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la generación distribuida, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2017-2021.

El objetivo principal del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD es abastecer de energía eléctrica a precios competitivos a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, considerando además la apertura a la integración de la Generación Distribuida. En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD contempla los siguientes objetivos particulares, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2017-2021¹¹¹:

Objetivo 1. Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD.

Línea de Acción 1.1.	Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios
Proyectos	Instalación de acometidas y medidores
	Reemplazo del cable submarino de la Isla de Holbox
Línea de Acción 1.2.	Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida
Proyecto	Análisis de la capacidad de las RGD
Línea de Acción 1.3.	Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas
Proyecto	Fondo de Servicio Universal Eléctrico

Objetivo 2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica

Línea de Acción 2.1.	Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas
Proyectos	Reducción de pérdidas técnicas
	Reducción de pérdidas no técnicas:
	a. Regularizar colonias populares
	b. Escalar la medición a AMI
	c. Reemplazar medidores obsoletos

Objetivo 3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

Línea de Acción 3.1.	Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD
Proyectos	Incremento de la confiabilidad de las RGD
	Modernización de las subestaciones de distribución
	Modernización de las RGD
	Modernización de la red eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma
	Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres

¹¹¹ De conformidad con 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 (DOF 08/04/2016).

Objetivo 4. Cumplir con los requisitos del mercado eléctrico para las RGD

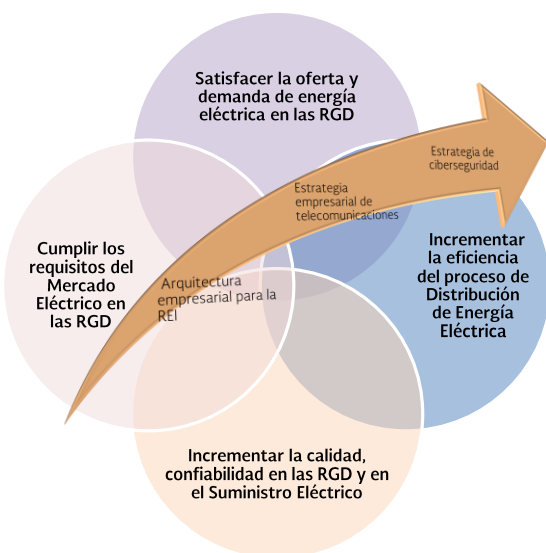
Línea de Acción 4.1.	Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico
Proyecto	Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

Objetivo 5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI) a fin de optimizar la operación de las RGD.

Línea de Acción 5.1.	Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI
Proyectos	Sistema de Información Geográfica de las RGD
	Infraestructura de Medición Avanzada
	Sistema de Administración de Distribución Avanzado

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación entre ellos, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyen a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permitirán atender la demanda incremental, mejorar los indicadores de confiabilidad y reducir pérdidas.

GRÁFICO 6.1. INTERRELACIÓN DE OBJETIVOS PARTICULARES Y REI



Fuente: Elaborado por la SENER.

6.1. Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD

Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios

La atención de la demanda actual y futura de energía eléctrica se realiza a través de la expansión y modernización de las RGD. A fin de realizar inversiones óptimas en este rubro, 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.

Proyecto 1. Instalación de acometidas y medidores

Derivado de la ampliación de la red de distribución en las colonias y asentamientos que carecen de infraestructura eléctrica, así como de la atención de solicitudes de nuevos servicios este proyecto se desarrolla para atender la demanda futura de nuevos usuarios que se conectarán en los niveles de media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, con el cual se llevará a cabo la sustitución de los equipos dañados y obsoletos, y brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento 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 usuarios que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios, y
- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los usuarios actuales.

En este sentido, se pretende realizar 14.6 millones de conexiones, 8.8 millones de desconexiones y 4.9 millones de modificaciones (ver Tabla 6.1.1.). Además, se requerirán 251,740 km de conductor para acometidas y 11.48 miles de medidores, lo que

representará una inversión de 18,886 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.1.2.).

TABLA 6.1.1. METAS DEL PROYECTO REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES 2017-2021

(Millones de unidades)

Concepto	Año					
	2017	2018	2019	2020	2021	Total ^{1/}
Conexiones	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	14.6
Desconexiones	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	8.8
Modificaciones	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	4.9
Total^{1/}	5.4	5.6	5.7	5.8	5.8	28.3

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Reemplazo del cable submarino de la Isla de Holbox

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 1.9 MW que se abastece 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 una planta móvil adicional de 1.8 MW utilizada como respaldo; además se cuenta con dos circuitos de distribución, 1,422 servicios en baja tensión y 23 servicios en media tensión.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica se estiman en 31.5 millones de pesos al año; sin embargo, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 6.4 MW en 2024, debido al desarrollo de infraestructura turística.

El proyecto contempla la construcción de un circuito en 34.5 kV de 10.5 km aéreo de la S.E. Popolnah hasta la población de Chiquilá y continuará como circuito submarino de 10.5 Km hasta la S.E. Holbox futura para alimentar la red de distribución de la Isla. La inversión estimada es de 221 millones de pesos.

Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida (GD), 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.

Proyecto 1. Análisis de la capacidad de las RGD

A partir de 2017, CFE Distribución definirá la metodología, estudios, sistemas y procedimientos para emplear y evaluar la cantidad de recursos energéticos distribuidos que podrán interconectarse a los circuitos eléctricos de media tensión, sin incrementar las pérdidas de energía y cumpliendo con los parámetros de Confiabilidad y Calidad.

Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas

La reforma en materia energética tiene como uno de los principales objetivos el promover un desarrollo incluyente en México y que la transformación del sector energético beneficie a todos los mexicanos, procurando el acceso universal a la energía eléctrica como una prioridad fundamental de la política energética, y, además, considera que el acceso a la energía permitirá democratizar la productividad y la calidad de vida de la población en las distintas regiones del país.

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno Federal para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación. Se integrará por el excedente de ingresos que resulten de la gestión de las pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación, de las sanciones que se impongan a través de los procesos de facturación y cobranza del Mercado Eléctrico Mayorista y por las donaciones de terceros.

Proyecto 1. Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

La meta nacional del FSUE consiste en electrificar los hogares de 1.8 millones de personas en 5 años para llegar al 99.8% de la población nacional en 2021.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren relativamente 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 se encuentre a una distancia considerable 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, y que permitan el escalamiento en las capacidades de los equipos.

Entre 2016 y 2017 se espera electrificar a 485 mil personas, 75.4% a través de extensión de la red y el resto mediante sistemas aislados.

6.2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica

Reducir las pérdidas técnicas y no 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.

De 2012 a 2016, las pérdidas de energía eléctrica han disminuido en promedio anual de 0.8%, debido a las estrategias para disminuir los consumos irregulares de energía eléctrica y a las inversiones en proyectos de modernización y optimización 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% a partir de 2024 (ver Tabla 6.2.1. y ver Gráfico 6.2.1.).

Proyecto 1. Reducción de Pérdidas Técnicas

En 2016, las pérdidas técnicas fueron de 13,800 GWh, lo que equivale al 6.29% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 10.8 mil millones de pesos con base en la estimación en el costo interno de transferencia (ver Gráfico 6.2.2.).

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas, son las siguientes:

- Construir nuevas redes troncales de distribución;
- Instalar equipos de compensación de reactivos (fijos y controlados);
- Reconfigurar la red de media tensión;
- Recalibrar los conductores de circuitos;
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución;
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes, y
- Balancear cargas entre circuitos.

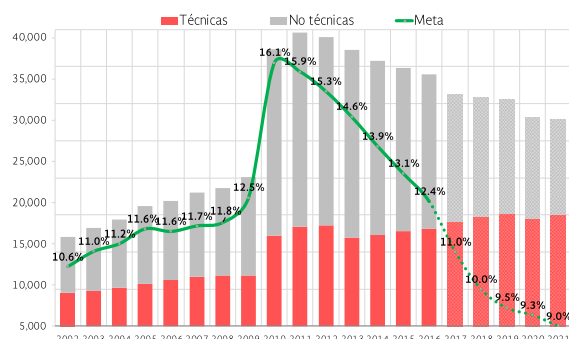
Este año, se busca instalar 31 alimentadores de media tensión y capacitores en la red de media tensión por una capacidad de 94.8 Mvar, construir 748 km de líneas y recalibrar 5,599 km de línea de media tensión y 150 km en baja tensión con una inversión de 1,435 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.2.2.).

TABLA 6.2.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL 2002-2016^{1/}
(Gigawatt-hora)

Año	Recibida	Entregada	Pérdida	(%)
2002	189,010	163,234	25,776	13.6
2003	194,527	166,675	27,852	14.3
2004	201,652	172,247	29,405	14.6
2005	211,444	179,328	32,116	15.2
2006	220,264	185,742	34,522	15.7
2007	227,048	191,275	35,773	15.8
2008	231,058	194,727	36,331	15.7
2009	230,371	193,341	37,030	16.1
2010	239,790	201,227	38,563	16.1
2011	256,298	215,700	40,598	15.8
2012	261,721	221,674	40,047	15.3
2013	263,697	225,459	38,238	14.5
2014	269,292	232,106	37,186	13.8
2015	278,181	241,807	36,374	13.1
2016	288,919	253,387	35,532	12.3

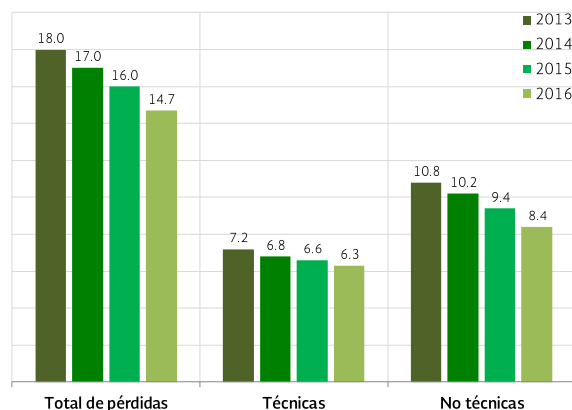
^{1/} Se considera Valle de México en los datos de 2002 a 2009. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.2.1. EVOLUCIÓN Y META DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2002-2019^{1/}
(Gigawatt-hora)



^{1/} No se considera Valle de México en los datos de 2002 a 2009. Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional, considerando como base la energía recibida en niveles de alta tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.2.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA 2013-2016^{1/}
(Porcentaje)



^{1/} Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional, considerando como base la energía recibida en niveles de media tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Reducción de Pérdidas No Técnicas

En 2016, las pérdidas no técnicas fueron de 18,539 GWh, lo que equivale al 8.44% del total de la energía recibida. El valor económico de estas pérdidas asciende a 25,944 millones de pesos, cuya estimación proviene de la energía dejada de vender.

Las principales actividades para abatir y controlar pérdidas no técnicas, son las siguientes:

- Implementar nuevas tecnologías de medición con prioridad en la reubicación de la medición en el poste tipo AMI;

- Reforzar los programas de verificación de los medidores en suministros de media tensión;
- Sustituir los medidores electromecánicos por electrónicos;
- Detectar anomalías en el proceso de medición y facturación de los servicios en media tensión en el mismo mes de facturación;
- Detectar y atender anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar;
- Reordenar el proceso de comercialización de la energía eléctrica, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos y la verificación y control de servicios, principalmente en las Divisiones del Valle de México;
- Modernizar y reubicar los medidores al límite de propiedad de los suministros susceptibles a usos informales por intervención de acometida o medidor en el Valle de México;
- 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, y
- Regularizar los servicios de energía eléctrica en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a la comunidad con el apoyo del área de vinculación social.

Regularizar Colonias Populares

El proyecto comprende la regularización de 258 mil usuarios, con una inversión 1,775 millones de pesos, en el periodo 2017-2021. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que no cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura eléctrica, y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular (ver Anexo, Tabla 6.2.3).

Escalar la Medición a AMI

El proyecto comprende la modernización de 6.4 millones de medidores, con una inversión de 10,600 millones de pesos, en el periodo 2017-2021. Se busca escalar de medidores electrónicos a medidores con características de AMI, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia.

Reemplazar Medidores Obsoletos

El proyecto consiste en reemplazar 9.7 millones de medidores que se encuentran dañados o que ya cumplieron su vida útil, con una inversión de 13,449 millones de pesos, en el periodo 2017-2021.

6.3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

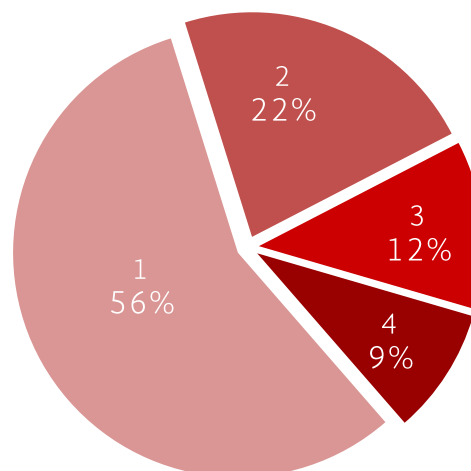
Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD

En 2016, la principal causa de las fallas en el suministro y afectaciones en la confiabilidad de las RGD se debió a la presencia de objetos sobre las líneas (ramas, animales, otros), descargas atmosféricas o golpes (ver Gráfico 6.3.1.)

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron 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 eléctrico¹¹² e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red (ver Anexo, Tablas 6.3.1. y 6.3.2.).

¹¹² DOF (16/02/2016):
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

GRÁFICA 6.3.1. CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LAS RGD
(Porcentaje)



Nota: 1. Animales, choque o golpe, rama sobre línea, descargas atmosféricas, objetos ajenos sobre línea. 2. Falso contacto, libranza programada en circuito, falla apartarrayos, propagación falla ajena a CFE, árbol sobre líneas. 3. Vientos fuertes, falla aislamiento, vandalismo, tormenta, falla conductores. 4. Descarga atmosférica, aislador flameado, falla cortacircuito, vientos, rama sobre línea, descarga atmosférica, línea rota, descarga atmosférica apartarrayo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 1. Incremento de la Confiabilidad de las RGD

El proyecto considera una inversión de 185 millones de pesos distribuidos en 44 proyectos a ejecutar por 8 Unidades de Negocio de Distribución durante este año (ver Tabla 6.3.3.).

Las principales actividades para incrementar la confiabilidad de las RDG son las siguientes:

- Construir 13.96 km de líneas de media tensión, recalibración de 180.03 km de líneas de media tensión y la instalación de 210 equipos cortacircuitos fusible (ver Tabla 6.3.4.).
- Instalar equipos de protección y seccionamiento que permita la operación remota y automática, misma que formará parte de las Redes Eléctricas Inteligentes. Se considera la instalación de 5,259 Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) en los próximos 5 años, con una inversión de 1,835 millones de pesos (ver Tabla 6.3.5.).

TABLA 6.3.3. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN LAS RGD 2017

Unidades de Negocio de Distribución	No. Proyectos	Inversión (millones de pesos)	Energía anual no suministrada con proyecto (MWh)
Bajío	4	37.7	740
Baja California	3	13.0	296
Centro Occidente	6	22.7	313
Centro Oriente	7	18.7	141
Noroeste	10	29.5	667
Norte	7	24.9	2,379
Oriente	2	23.0	103
Valle México Centro	5	15.9	108
Total^{1/}	44	185.4	4,747

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.4. METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD 2017

(Kilómetros)

Unidades de Negocio de Distribución	Construcción Línea Media Tensión	Recalibración Línea Media Tensión	Cortacircuito Fusible de Triple Disparo
Bajío	6.0	0.3	
Baja California	1.6	15.2	
Centro Occidente			36.0
Centro Oriente			174.0
Noroeste	0.4	9.0	
Norte	4.0	150.0	
Oriente		5.6	
Valle de México Centro	2.0		
Total^{1/}	14.0	180.0	210.0

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.5. INVERSIÓN Y META FÍSICA PARA LA INSTALACIÓN DE EPROSEC

Año	Inversión (millones de pesos)	Equipos de protección y seccionamiento
2017	297	850
2018	400	1,147
2019	379	1,087
2020	378	1,084
2021	381	1,091
Total^{1/}	1,835	5,259

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Modernización de las Subestaciones de Distribución

En la actualidad se cuenta con transformadores de potencia que rebasan los 40 años de vida útil que presentan altas tasas de falla y tiempos de interrupción, por lo que resulta necesario su reemplazo. Se considera las siguientes actividades:

- Reemplazar 30 transformadores de potencia en las 16 Unidades de Negocio de Distribución durante el presente año con una inversión de 422 millones de pesos (ver Tabla 6.3.6.).
- Modernizar subestaciones de distribución para atender el incremento de demanda de energía eléctrica mediante una inversión de 1,724 millones de pesos en los próximos cinco años (ver Tabla 6.3.7.).

TABLA 6.3.6. INVERSIÓN Y METAS FÍSICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 2017

Unidades de Negocio	2017		
	Inversión (millones de pesos)	No. Transformadores	MVA
Baja California	28	2	40
Noroeste	42	3	60
Norte	28	2	40
Golfo Norte	28	2	60
Golfo Centro	14	1	20
Jalisco	14	1	20
Bajío	28	2	48
Centro Occidente	14	1	20
Centro Sur	14	1	20
Centro Oriente	28	2	40
Oriente	28	2	40
Sureste	42	3	60
Peninsular	28	2	40
Valle de México Norte	15	1	30
Valle de México Centro	56	4	120
Valle de México Sur	15	1	30
Total^{1/}	422	30	688

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.7. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

(Millones de pesos)

Año	Modernización de subestaciones
2017	422
2018	364
2019	347
2020	302
2021	289
Total^{1/}	1,724

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.**Proyecto 3. Modernización de las RGD**

Las RGD tienen equipos que superan los 30 años de servicio y han estado expuestos a esfuerzos eléctricos y físicos, como es el caso de algunos interruptores de potencia y transformadores de distribución. Estas condiciones generan interrupciones en el servicio cada vez más frecuentes o severas, por lo que se requieren acciones de reemplazo para estos equipos (ver Tabla 6.3.8.).

TABLA 6.3.8. INVERSIÓN NECESARIA PARA EL REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN E INTERRUPTORES DE POTENCIA

(Unidades / Millones de pesos)

Año	Equipos de Reemplazo	Total de Equipos	Total Inversión (millones de pesos)
2017	Transformadores	14,799	418
	Interruptores	78	29
2018	Transformadores	12,709	359
	Interruptores	67	25
2019	Transformadores	11,507	325
	Interruptores	59	22
2020	Transformadores	9,417	266
	Interruptores	48	18
2021	Transformadores	8,355	236
	Interruptores	43	16
Total^{1/}	Transformadores	56,787	1,604
	Interruptores	295	110
			1,714

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.**Proyecto 4. Modernización de la Red Eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma**

El corredor turístico de la Avenida Paseo de la Reforma de la Ciudad de México mantiene un crecimiento constante de la demanda de electricidad, derivado de la construcción y modernización de inmuebles, desarrollos de oficinas corporativas, centros comerciales, hoteles y complejos residenciales.

Actualmente, la red instalada en el corredor cuenta con más de 50 años de operación, por lo que es imperante la modernización y reestructuración en dicha área. El proyecto comprende acciones de obra civil, obra electromecánica y remplazo de la medición, lo que representa una inversión de 1,432 millones de pesos. El proyecto inició en 2014 y se espera finalizar en 2018 (ver Tablas 6.3.9. y 6.3.10.).

TABLA 6.3.9. METAS FÍSICAS DEL PROYECTO REFORMA

(Unidades)

Componentes	Cantidad
Seccionadores	169
Transformadores	130
Equipos de transferencia automática	35
Metros de circuito de media tensión	139,413
Metros de circuito de baja tensión	119,824

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.10. PRESUPUESTO PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA REFORMA

(Millones de pesos)

Año	Importe acumulado ejercido	Importe por ejercer	Total
2016	775		775
2017		137	137
2018		520	520
Total^{1/}	775	657	1,432

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 5. Reemplazo del Cable Submarino para Isla Mujeres

Isla Mujeres se ubica a 13 kilómetros de la ciudad de Cancún, cuenta con 16,210 habitantes y su principal actividad económica es el turismo¹¹³.

El suministro eléctrico de Isla Mujeres se proporciona con un circuito construido con un conductor subterráneo, adecuado para utilizarse como cable submarino y cuya instalación data desde 1989, por lo que cuenta con 28 años en operación. Debido a las condiciones climatológicas de la región y el tránsito de embarcaciones, dicho cable está sujeto a una gran cantidad de esfuerzos mecánicos y eléctricos, que provoca frecuentemente fallas que afectan la calidad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico. El uso y su antigüedad limitan la capacidad de transmisión de potencia eléctrica y resulta insuficiente para atender la demanda de energía eléctrica creciente en la isla¹¹⁴.

El proyecto consiste en reemplazar el conductor subterráneo por un conductor submarino adecuado a las condiciones de la zona y a la capacidad prevista, lo que representa una inversión total de 280 millones de pesos (ver Tabla 6.3.11.).

TABLA 6.3.11. INVERSIÓN POR AÑO PARA EL PROYECTO CABLE SUBTERRÁNEO ISLA MUJERES
(Millones de pesos)

Concepto de Inversión	Inversión		Total ^{1/}
	2017	2018	
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	123	157	280

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

6.4. Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD

Las condiciones establecidas en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, hacen necesario obtener el balance de

energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas. De esta forma, se requiere desarrollar la infraestructura y software necesarios para obtener una medición confiable para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Construir la Infraestructura para participar en el Mercado Eléctrico.

Proyecto 1. Gestión de Balance de Energía de las RGD para el MEM

En las RGD existen zonas de carga que no cuentan con la infraestructura de medición o en las que la existente no cumple con las características requeridas por el MEM en cuanto a comunicaciones y equipo de medición en los puntos de intercambio de energía, como es en subestaciones y líneas de media tensión, así como en los puntos de intercambio de energía entre zonas.

El proyecto considera todos los elementos que permiten la integración de sistemas de medición para la operación y administración de los procesos del MEM con ayuda de equipos que se integren a una Red Eléctrica Inteligente, así como el desarrollo de la infraestructura necesaria para gestionar y transmitir al CENACE la información de la medición de los Centros de Carga de los Usuarios Calificados; por lo que el Distribuidor presentará en el próximo Programa de Ampliación y Modernización de las RGD, las acciones complementarias requeridas para que esto sea atendido.

Las inversiones necesarias para este proyecto contemplan puntos de medición entre zonas, medición en subestaciones (SIMOCE), mecanismos de seguridad de la información, control operativo en los que se considera la Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA), Unidad Central Maestra (UCM), Enlaces de Comunicación inalámbricos y Fibra Óptica, Equipos de Control Supervisorio para Subestaciones Eléctricas como Unidades Terminales Remotas (UTR's) o Concentrador SCADA, y Equipo Eléctrico Primario (EEP). En el periodo 2017-2020 se acondicionarán 1,176 puntos de medición con una inversión de 7,016 millones de pesos (ver Anexo, Tablas 6.4.1. y 6.4.2.).

¹¹³ De acuerdo con datos del INEGI de 2010.

¹¹⁴ BNP-53140 de la Subestación eléctrica "Bonampak" ubicada en el oriente de la Ciudad de Cancún hasta la subestación reductora de 34.5 kV a 13.8 kV denominada "Isla Mujeres" la cual cuenta con dos circuitos para alimentar la carga de la población.

6.5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)

En la LIE se plantea como premisa fundamental que el despliegue de las REI deberá de contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

De conformidad con el artículo 37 de la LTE, la implementación de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.

La LTE indica además que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;
- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de fuentes de Energía Renovables;
- El desarrollo y la incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de

Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;

- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;
- La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;
- El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos;
- La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y reducción de barreras para la adopción de REI, y
- La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

El proyecto de REI prevé la integración de TIC's en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran (ver Gráfico 6.5.1.).

Desarrollar e incorporar sistemas y equipo que permitan una transición a una REI

Al cierre del 2016, se contó con 38,531 equipos de protección y de seccionamiento automático telecomandados instalados, de los cuales 21,272 operan en forma remota, así como 772 mil medidores AMI cuya función inicial es disminuir las

pérdidas no técnicas en proyectos piloto y en proyectos bajo el esquema económico PIDIREGAS, los cuales es necesario incorporarlos a sistemas que permitan integrarlos a un Red Eléctrica Inteligente.

Proyecto 1. Sistema de Información Geográfica de las RGD

El Sistema de Información Geográfica coadyuva al logro de los objetivos de las REI, ya que proporciona la base de información y los estándares para la interoperabilidad y el uso de la información digital de los equipos de protecciones, control, medición y comunicaciones, en general de todos los elementos que integran las RGD. Al conectarse a la red, identifican el estado operativo en tiempo real en diagramas georreferenciados que se comparten a través de la red empresarial para lograr una mayor eficiencia en la operación de las RGD.

El proyecto tiene el propósito de unificar las diferentes tecnologías de información geográfica y eléctrica de las RGD con que cuenta actualmente CFE Distribución, a través de un Sistema de Información Geográfica que le permita integrar dichas tecnologías y contar con la capacidad para compartir e intercambiar información espacial de la infraestructura del sistema de distribución.

El proyecto está en proceso, se ha realizado una inversión de 46.4 millones de pesos y entre 2017 y 2019, se espera invertir 55 millones de pesos.

Proyecto 2. Infraestructura de Medición Avanzada

El proyecto consiste en la instalación de medidores intercomunicados con un sistema informático de gestión, con capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota. Se requiere del desarrollo de aplicaciones informáticas y sistemas de comunicación para explotar un mayor número de funcionalidades de estos sistemas dirigidos hacia las REI y el cliente, tal como, un sistema de administración de registros de medidores (MDM por sus siglas en inglés), lo cual se encuentra en evaluación para emprender este tipo de proyectos en los próximos años.

En el periodo 2017-2021 se considera la instalación de 1.8 millones de medidores AMI con una inversión de 6,082 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.5.1.).

Proyecto 3. Sistema de Administración de Distribución Avanzado

Proyecto piloto que servirá para evaluar las capacidades de un Sistema Avanzado de Administración de Distribución (ADMS por sus siglas en inglés), el cual incluye un sistema para la administración de interrupciones (OMS por sus siglas en inglés), a través de un proyecto de demostración que incluirá el despliegue del ADMS para automatizar las subestaciones, con lo que se evaluará las funcionalidades avanzadas de este sistema. Se desarrollará en dos fases de estudio y tres de demostración.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una versión a pequeña escala de un ADMS para determinar los impactos sobre la eficiencia operativa, la confiabilidad y la seguridad. El comportamiento del AMDS será utilizado para determinar si se justifica el desarrollo de un sistema completo para todo el SEN.

Se tiene programado ejecutar un monto de 203 millones de pesos, en el periodo 2017 a 2021 (ver Tabla 6.5.2.).

TABLA 6.5.2. COSTOS NECESARIOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS FASES DEL PROYECTO ADMS
(Millones de pesos)

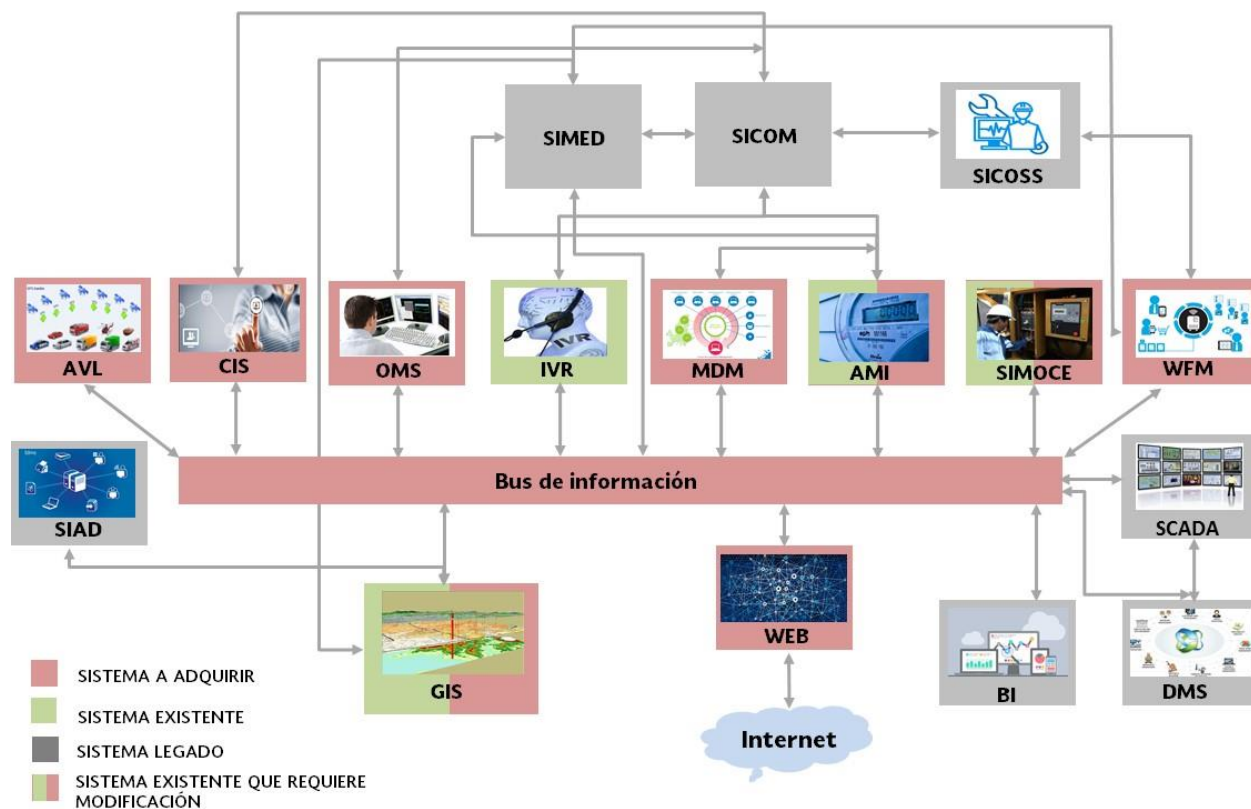
Concepto de Inversión	Inversión por año					Total ^{1/}
	2017	2018	2019	2020	2021	
Sistema de Administración de Distribución	3	50	50	50	50	203

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Adicional a estos proyectos, pertenecen a las redes eléctricas inteligentes los proyectos descritos en otros objetivos y líneas de acción, y que a continuación se enlistan:

- Incremento de la confiabilidad de las RGD (automatización de equipo de protección y seccionamiento);
- Escalamiento a medidores AMI, y
- Gestión del balance de Energía de las RGD para el MEM.

GRÁFICO 6.5.1. PRINCIPALES MÓDULOS DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE



Abreviaturas: AMI: (Infraestructura Avanzada de la Medición). AVL: (Localización Automática de Vehículos). BI: (Inteligencia de Negocios). CIS: (Sistema de Información al Cliente). DMS: (Sistema para la Administración en Distribución). GIS: (Sistema de Información Geográfica). IVR: (Respuesta de Voz Interactiva). MDM: (Administración de Datos de la Medición). OMS: (Sistema para la Administración de Interrupciones). SCADA: (Supervisión Control y Adquisición de Datos). SIAD: (Sistema Integral de Administración de Distribución). SICOM: (Sistema Comercial). SICOSS: (Sistema de Control de Solicitudes y Servicios). SIMED: (Sistema de Medición). SIMOCE: (Sistema para la Medición de Calidad de Energía). WEB: (Servicio de Internet). WFM: (Administración de la Fuerza de Trabajo).

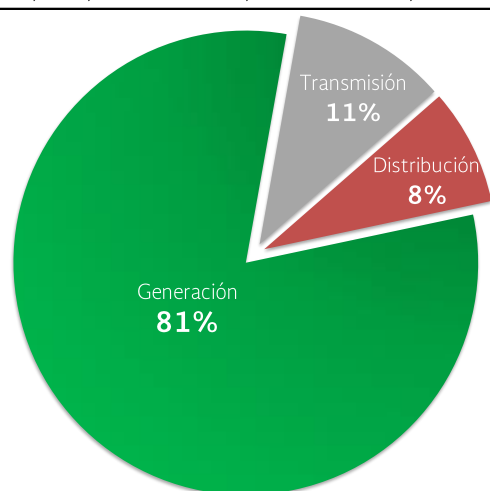
RESUMEN DE INVERSIONES 2017-2031

La inversión esperada para la ejecución de los proyectos de infraestructura eléctrica considerados en el presente Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, es de 2.0 billones de pesos en los próximos 15 años; el 81% corresponde a generación, 11% a la realización de obras y proyectos de infraestructura asociados a la red de transmisión eléctrica y 8% a proyectos de distribución (ver Gráfico 7.1.1., Anexo, Tabla 7.1.1.). La inversión estimada en el sector eléctrico para los próximos 15 años es 9% menor respecto a la estimada en el PRODESEN 2016-2030¹¹⁵.

GRÁFICO 7.1.1. INVERSIÓN ESTIMADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO, POR ACTIVIDAD 2017-2031

(Millones de pesos / porcentaje)

Generación	Transmisión	Distribución
1,655,225	219,463	165,218



Fuente: Elaborado por la SENER.

¹¹⁵ Considera i) TMCA menor de la demanda de energía eléctrica en el periodo y con ello 1.3 GW menos de nueva capacidad en el PIIRCE y una matriz energética con tecnologías de menor costo de inversión, ii) adecuación del rubro de inversión en Modernización de la RNT, a fin de excluir el concepto de mantenimiento, el cual no forma parte de nueva inversión, iii) ajuste de los rubros de inversión en distribución, los cuales no incluyen: recursos para equipamiento operativo (edificios y vehículos para la operación y mantenimiento), conversión de líneas aéreas a subterráneas de acuerdo a los convenios entre CFE Distribución con la Secretaría de Turismo, instalaciones de líneas de 115 kV (hoy pertenecientes a CFE Transmisión) y obras de inversión pública financiada (PIDIREGAS).

7.1. Generación

En los siguientes 15 años se estima un monto de inversión en generación eléctrica de 1,655 mil millones de pesos, de los cuales, en los próximos cinco años, se ejercerá alrededor de 552 mil millones de pesos en la instalación de nuevas centrales de generación en todo el país.

Dentro de la gama de proyectos que integran el PIIRCE 2017-2031, es significativa la inversión en generación limpia con el 74% del monto total previsto, el 26% restante corresponde a proyectos de tecnologías convencionales.

Los proyectos eólicos, y solares, representan el 23% y 13%, respectivamente; por otro lado, el 23% de la inversión total estimada se ejercerá en ciclos combinados (ver Anexo, Tabla 7.1.2.).

De acuerdo con la modalidad bajo la cual se lleve a cabo cada proyecto de generación eléctrica, el 24% de la inversión total esperada corresponde a proyectos de centrales eléctricas con permisos de generación al amparo de la LSPEE (Autoabastecimiento, Cogeneración, Exportación, Productor Independiente de Energía y Pequeña Producción), el 16% se ejercerá en proyectos con permiso de Generación al amparo de la LIE, y el 60% corresponde a nuevos proyectos que se encuentran en proceso de trámites o son proyectos genéricos (ver Anexo, Tabla 7.1.3.).

Se estima que alrededor del 55% de la inversión en generación eléctrica se concentrará en las regiones de control Oriental y Noreste (ver Anexo, Tabla 7.1.4.). En particular, el 51% de la inversión se ejercerá en los estados de Veracruz, Tamaulipas, Oaxaca, Coahuila y Nuevo León (ver Anexo, Tabla 7.1.5.).

7.2. Transmisión

La inversión esperada para la actividad de transmisión durante el periodo 2017-2031 es de 219 mil millones de pesos, de la cual el 97% corresponde a proyectos y obras de ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación, y el 3% a los proyectos de modernización de la RNT a desarrollarse en el periodo 2017-2021.

El 77% de la inversión en proyectos y obras de ampliación se ejercerá en obras PRODESEN¹¹⁶, el 14% será Obra Pública Financiada¹¹⁷ y el 9% se destinará a obras de mediano y largo plazo (ver Anexo, Tabla 7.2.1.).

La inversión en ampliación de la RNT se distribuye de la siguiente manera: 48% se destinará a obras de transformación, 47% al desarrollo de proyectos y obras de líneas de transmisión, y 6% a obras de compensación (ver Anexo, Tabla 7.2.2.).

7.3. Distribución

Los proyectos de distribución que integran el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución, asociados con las metas físicas para la ampliación, modernización y equipamiento operativo de las RGD, contemplan una inversión de 165 mil millones de pesos para los próximos 15 años.

El 83% de la inversión en distribución se destinará a obras de ampliación y modernización, equivalente a 136 mil millones de pesos. El 17% restante se ejercerá en proyectos específicos de Redes Inteligentes (ver Anexo, Tabla 7.3.1.).

¹¹⁶ Las obras PRODESEN son los proyectos y obras que surgen a partir de la planeación que emite el CENACE.

¹¹⁷ Esquema de financiamiento anterior a la Reforma Energética. Son proyectos de obra pública construidos por un tercero y entregados a CFE a partir de su puesta en servicio para que ésta los financie en el marco de los PIDIREGAS bajo el esquema de "Inversión Directa".

ANEXO

TABLA 1.1.1. ALINEACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013 – 2018^{1/} México Próspero	Objetivo 4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva	Estrategia 4.6.2. Asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país	<p>Impulsar la reducción de costos en la generación de energía eléctrica para que disminuyan las tarifas que pagan las empresas y las familias mexicanas.</p> <p>Homologar las condiciones de suministro de energía eléctrica en el país.</p> <p>Diversificar la composición del parque de generación de electricidad considerando las expectativas de precios de los energéticos a mediano y largo plazos.</p> <p>Modernizar la red de transmisión y distribución de electricidad.</p> <p>Promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la adopción de nuevas tecnologías y la implementación de mejores prácticas.</p>
	Enfoque Transversal	Estrategia I. Democratizar la Productividad	Garantizar el acceso a la energía eléctrica de calidad y con el menor costo de largo plazo.
Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014 - 2018^{2/}	Objetivo 1. Establecer las metas y la hoja de ruta para la implementación de dichas metas.	Vertiente 1. Ahorro y uso eficiente de energía.	<p>Resolver los problemas identificados que obstaculicen el cumplimiento de las metas de energías limpias y eficiencia energética.</p> <p>Reducir bajo condiciones de viabilidad económica, la contaminación ambiental originada por la industria eléctrica.</p>
	Objetivo 2. Fomentar la reducción de emisiones contaminantes originadas por la industria eléctrica.	Vertiente 2. Aprovechamiento de energías limpias.	Reducir la dependencia del país de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía en el mediano plazo.
	Objetivo 3. Reducir, bajo criterios de viabilidad económica, la dependencia del país de los combustibles fósiles, como fuente primaria de energía.	Vertiente 3. Desarrollo de infraestructura integradora.	<p>Promover el cumplimiento de las metas de energías limpias y eficiencia energética.</p> <p>Promover el desarrollo futuro de las energías limpias como un elemento que contribuye al desarrollo y bienestar socioeconómico del país.</p>
Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013 – 2018^{3/}	Objetivo 2. Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional	Estrategia 2.1. Desarrollar la infraestructura eléctrica nacional, con criterios de economía, seguridad, sustentabilidad y viabilidad económica	<p>Planear la expansión de la infraestructura eléctrica nacional conforme al incremento de la demanda, incorporando energías limpias, externalidades y diversificación energética.</p> <p>Expandir la infraestructura, cumpliendo con las metas de energía limpia del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.</p>

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
		Estrategia 2.2. Disponer de infraestructura eléctrica en las mejores condiciones para proveer el servicio con estándares de seguridad, calidad y eficiencia.	Mantener, modernizar y rehabilitar la infraestructura eléctrica para optimizar la operación del sistema.
Programa Nacional de Infraestructura (PNI) 2014 – 2018^{4/}	Objetivo 2. Asegurar el desarrollo óptimo de la infraestructura para contar con energía suficiente, con calidad y a precios competitivos	Estrategia 2.5. Desarrollar la infraestructura de generación eléctrica para el aprovechamiento de combustibles eficientes, de menor costo y con bajo impacto ambiental.	Convertir las centrales térmicas a base de combustóleo para usar gas natural. Construir nuevas centrales de ciclo combinado y de Nueva Generación Limpia. Desarrollar proyectos de generación que permitan el aprovechamiento de recursos renovables hídricos, eólicos y solares. Desarrollar proyectos de mantenimiento para las centrales generadoras existentes.
		Estrategia 2.6. Desarrollar la transmisión de electricidad que permita el máximo aprovechamiento de los recursos de generación y la atención de la demanda.	Establecer condiciones de interconexión para el aprovechamiento de las energías renovables. Desarrollar proyectos de interconexión para incentivar el aprovechamiento de los recursos de las distintas áreas eléctricas. Desarrollar las redes y los refuerzos necesarios para la atención de la demanda nacional.
		Estrategia 2.7. Desarrollar la distribución de electricidad con calidad, reduciendo las pérdidas en el suministro y aumentando la cobertura del servicio.	Desarrollar proyectos de distribución para reducir las pérdidas técnicas y no-técnicas en la distribución. Desarrollar proyectos de distribución para disminuir el tiempo de interrupción por usuario de distribución. Desarrollar proyectos de electrificación para beneficiar a localidades de alta pobreza energética.
Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) 2014 – 2018^{5/}	Objetivo 1. Diseñar y desarrollar programas y acciones que propicien el uso óptimo de energía en procesos y actividades de la cadena energética nacional	Estrategia 1.1. Implementar acciones de eficiencia energética en los procesos de explotación, transformación y distribución de las empresas productivas del Estado.	Incrementar el aprovechamiento de los potenciales de cogeneración en instalaciones de Petróleos Mexicanos. Impulsar proyectos de rehabilitación, modernización y conversión de centrales de generación de electricidad que permitan un mayor aprovechamiento térmico y económico de los combustibles en Comisión Federal de Electricidad. Implementar un programa de reducción de pérdidas eléctricas en la transmisión y distribución de electricidad.

^{1/} Consultar en: <http://pnd.gob.mx/wp-content/uploads/2013/05/PND.pdf>.

^{2/} Consultar en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016.

^{3/} Consultar en: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/213/PROSENER.pdf>.

^{4/} Consultar en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342547&fecha=29/04/2014.

^{5/} Consultar en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469371&fecha=19/01/2017.

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 1.3.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2006-2016

(Miles de millones de pesos constantes base 2008 = 100)

Año	PIB				Participación ^{1/} (%)	
	Nacional	Actividad Industrial	Industria Eléctrica		Nacional	Actividad Industrial
2006	11,719	4,323	196		1.7	4.5
2007	12,088	4,386	210		1.7	4.8
2008	12,257	4,365	216		1.8	5.0
2009	11,681	4,094	217		1.9	5.3
2010	12,278	4,281	228		1.9	5.3
2011	12,774	4,428	246		1.9	5.6
2012	13,288	4,554	252		1.9	5.5
2013	13,468	4,531	253		1.9	5.6
2014	13,773	4,653	277		2.0	5.9
2015	14,136	4,698	283		2.0	6.0
2016	14,461	4,697	292		2.0	6.2
TMCA^{2/} (2006-2016)	2.1	0.8	4.1	Participación Media (2006-2016)	1.9	5.4

^{1/} Participación del PIB de la industria eléctrica en el PIB Nacional y en la Actividad Industrial. ^{2/} Tasa Media de Crecimiento Anual (Porcentaje). Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares para 2016. BIE, INEGI.

TABLA 1.3.2. CONSUMO INTERMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR RAMA DE ACTIVIDAD DE ACUERDO CON LA DEMANDA INTERMEDIA EN LA MATRIZ INSUMO PRODUCTO DE LA ECONOMÍA TOTAL 2012
(Porcentaje)

Código SCIAN	Rama	Consumo Intermedio de Energía Eléctrica (Sin Actividades Terciarias ^{1/})
2222	Suministro de gas por ductos al consumidor final	17.9
3221	Fabricación de pulpa, papel y cartón	11.9
2122	Minería de minerales metálicos	8.2
3272	Fabricación de vidrio y productos de vidrio	7.4
3274	Fabricación de cal, yeso y productos de yeso	7.2
3312	Fabricación de productos de hierro y acero	6.9
3132	Fabricación de telas	6.7
1112	Cultivo de hortalizas	5.9
3328	Recubrimientos y terminados metálicos	4.4
3311	Industria básica del hierro y del acero	4.4
3212	Fabricación de laminados y aglutinados de madera	4.2
3133	Acabado de productos textiles y fabricación de telas recubiertas	3.7
2111	Extracción de petróleo y gas	3.7
3262	Fabricación de productos de hule	3.6
3261	Fabricación de productos de plástico	3.3

SCIAN: Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte. 1/ Solo incluye insumos provenientes de actividades primarias y secundarias. Excluye gastos en servicios. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la Matriz Insumo Producto 2012 por rama de actividad, en millones de pesos a precios básicos, INEGI.

TABLA 1.3.3. GASTO CORRIENTE TRIMESTRAL EN ELECTRICIDAD SEGÚN DECILES DE HOGARES DE ACUERDO CON SU INGRESO CORRIENTE TOTAL TRIMESTRAL

(Pesos M.N.)

Decil	Gasto trimestral en electricidad por hogar	Ingreso destinado a pago de electricidad (%)
1	167.6	2.7
2	265.1	2.4
3	328.9	2.2
4	328.7	1.7
5	396.0	1.7
6	504.2	1.8
7	525.4	1.5
8	694.3	1.6
9	861.4	1.4
10	1,504.3	1.1
Total	557.6	1.5

Nota: Los hogares están ordenados en deciles de acuerdo con su ingreso corriente trimestral. Ingreso corriente: Ingreso del trabajo + Renta de la propiedad + Transferencias + Estimación del alquiler de la vivienda + Otros ingresos corrientes. Gasto corriente monetario y no monetario trimestral en electricidad calculado de acuerdo con la clave "R001" del catálogo de gastos. Fuente: INEGI. Nueva construcción de variables de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2012.

TABLA 1.3.4. MÉXICO EN EL ÍNDICE DE COMPETITIVIDAD GLOBAL Y EN EL REPORTE DE DOING BUSINESS

Periodo	Índice de Competitividad Global	Calidad del Suministro de Energía Eléctrica ^{1/}		Obtención de Electricidad ^{2/}
	Posición	Posición	Calificación	Posición
2006-2007	52	77	3.9	-
2007-2008	52	82	4.1	-
2008-2009	60	87	4.0	-
2009-2010	60	88	3.9	-
2010-2011	66	91	3.9	-
2011-2012	58	83	4.3	-
2012-2013	53	79	4.6	-
2013-2014	55	81	4.7	-
2014-2015	61	80	4.6	76
2015-2016	57	73	4.7	72
2016-2017	51	68	4.9	98

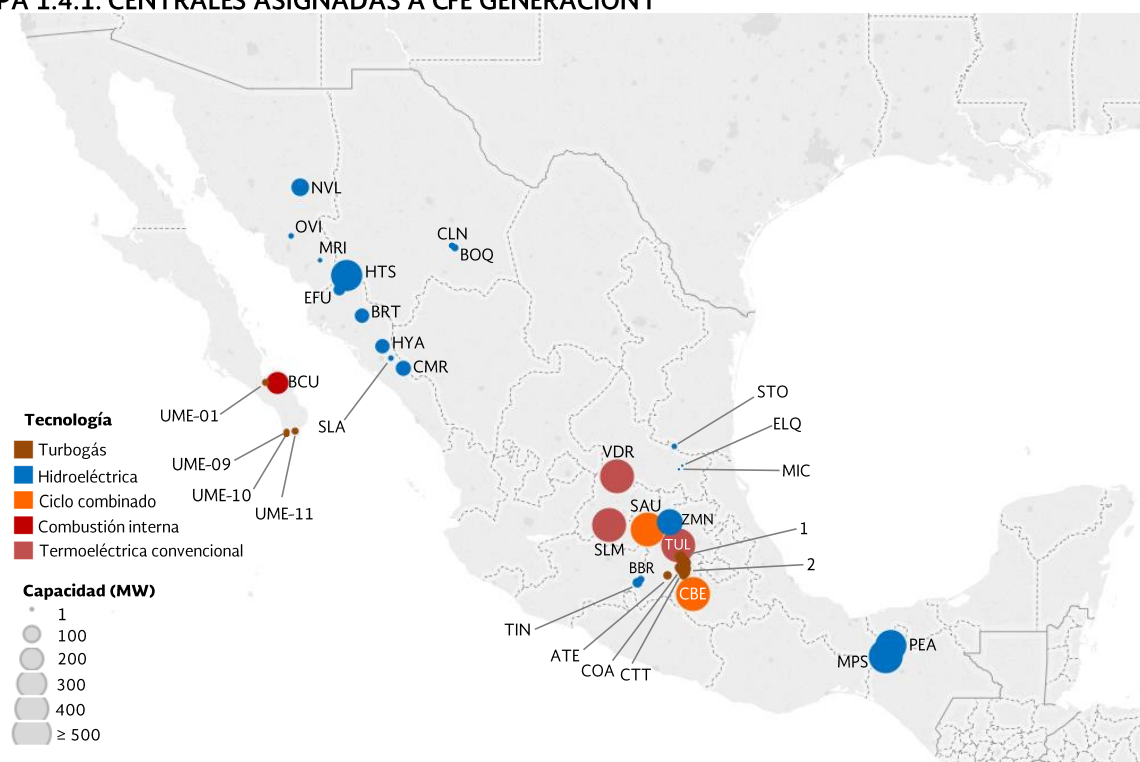
^{1/} Índice de Competitividad Global (WEF) 2016-2017, Foro Económico Global, 138 economías. ^{2/} Reporte Doing Business 2017, Banco Mundial, 190 economías. Fuente: Índice de Competitividad Global, Foro Económico Mundial, varios años. Reporte Doing Business, Banco Mundial, varios años.

TABLA 1.3.5. COMPETITIVIDAD GLOBAL EN MATERIA DE ELECTRICIDAD

País	Posición Global en Cuanto a Competitividad ^{1/}	Calidad del Suministro de Energía Eléctrica ^{1/}		Obtención de Electricidad ^{2/}
	Posición Global	Posición	Calificación ^{3/}	Posición
Suiza	1	1	6.9	7
Singapur	2	2	6.8	10
Estados Unidos de América	3	17	6.5	36
Holanda	4	5	6.8	45
Alemania	5	19	6.4	5
Suecia	6	4	6.8	6
Reino Unido	7	11	6.7	17
Japón	8	15	6.5	15
Hong Kong	9	3	6.8	3
Finlandia	10	13	6.6	18
México	51	68	4.9	98
Colombia	61	70	4.8	74
Brasil	81	91	4.1	47
Argentina	104	119	2.7	91

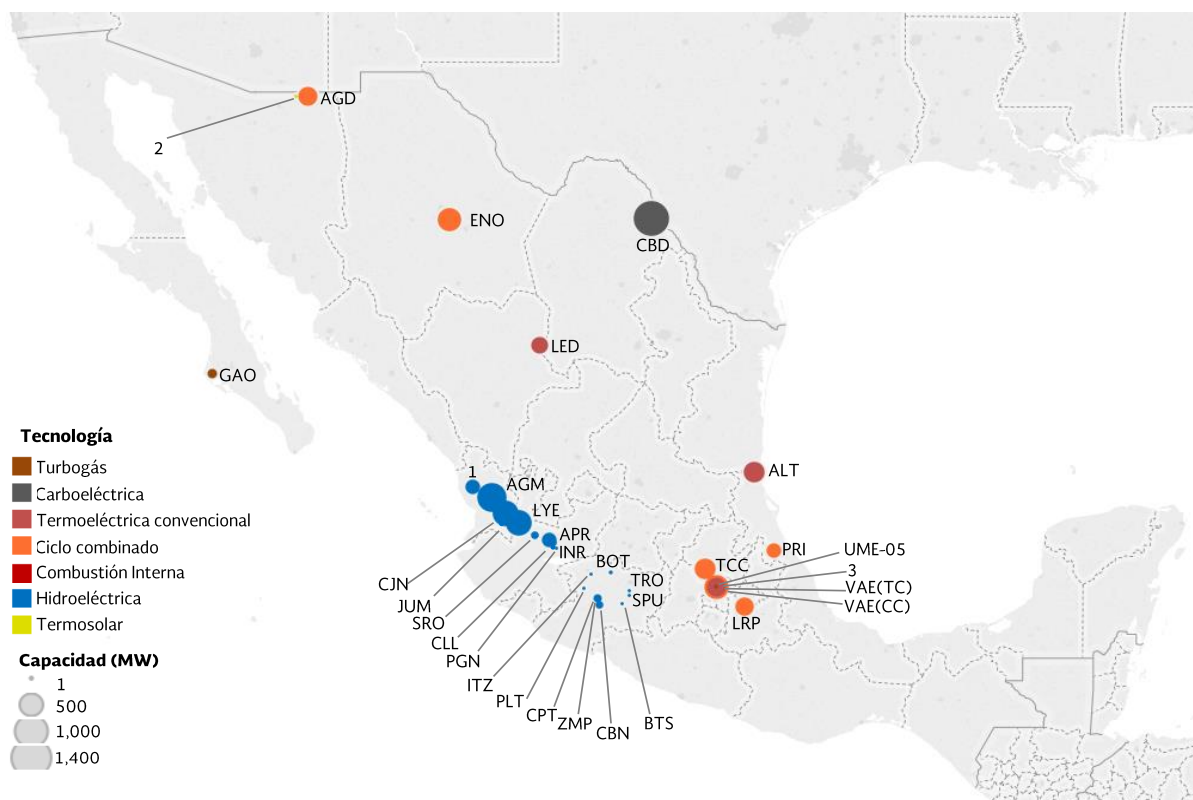
^{1/} Índice de Competitividad Global (WEF) 2016-2017, Foro Económico Global, 138 economías. ^{2/} Reporte Doing Business 2017, Banco Mundial, 190 economías. ^{3/} Rango de calificación del 1-7. Fuente: Índice de Competitividad Global, Foro Económico Mundial, varios años. Reporte Doing Business, Banco Mundial, varios años.

MAPA 1.4.1. CENTRALES ASIGNADAS A CFE GENERACIÓN I



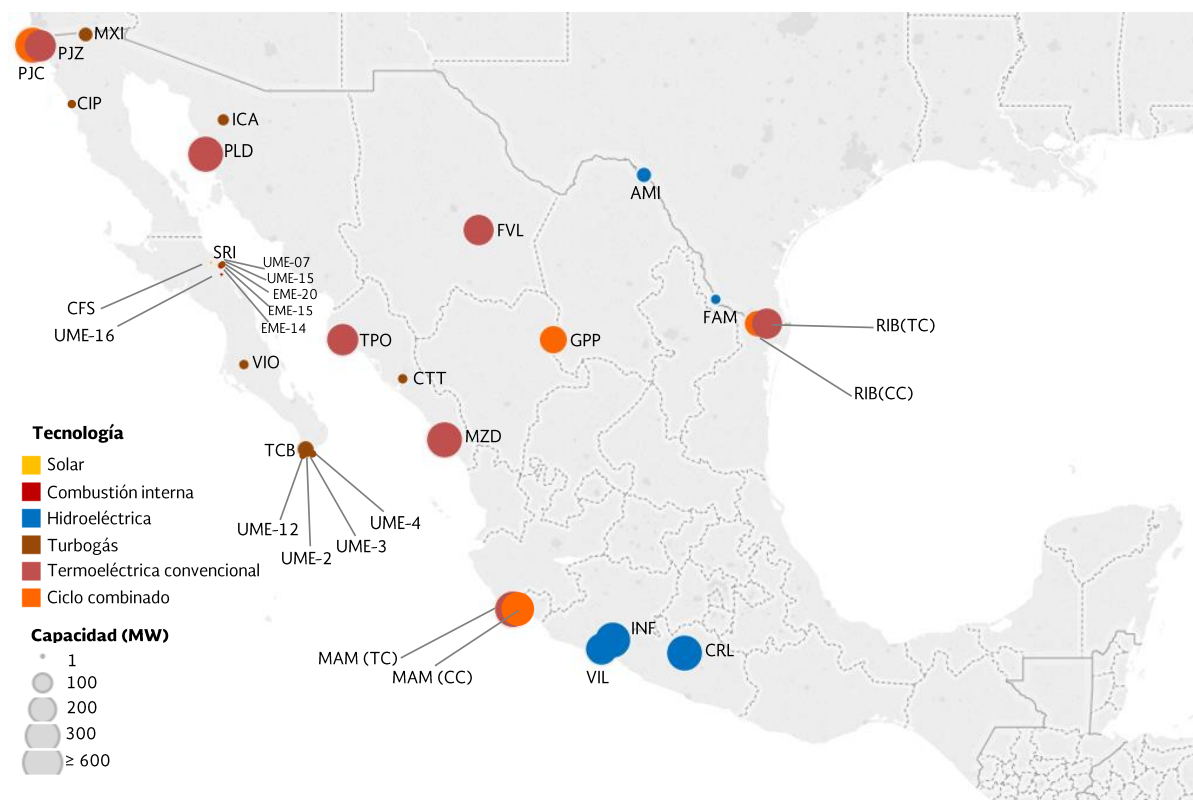
ATE: Atenco, BBR: Santa Bárbara, BCU: Baja California Sur I incluye Baja California Sur V (unidad 5), BOQ: Boquilla, BRT: Bacurato, CBE: Centro, CLN: Colina, CMR: Comedero (Raúl J. Marsal), COA: Coapa, CTT: Cuautitlán, EFU: El Fuerte (27 de Septiembre), ELQ: Electroquímica, HTS: Huites (Luis Donaldo Colosio), HYA: Humaya, MIC: Micos, MPS: Malpaso, MRI: Mocúzari, NVL: El Novillo (Plutarco Elías Calles), OVI: Oviachic, PEA: Peñitas (Ángel Albino Corzo), SAU: El Sáuz, SLA: Sanalona (Salvador Alvarado), SLM: Salamanca, STO: El Salto (Camilo Arriaga), TIN: Tingambato, TUL: Tula (Francisco Pérez Ríos), UME-01: Baja California Sur I Unidad Móvil 1, UME-09: Los Cabos Unidad Móvil 9, UME-10: Los Cabos Unidad Móvil 10, UME-11: Baja California Sur I Unidad Móvil 11, VDR: Villa de Reyes, ZMN: Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama), 1: Coyotepec, Ecatepec, Remedios, Vallejo, Villa de las Flores y Victoria, 2: Aragón, Santa Cruz, Iztapalapa, Magdalena, Nonoalco. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la CRE.

MAPA 1.4.2. CENTRALES ASIGNADAS A CFE GENERACIÓN II



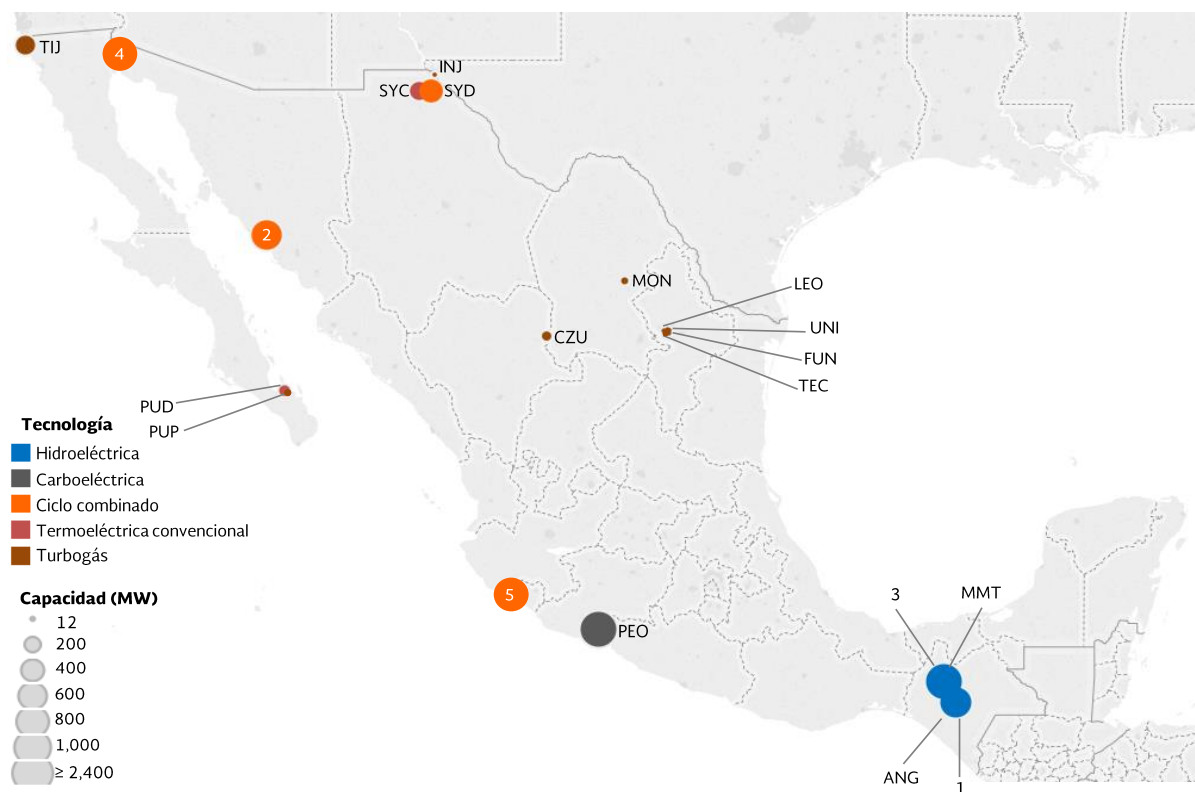
AGD: Agua Prieta II, AGM: Aguamilpa Solidaridad, ALT: Altamira, APR: Agua Prieta (Valentín Gómez Farías), BOT: Botello, BTS: Bartolinas, CBD: Carbón II, CBN: Cóbano, CJN: El Cajón (Leonardo Rodríguez Al.), CLL: Colimilla, CPT: Cupatitzio, ENO: Chihuahua II (El Encino), GAO: San Carlos (Agustín Olachea A.), INR: Intermedia (Luis M. Rojas), ITZ: Itzicuar, JUM: Jumatán, LED: Lerdo (Guadalupe Victoria), LRP: San Lorenzo Potencia, LYE: La Yesca (Alfredo Elías Ayub), PGN: Puente Grande, PLT: Platanal, PRI: Poza Rica, SPU: San Pedro Porúas, SRO: Santa Rosa (General Manuel M. Diéguez), TCC: Tula (Francisco Pérez Ríos)_CC, TRO: Tirio, UME-05: Valle de México Unidad Móvil 5, VAE (TC): Valle de México_TC, VAE (TG): Valle de México_CC, ZMP: Zumpimíto, 1: Proyecto Las Cruces, 2: Proyecto Agua Prieta II (Termosolar), 3: Proyecto Valle de México II. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la CRE.

MAPA 1.4.3. CENTRALES ASIGNADAS A CFE GENERACIÓN III



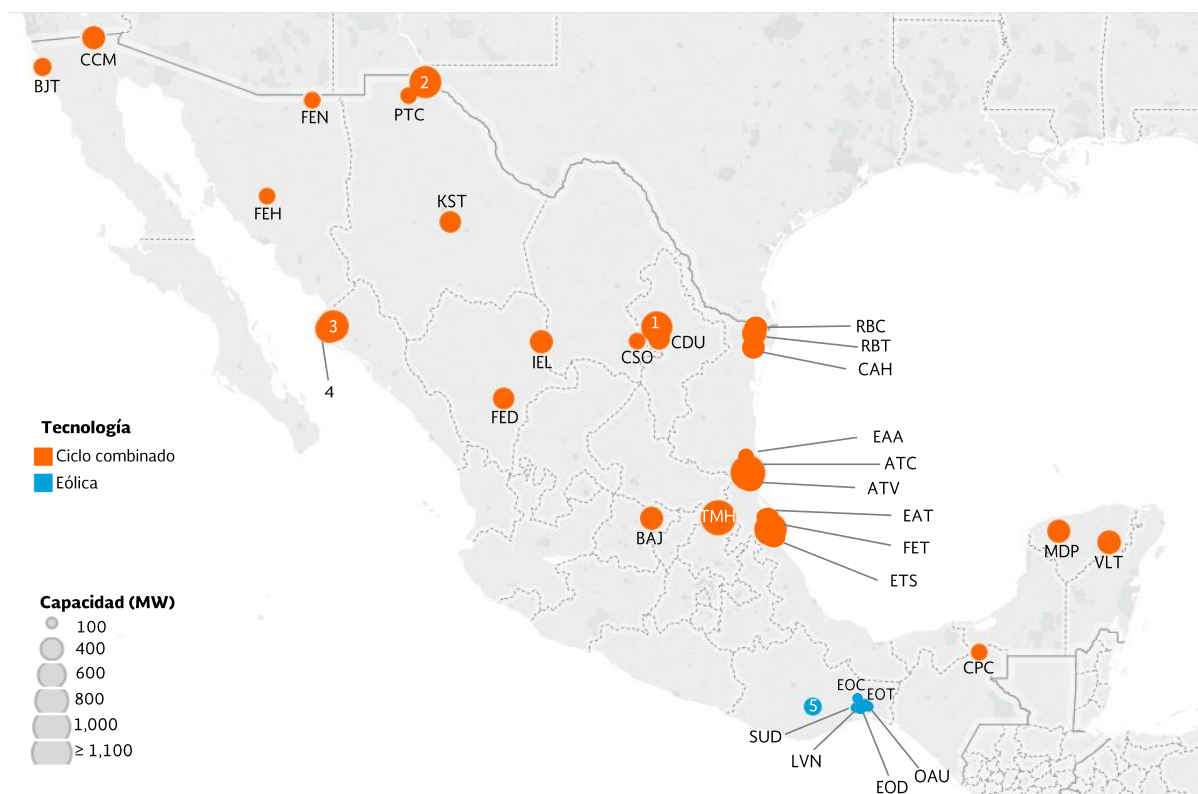
AMI: La Amistad, CCT: Culiacán, CFS: Sta. Rosalía (Tres Vírgenes), CIP: Ciprés, CRL: Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), EME-14: Unidad de Emergencia 14, 15: Unidad de Emergencia 15, EME-20: Unidad de Emergencia 20, FAM: Falcón, FVL: Francisco Villa, GPP: Gómez Palacio, ICA: Caborca, INF: Infiernillo, MAM (CC): Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) CC, MAM (TC): Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)_TC, MXI: Mexicali, MZD: Mazatlán II (José Aceves Pozos), PJC: Presidente Juárez_CC, PJZ: Presidente Juárez_TC, PLD: Puerto Libertad, RIB (CC): Río Bravo (Emilio Portes Gil), RIB (TC): Río Bravo (Emilio Portes Gil) U3, SRI: Santa Rosalía, TCB: Los Cabos, TPO: Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz), UME 16: Santa Rosalía Unidad Móvil 16, UME-02: Los Cabos Unidad Móvil 2, UME-03: Los Cabos Unidad Móvil 3, UME-04: Los Cabos Unidad Móvil 4, UME-07: Santa Rosalía Unidad Móvil 7, UME-12: Los Cabos Unidad Móvil 12, UME-15: Santa Rosalía Unidad Móvil 15, VIL: Villita (José María Morelos), VIO: Ciudad Constitución. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la CRE.

MAPA 1.4.4. CENTRALES ASIGNADAS A CFE GENERACIÓN IV



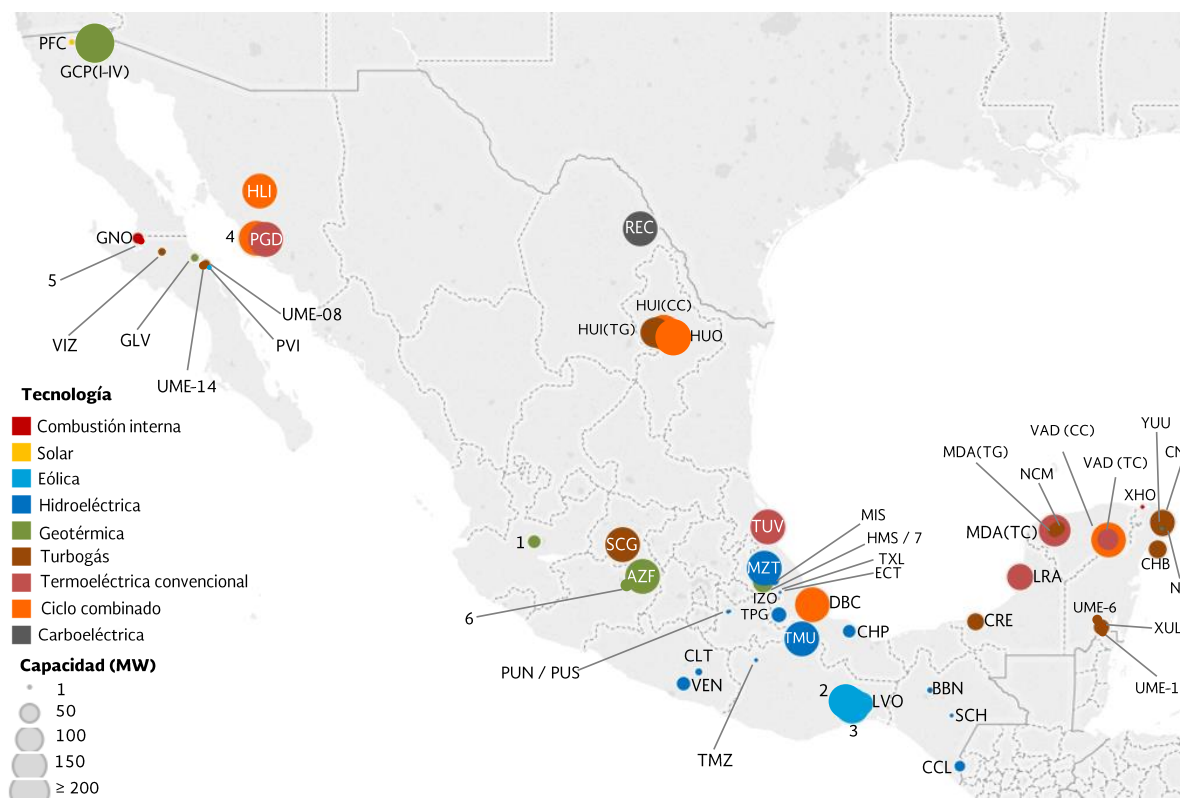
ANG: Angostura (Belisario Domínguez), CZU: La Laguna-Chávez, FUN: Fundidora, INJ: Industrial Juárez, LEO: Leona, MMT: Chicoasén (Manuel Moreno Torres), MON: Monclova, PEO: Petacalco (Plutarco Elías Calles), PUD: Punta Prieta II, PUP: La Paz (Punta Prieta), SYC: Samalayuca, SYD: Samalayuca II, TEC: Tecnológico, TIJ: Tijuana, UNI: Universidad, 1: Proyecto Angostura II Acala, 2: Proyecto Empalme II (Guaymas III), 3: Proyecto Chicoasén II, 4: Proyecto Baja California II, 5: Manzanillo II. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la CRE.

MAPA 1.4.5. CENTRALES ASIGNADAS A CFE GENERACIÓN V



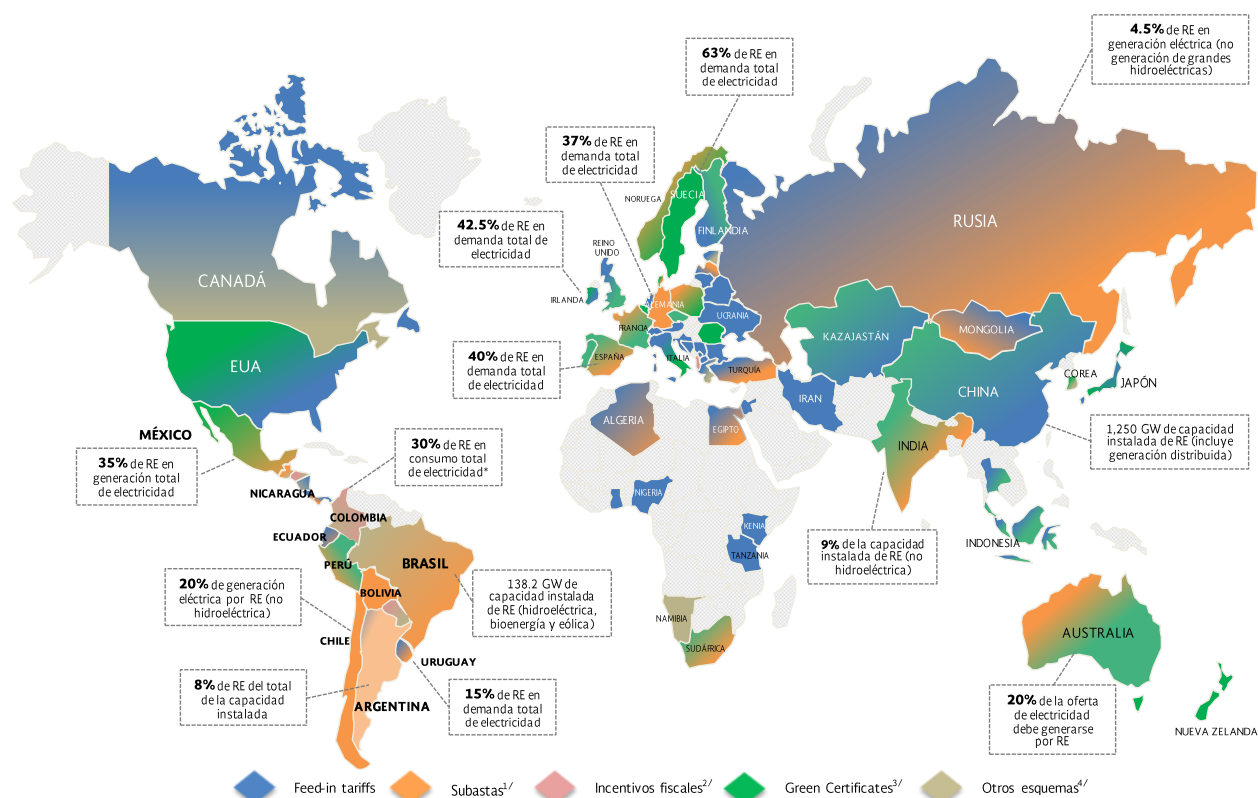
ATC: Altamira III y IV, ATV: Altamira V, BAJ: El Sáuz – Bajío, BJT: Baja California III (La Jovita), CAH: Río Bravo II (Anáhuac), CCM: Mexicali, CDU: Monterrey III (Dulces Nombres), CPC: Transalta Campeche, CSO: Saltillo, EAA: Altamira II, EAT: Tuxpan II (Tres Estrellas), EOC: Oaxaca IV, EOD: Oaxaca II, EOT: Oaxaca III, ETS: Tuxpan V, FED: Norte Durango, FEH: Fuerza y Energía de Hermosillo, FEN: Naco Nogales, FET: Tuxpan III y IV, IEL: La Laguna II, KST: Norte II, LVN: La Venta III, MDP: Mérida III, OAU: Oaxaca I, PTC: Transalta Chihuahua III, RBC: Río Bravo IV, RBT: Río Bravo III, SUD: La Mata (Sureste I fase II), TMH: Tamazunchale, VLT: Valladolid III, 1: Proyecto Noreste (Escobedo), 2: Proyecto Norte III (Juárez), 3: Proyecto Noroeste (Topolobampo II), 4: Proyecto Topolobampo III, 5: Proyecto Sureste IV. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la CRE.

MAPA 1.4.6. CENTRALES ASIGNADAS A CFE GENERACIÓN VI



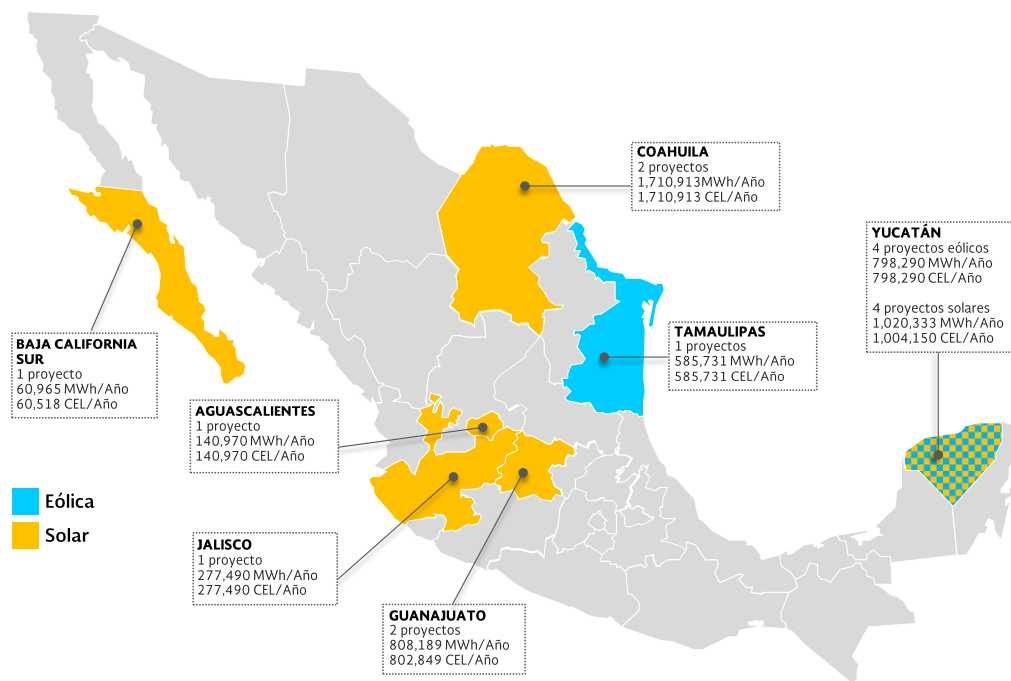
AZF: Los Azufres incluye Azufres III Fase I (unidad 17), BBN: Bombaná, CCL: El Retiro (José Cecilio del Valle), CHB: Chankanaab, CHP: Chilpan, CLT: Colotlipa, CNC: Cancún, CRE: Ciudad del Carmen, DBC: Dos Bocas, ECT: Encanto, GCP (I-IV): Cerro Prieto I a IV, GLV: Tres Vírgenes, GNO: Guerrero Negro II (Vizcaíno) incluye Guerrero Negro III (unidades 4 y 5), HLI: Hermosillo, HMS: Los Humeros, HUI (CC): Huinalá _CC, HUI (TG): Huinalá _TG, HUO: Huinalá II, IZO: Ixtaczoquitlán, LRA: Lerma (Campeche), LVO: La Venta II, MDA (TC): Mérida II, MDA (TG): Mérida, MIS: Minas, MZT: Mazatepec, NCM: Nachi – Cocom, NIZ: Nizuc, PFC: Cerro Prieto, PGD: Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero), PUN: Portezuelo I, PUS: Portezuelo II, PVI: Puerto Viejo (Guerrero Negro), REC: Río Escondido (José López Portillo), SCG: Cogeneración Salamanca, SCH: Schpoiná, TMU: Temascal y Ampliación Temascal, TMZ: Tamazulapan, TPG: Tuxpango, TUV: Tuxpan (Adolfo López Mateos), TXL: Texolo, UME-08: Guerrero Negro II (Vizcaíno) Unidad Móvil 8, UME-13: Xul - Ha Unidad Móvil 13, UME-14: Guerrero Negro II Unidad Móvil 14, UME-6: Xul - Ha Unidad Móvil 6, VAD (CC): Valladolid (Felipe Carrillo Puerto), VAD (TC): Valladolid (Felipe Carrillo Puerto), VEN: La Venta (Ambrosio Figueroa), VIZ: Vizcaíno, XHO: Holbox, XUL: Xul – Ha, YUU: Yuumil'iik, 1: Proyecto Cerritos Colorados (Fase I), 2: Sureste II, 3: Sureste III, 4: Empalme I (Guaymas II), 5: Guerrero Negro IV (Mulegé), 6: Azufres III Fase II, 7: Humeros III Fase A. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la CRE.

MAPA 1.4.7. ESQUEMAS PARA ENERGÍAS LIMPIAS EN EL MUNDO



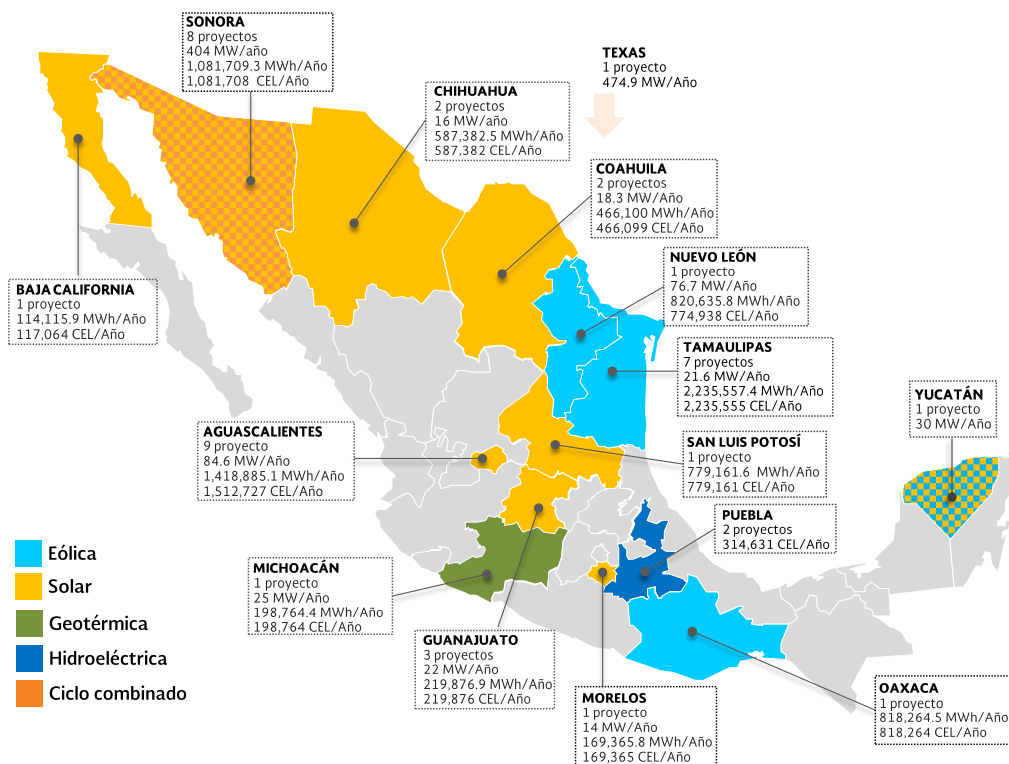
Las metas establecidas para la implementación de energías renovables (RE, por sus siglas en inglés) deberán cumplirse en las siguientes fechas: Alemania (2020), Argentina (2016), Australia (2020), Brasil (2019), Chile (2025), China (2020), Colombia (2020), España (2020), India (2018), Irlanda (2020), México (2024), Rusia (2020), Suecia (2020), Uruguay (2015). * La meta establecida en Colombia contempla fuentes de energía renovables no convencionales que se definen como aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en Colombia son utilizadas de manera marginal y no se comercializan o no son empleadas ampliamente. ^{1/} Incluye el "Tendering Scheme". ^{2/} Se consideran los subsidios, créditos públicos, reducción de impuestos, pagos a la producción, préstamos e inversión pública, entre otros. ^{3/} Incluye los esquemas de Renewable Portfolio Standard (RPS) y Green Certificates. ^{4/} Incluye impuestos al carbono, biofuels obligations, heat obligations y net metering, entre otros. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de IRENA, IEA, World Bank Group, REN21.

MAPA 1.4.8. RESULTADOS DE LA PRIMERA SUBASTA DE LARGO PLAZO EN MÉXICO 2015



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE, 2016.

MAPA 1.4.9. RESULTADOS DE LA SEGUNDA SUBASTA DE LARGO PLAZO EN MÉXICO 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con información del Fallo de la Segunda Subasta de Largo Plazo 2016.

TABLA 1.4.1. MARCO REGULATORIO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Fecha	Regulación	Definición	Link
Reforma Constitucional en Materia Energética			
20 de diciembre de 2013	DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.	Reforma los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y que en materia del sector eléctrico señalan que, es exclusivo de la Nación la planeación y el control del SEN y del 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. Asimismo, se establece a la Comisión Reguladora de Energía como el organismo regulador del SEN.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
Leyes Secundarias			
11 de agosto de 2014	Ley de la Industria Eléctrica.	Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme al nuevo modelo del sector eléctrico nacional. Asimismo, con la finalidad de promover el desarrollo sustentable de la industria, establece las obligaciones para los integrantes de la industria eléctrica, en materia de servicio público y universal, Energías Limpias, reducción de emisiones contaminantes, transparencia, acceso abierto, entre otros.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf
11 de agosto de 2014	Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	Se define el fin y el objeto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como Empresa Productiva del Estado, regula su organización y funcionamiento, y establece su régimen especial para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Lo anterior, conforme a lo dispuesto en la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la SENER.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf
11 de agosto de 2014	Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética.	Regula la organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía, además establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector Energético para fomentar la colaboración entre los reguladores del sector, la Secretaría de Energía, el Centro Nacional de Control del Gas Natural y el Centro Nacional de Control de Energía, para ejecutar, emitir recomendaciones y analizar los aspectos de la política energética establecida por la SENER.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCEM_110814.pdf
Reglamentos de Ley			
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece las disposiciones que regulan la planeación y control operativo del SEN, así como las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la industria eléctrica; procura el cumplimiento de las obligaciones de Servicio Público de transmisión y distribución de Energía Eléctrica y de servicio universal que propicien la operación continua, eficiente y segura de la Industria Eléctrica.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO Interior de la Secretaría de Energía.	Establece las atribuciones que le confiere la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y demás legislación aplicable, a la Secretaría de Energía y cada una de sus unidades administrativas.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&fecha=31/10/2014
28 de noviembre de 2014	REGLAMENTO Interno de la Comisión Reguladora de Energía.	Establece la estructura y regula la organización y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5372668&fecha=28/11/2014
Estatutos, Decretos y Términos			
31 de marzo de 2014	Reformas al ESTATUTO de la Comisión Federal de Electricidad.	Establece las modificaciones de la estructura del Órgano Interno de Control y las facultades del Abogado General de la CFE.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5338841&fecha=31/03/2014
28 de agosto de 2014	DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía.	Establece la creación del CENACE como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico	http://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Decretos/Decreto%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20CENACE%20DOF%202014%200

Fecha	Regulación	Definición	Link
		Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de distribución, además de proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de transmisión y los elementos de las Redes Generales de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.	8%2028.pdf
13 de abril de 2015	ESTATUTO Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural.	Establece las bases que regirán la estructura, organización, funcionamiento y atribuciones de sus unidades administrativas, así como las funciones, organización y funcionamiento del CENAGAS.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388597&fecha=13/04/2015
11 de enero de 2016	TÉRMINOS para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad.	Establece los términos de la estricta separación legal que deberá observar la CFE para realizar actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios; y que su participación en los mercados sea de manera independiente a través de las unidades en las que se separe, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016
29 de marzo de 2016	ACUERDOS de creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad denominadas CFE Generación I, II, III, IV, V y VI, CFE Distribución, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Transmisión.	Se oficializa la creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, con personalidad jurídica y patrimonio propios.	http://dof.gob.mx/index.php?year=2016&month=03&day=29
24 de junio de 2016	DECRETO por el que el Instituto de Investigaciones Eléctricas se convierte en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.	Establece los términos, objetivo y facultades por el que el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), se convierte en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442434&fecha=24/06/2016
29 de junio de 2016	ESTATUTO Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía.	Establece las facultades, cargos y labores que realiza el CENACE, así como los órganos, unidades, direcciones y subdirecciones con las que cuenta para realizar dichas actividades.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442924&fecha=29/06/2016
19 de septiembre de 2016	RESOLUCIÓN que modifica el capítulo 8 de los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, y los plazos y mecanismos transitorios que deberá observar la Comisión Federal de Electricidad para la Separación Legal y Contable, así como la participación como generador y suministrador en los procesos de la subasta de largo plazo.	Se agrega un numeral 8.1.11 al capítulo 8 de los TESL y se da a conocer la ampliación de los plazos contenidos en los TESL.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5452921&fecha=19/09/2016
4 de noviembre de 2016	TÉRMINOS para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad.	Establece y define las Centrales Eléctricas y demás instalaciones que la CFE deberá asignar en forma específica a cada una de las empresas de Generación, así como los contratos que les corresponderá administrar en forma específica a cada una de esas empresas.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459866&fecha=04/11/2016
21 de febrero de 2017	TÉRMINOS para la administración de los contratos de producción independiente.	Define los términos para la administración de los Contratos de Producción Independiente de conformidad con lo previsto en las disposiciones transitorias de la LIE y en los Términos para la estricta separación legal de la CFE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472487&fecha=21/02/2017
Instrumentos normativos para la industria eléctrica			
Tarifas			
7 de septiembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de transmisión de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20045%202015%20Tarifas%20Transmisi%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf
31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de distribución de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20074%202015%20Tarifas%20Distribuci%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf

Fecha	Regulación	Definición	Link
	público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.		20Tarifas%20Distribuci%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf
10 de enero de 2017	AVISO por el que se dan a conocer las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2017.	Presenta las tarifas aplicables en el mes de enero de 2017 por el servicio público de operación del CENACE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468837&fecha=10/01/2017
16 de enero de 2017	ACTUALIZACIÓN de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.	Presenta las tarifas que aplicará CFE Transmisión por el servicio público de transmisión de energía eléctrica en el año 2017.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469151&fecha=16/01/2017
9 de febrero de 2017	ACUERDO Núm. A/058/2016 por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de transmisión correspondientes a los años 2016-2018 contenidas en el Acuerdo A/045/2015.	La CRE define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de transmisión correspondientes para los años 2016-2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5471311&fecha=09/02/2017
21 de febrero de 2017	AVISO por el que se dan a conocer las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 febrero al 31 de diciembre de 2017.	Presenta las tarifas aplicables para el año 2017, durante el periodo febrero-diciembre, por el servicio público de operación del CENACE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472502&fecha=21/02/2017
1 de marzo de 2017	ACUERDO Núm. A/058/2016 por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de distribución correspondientes a los años 2016-2018 contenidas en el Acuerdo A/074/2015.	La CRE define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de distribución correspondientes para los años 2016-2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474996&fecha=01/03/2017 Nota Aclaratoria: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5476192&fecha=14/03/2017
7 de abril de 2017	ACTUALIZACIÓN de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.	LA CFE presenta las tarifas que aplicará por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479136&fecha=07/04/2017
Bases del Mercado y Manuales			
8 de septiembre de 2015	Bases del Mercado Eléctrico.	Definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015 Quinta Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407717&fecha=08/09/2015
19 de noviembre de 2015	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo.	Describe y establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Largo Plazo a que se refiere el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica, y la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&fecha=19/11/2015
15 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.	Presenta los procesos involucrados en la emisión de estados de cuenta diarios, facturación y procesos de pago y cobro que derivan de la compra-venta de energía eléctrica y otros productos asociados que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista; asimismo, aborda de	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429859&fecha=15/03/2016

Fecha	Regulación	Definición	Link
		manera general, el procedimiento de solución de controversias relacionadas a los procesos que se deriven del Manual y las medidas que se siguen para casos de emergencia.	
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Garantías de Cumplimiento.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo y ejemplos a seguir para que el CENACE pueda administrar adecuadamente el riesgo de que los Participantes del Mercado incumplan con las obligaciones de pago que asuman frente a este, respecto a su participación y a las transacciones que realicen en el MEM.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430146&fecha=16/03/2016
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Solución de Controversias.	Establece las disposiciones, reglas y procedimientos para la solución de las controversias que surjan entre los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430145&fecha=16/03/2016
13 de mayo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Contratos de Interconexión Legados.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones y directrices para que el Generador de Intermediación pueda representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5437141&fecha=13/05/2016
17 de junio de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.	Presenta los principios de operación y funcionamiento del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado en Tiempo Real así como desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas instrucciones y principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441705&fecha=17/06/2016
4 de julio de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual del Sistema de Información del Mercado.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para que los integrantes de la Industria Eléctrica, las autoridades involucradas, el Monitor Independiente del Mercado y el público en general conozcan y tengan acceso a la información relevante del Mercado Eléctrico Mayorista y del Sistema Eléctrico Nacional.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5443383&fecha=04/07/2016
15 de julio de 2016	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.	Establece los procedimientos, reglas e instrucciones que deberán seguir los interesados para estar registrados como Participantes del Mercado y acreditados por el CENACE para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5444865&fecha=15/07/2016
14 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para asignar los Derechos Financieros de Transmisión a los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, y a los Suministradores de Servicios Básicos, de conformidad con lo previsto en el artículo décimo cuarto transitorio de la Ley.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5452616&fecha=14/09/2016
22 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la operación y administración del Mercado de Balance de Potencia.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453483&fecha=22/09/2016
15 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.	Establece los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los Distribuidores, Generadores Exentos y Generadores que representen Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución de manera que garanticen las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016
20 de enero de 2017	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.	Desarrolla a detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469477&fecha=20/01/2017

Fecha	Regulación	Definición	Link
2 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía actualiza la metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP).	Se actualiza la Metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo en lo relativo al modelo matemático utilizado para su cálculo, a efecto de que los valores del Costo Total de Corto Plazo sean los Precios Marginales Locales resultantes de los modelos del Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5475111&fecha=02/03/2017
Modelos de contrato, convenios y avisos para interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)			
17 de julio de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza y expide los modelos de contrato provisional de interconexión, así como los convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes.	Presenta los Modelos de Contrato provisional de interconexión y de Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes, para ser utilizados por los permisionarios que hayan celebrado Contratos Legados, cuyo plazo concluya una vez vigente la Ley de la Industria Eléctrica, pero con anterioridad a la entrada en operación del MEM y la autorización y expedición de los modelos de contratos y convenios al amparo de la referida Ley.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5400987&fecha=17/07/2015
31 de diciembre de 2015	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	Da a conocer el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421973&fecha=31/12/2015
25 de enero de 2016	ACUERDO por el que se emiten los modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado.	Presenta los modelos de contrato y/o convenios, según corresponda, entre los Participantes del MEM y el CENACE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423400&fecha=25/01/2016
28 de enero de 2016	RESOLUCIÓN que Autoriza el inicio de las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor.	Autoriza al CENACE iniciar operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, se actualiza el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo y se establecen las disposiciones transitorias para su funcionamiento.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423787&fecha=28/01/2016
3 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de Industria Eléctrica. ^{1/}	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para Centrales Eléctricas Interconectadas a la Red Nacional de transmisión o a las Redes Generales de distribución.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424297&fecha=03/02/2016
4 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica. ^{2/}	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Conexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para Centros de Carga conectadas a tensiones mayores a 1 kv a la Red Nacional de transmisión o a las Redes Generales de distribución.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424370&fecha=04/02/2016
8 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/}	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para la Importación de Energía Eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424692&fecha=08/02/2016

Fecha	Regulación	Definición	Link
11 de febrero de 2016	ACTUALIZACIÓN del calendario relativo al mercado de energía de corto plazo para el Sistema Interconectado de Baja California Sur.	Presenta la calendarización de recepción de ofertas de compra-venta, inicio de operación, envío de estados de cuenta y declaratoria de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Interconectado de Baja California Sur.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425279&fecha=11/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 10 de febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Baja California.	Aviso dirigido a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426430&fecha=22/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 12 de febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Nacional.	Aviso dirigido a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426431&fecha=22/02/2016
29 de marzo de 2016	Acuerdos de creación de empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad de generación, transmisión, distribución y Suministro de Servicios Básicos.	Acuerdos unitarios en los que se establece la creación de nueve empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, que contarán con personalidad jurídica y patrimonio propio, identificadas bajo las siguientes denominaciones: CFE generación I, CFE generación II, CFE generación III, CFE generación IV, CFE generación V, CFE generación VI, CFE transmisión, CFE distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos.	http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2016&month=03&day=29
12 de abril de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	Aviso a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 6 de abril fue notificada mediante oficio la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema de Baja California Sur, la cual tiene validez retroactiva al primer día de operación, día 23 de marzo de 2016.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432692&fecha=12/04/2016
9 de junio de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión legado para permisionario de exportación de energía eléctrica, a través de una central eléctrica ubicada en el territorio nacional.	Presenta los modelos de contrato de interconexión para la exportación de energía eléctrica desde una central en territorio nacional, el modelo de contrato de transmisión de energía eléctrica y el de compraventa de excedentes de energía eléctrica. Así como el cálculo de pagos relacionados bajo este contrato. El factor de ajuste de inflación y el procedimiento para determinar el cargo por el uso en red a tensiones menores a 69 kv.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5440670&fecha=09/06/2016
20 de julio de 2016	ACUERDO mediante el cual se delegan en el Jefe de Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión, las facultades para celebrar subastas para llevar a cabo la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica entre los Generadores y los representantes de los Centros de Carga.	Se establece la facultad al Jefe de Unidad de Planeación y Derecho de Transmisión de celebrar subastas para llevar a cabo la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica entre los Generadores y los representantes de los Centros de Carga.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445291&fecha=20/07/2016
25 de julio de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que modifica la diversa RES/008/2016 por la que se emitieron las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.	Modifica la diversa RES/008/2016 publicada el 10 de marzo de 2016, en la que se distaban disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016
3 de agosto de 2016	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones a las fechas y mecanismos transitorios que deberá	Se establecen nuevas fechas límite para la facturación y pagos para los Sistemas Interconectados de Baja California y Baja California Sur, así como también se	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5446695&fecha=03/08/2016

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Fecha	Regulación	Definición	Link
	observar el Centro Nacional de Control de Energía para la emisión de Estados de Cuenta Diarios, Facturación, Notas de Crédito, Notas de Débito y Pagos para el Mercado Eléctrico Mayorista.	presentan los esquemas de facturación y pagos transitorios entre el CENACE y los Participantes del Mercado.	
3 de agosto de 2016	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la Administración de Garantías de Cumplimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.	Se establecen nuevas fechas límite para la entrega de Garantías de Cumplimiento por parte de los Participantes del Mercado para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5446696&fecha=03/08/2016
23 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los criterios bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece los criterios bajo los cuales se incorporarán, en el ingreso requerido del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, los costos relacionados con las asociaciones o contratos para llevar a cabo las actividades necesarias para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a que se refieren los Artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453683&fecha=23/09/2016
6 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que establece los términos generales respecto a las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista que debe publicar el Centro Nacional de Control de Energía dentro de los 60 días naturales siguientes al día de que se trate.	Se expiden los Términos para la publicación por parte del Centro Nacional de Control de Energía de las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5464170&fecha=06/12/2016
14 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que se determinan los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.	Se determinan los elementos que componen la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465446&fecha=14/12/2016
5 de enero de 2017	DISPOSICIONES para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados.	Establece las disposiciones respecto del registro de parámetros de costos y capacidad, incluyendo los procedimientos que deberán observarse para llevar a cabo la actualización de dicho registro, así como clarificar los conceptos que los Participantes del Mercado deberán tomar en cuenta para llevar a cabo el registro de parámetros de capacidades y costos.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468641&fecha=05/01/2017
5 de enero de 2017	TÉRMINOS para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos.	Establece los términos aplicables respecto de la presentación de las ofertas basadas en costos, incluyendo costos de oportunidad, así como clarificar los elementos que los Participantes del Mercado deberán tomar en cuenta para la formación de las ofertas basadas en costos a las que hacen referencia la Ley de la Industria Eléctrica y las Bases del Mercado Eléctrico.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468642&fecha=05/01/2017
6 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN que autoriza de forma transitoria la facturación, cobranza y pago a través de mandatarios comunes por parte de los participantes de mercado, transportistas y distribuidores ante el CENACE.	Se autoriza que los Participantes de Mercado, Transportistas y Distribuidores realicen los procesos de facturación, cobranza y pago, establecidos en las bases de mercado a través de mandatarios comunes.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5475366&fecha=06/03/2017
7 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.	Establece los lineamientos generales en materia de Generación Distribuida; define el modelo de Contrato que celebran el Distribuidor y el Solicitante para la interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 Megawatts (MW); las especificaciones técnicas generales requeridas y Autorizar el modelo de Contrato que celebran el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017

Fecha	Regulación	Definición	Link
21 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece un criterio transitorio de estimación de registros de medición cinco-minutal de energía eléctrica para los contratos de interconexión legados, a fin de que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén disponibles.	Se aprueba el criterio transitorio para estimar los registros de medición por parte del transportista o el distribuidor solo en aquellos casos cuando la central eléctrica o centro de carga incluido en un contrato de interconexión legado cuenta con instrumentos con capacidad de registro de medición cinco-minutal y tales registros no estén disponibles con la periodicidad que corresponda para efectos de conciliación y liquidación, y además, en los casos en los que los registros de medición no estén disponibles para su facturación por fallas en el sistema de comunicación.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5476986&fecha=21/03/2017
Criterios para interconexión, inspección y verificación de la industria eléctrica			
2 de junio de 2015	CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.	Establecen los tipos de estudios que podrá solicitar el representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, a fin de que el CENACE defina las características específicas de la infraestructura y requerimientos necesarios para llevar a cabo la Interconexión o Conexión a la Red Nacional de transmisión (RNT) o Redes Generales de distribución (RGD) de nuevas centrales eléctricas y nuevas centros de carga.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5394833&fecha=02/06/2015
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las bases normativas para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el procedimiento aplicable a inspecciones y las condiciones de operación de las unidades de inspección.	Establecen las bases normativas para autorizar Unidades de Inspección que certificarán el cumplimiento de especificaciones técnicas, las características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares determinados por el CENACE para la interconexión de centrales de generación de energía eléctrica y conexión de centros de carga a la Red Nacional de transmisión y Redes Generales de distribución, respectivamente.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423106&fecha=20/01/2016
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de materia eléctrica.	Presenta las disposiciones generales en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423107&fecha=20/01/2016
10 de febrero de 2016	ANEXO a la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicadas el 20 de enero de 2016.	Contiene las características y procedimiento que se implementarán en las verificaciones e inspecciones que realice la CRE, aplicables a las obras e instalaciones destinadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425008&fecha=10/02/2016
16 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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.	Comprende las reglas de acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de distribución, las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de transmisión y distribución de energía eléctrica, los convenios y contratos entre el CENACE, los Transportistas y Distribuidores, los Participantes del Mercado y otros Usuarios, así como la definición de los criterios que los Transportistas y Distribuidores deben cumplir respecto a los valores mínimos de los indicadores de calidad y continuidad.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
8 de abril de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta los requerimientos técnicos mínimos, determinados por la CRE, que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir en relación con las actividades de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como establecer las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica, y de esta manera, permitir el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada con los requerimientos técnicos-operativos, con eficiencia y economía.	Tercera Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016 Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016

Fecha	Regulación	Definición	Link
11 de noviembre de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios y la metodología para determinar las visitas de verificación o inspección que deberán llevarse a cabo.	Establece los criterios y la metodología para determinar los permisionarios que serán sujetos a una visita de verificación o inspección.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460748&fecha=11/11/2016
23 de febrero de 2017	ACUERDO que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas.	Se emiten los lugares de concentración pública, los destinados para obtener el suministro de energía eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472785&fecha=23/02/2017
Permisos y registros para Participantes del Mercado			
24 de diciembre de 2014	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para la importación de energía eléctrica de una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al sistema eléctrico nacional, conforme al transitorio décimo, párrafo tercero, de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece las disposiciones administrativas de carácter general que reglamentan la importación de energía eléctrica mediante una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al SEN, sujeta a la autorización por la CRE para satisfacer las necesidades de Centros de Carga en territorio nacional e interconectados a la Red Nacional de transmisión o a las Redes Generales de distribución de uno o varios Usuarios Finales, previo a la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista de conformidad con lo señalado por el artículo Décimo Transitorio de la LIE.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5377267&fecha=24/12/2014
8 de abril de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica.	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica a la CRE, que se emiten en cumplimiento de los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica, 21 y 22 de su Reglamento.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&fecha=08/04/2015
24 de septiembre de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto y el formato de solicitud de permisos de suministro calificado y de suministro de último recurso.	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos para las solicitudes de permiso de suministro calificado y de suministro de último recurso ante la CRE, con fundamento en los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica y 21 y 22 de su Reglamento.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409327&fecha=24/09/2015
2 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de Usuarios Calificados. ⁴⁷	Tienen por objeto crear y reglamentar la operación del Registro de Usuarios Calificados de la CRE y definir los términos para la inscripción, el formato de solicitud, la recepción y remisión de solicitudes, escritos y comunicaciones correspondientes a los procedimientos y actuaciones relacionadas a las actividades de un Usuario Calificado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424091&fecha=02/02/2016
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de comercializadores no suministradores.	Tienen por objeto instituir y reglamentar la operación del Registro de Comercializadores no Suministradores de la CRE, por medios electrónicos y definir los términos para la inscripción, el formato de solicitud, la recepción y remisión de solicitudes, escritos y comunicaciones correspondientes a los procedimientos y actuaciones relacionadas a las actividades de un Comercializador no Suministrador.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424774&fecha=09/02/2016
16 de junio de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía delega al Secretario Ejecutivo las facultades de inscripción, emisión y suscripción de constancias, actualización de datos y baja en el registro de Usuarios Calificados.	Se delegan en el Secretario Ejecutivo de la CRE el ejercicio de las facultades de inscripción y baja, emisión y suscripción de las constancias de inscripción y actualización de datos de usuarios calificados.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441501&fecha=16/06/2016
8 de noviembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que define el criterio para determinar los proyectos de	Establece el criterio para determinar la ubicación específica de los proyectos de generación de energía eléctrica desarrollados mediante el aprovechamiento de un	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460070&fecha=08/11/2016

Fecha	Regulación	Definición	Link
	generación de energía eléctrica que, por sus características, requieren de una ubicación específica de conformidad con el artículo 71 de la Ley de la Industria Eléctrica.	yacimiento geotérmico o del recurso hidráulico.	
8 de diciembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que delega a la Secretaría Ejecutiva las facultades de inscripción, emisión y suscripción de constancias, actualización de datos y baja en el registro de comercializadores no suministradores.	Se delegan en la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Reguladora de Energía, el ejercicio de las facultades en Inscripción en el Registro de Comercializadores no Suministradores; la emisión y suscripción de las constancias de inscripción al registro de Comercializadores no Suministradores; la actualización de datos en el Registro de Comercializadores no Suministradores, y la baja en el Registro de Comercializadores no Suministradores.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5464597&fecha=08/12/2016
16 de diciembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que define los criterios administrativos para dar cumplimiento al artículo Décimo Tercero Transitorio, fracción I, inciso c) de la Ley de la Industria Eléctrica.	Se establecen los criterios administrativos para dar cumplimiento a los extremos del artículo Décimo Tercero Transitorio, párrafo segundo, fracción I, inciso c) de la LIE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465849&fecha=16/12/2016
5 de enero de 2017	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista.	Establece nuevas fechas límite para que el CENACE cumpla con lo dispuesto en las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas del Mercado y disposiciones operativas que regulen el Mercado Eléctrico Mayorista para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468640&fecha=05/01/2017
17 de abril de 2017	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación de energía eléctrica o suministro eléctrico.	Establecen los requisitos para tramitar ante la CRE las modificaciones y transferencias en materia de permisos de generación de energía eléctrica o de suministro, y autorizaciones de importación y exportación, en materia de permisos de autoabastecimiento, pequeña producción, producción independiente, cogeneración, importación y exportación de energía eléctrica otorgados y administrados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479929&fecha=17/04/2017
Suministro, Potencia y Demanda Agregada			
14 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece la función que determina el requisito de adquisición de potencia, medido en MW, de las Entidades Responsables de Carga, con la finalidad de garantizar la instalación de capacidad de generación suficiente para que las Entidades Responsables de Carga cuenten con recursos suficientes de potencia para abastecer a los activos que representan dentro del MEM.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de usuarios calificados y generadores exentos a los suministradores de último recurso, cuando se requiera en términos de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de Usuarios Calificados y Generadores Exentos a los Suministradores de Último Recurso.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424773&fecha=09/02/2016
17 de febrero de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional del Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta los protocolos correctivo y preventivo para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia, sin que se requiera la realización de las subastas para la adquisición de potencia para asegurar la confiabilidad del SEN.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016
18 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.	Establecen los derechos y obligaciones de los Suministradores y de los Usuarios Finales no Participantes del Mercado que cuenten con un Contrato de Suministro.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&fecha=18/02/2016

Fecha	Regulación	Definición	Link
4 de marzo de 2016	ANEXO por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicada el 18 de febrero de 2016.	Establecen los estándares de calidad del servicio que los permisionarios en modalidad de Suministrador de Servicios Básicos deberán cumplir, registrar y reportar a la CRE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5428724&fecha=04/03/2016
10 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.	Establece los requisitos de cobertura que deberán cumplir los Suministradores en relación con los Centros de Carga que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016
02 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que establece un criterio transitorio de estimación de datos de medición del Consumo de Energía Eléctrica en centros de carga con registros de medición cinco-minutales para que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén disponibles.	Se aprueba el criterio transitorio de estimación de perfiles de carga a ser utilizado por el transportista y el distribuidor cuando no existe sistema de comunicación.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463905&fecha=02/12/2016
28 de febrero de 2017	AVISO por el que se da a conocer la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía.	Se da a conocer el límite superior aceptable de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el SEN, el valor de la energía no suministrada, el valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el SEN y valores indicativos de las reservas de planeación mínimas y valores indicativos de las reservas eficientes de planeación en cada sistema interconectado en cada año.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017
28 de febrero de 2017	Tecnología de Generación de Referencia	El CENACE identifica la Tecnología de Generación de Referencia (TGR) para cada Zona de Potencia, que es replicable a escala comercial y sus características deberán permitir su instalación y operación.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2017%2002%2028.pdf
1 de marzo de 2017	ACUERDO que abroga el diverso por el que se determina el concepto de demanda y los requisitos para la agregación de Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados publicado el 26 de enero de 2016 y establece el concepto de demanda y los términos bajo los cuales los Usuarios Finales que pertenezcan a un grupo de interés económico podrán agregar sus Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados.	Establece los niveles de demanda o consumo y otros requisitos que deben cumplir aquellos que soliciten ser incluidos en el registro de Usuarios Calificados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474979&fecha=01/03/2017
Diversificación y promoción de fuentes de Energías Limpias			
1 de febrero de 2008	Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.	Tiene por objeto la promoción y desarrollo de los Bioenergéticos con el fin de coadyuvar a la diversificación energética y desarrollo sustentable como condiciones que garanticen el apoyo al campo mexicano.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPDB.pdf
6 de junio de 2012	Ley General de Cambio Climático.	Es reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de México en materia de protección al ambiente, desarrollo sustentable, preservación y restauración del equilibrio ecológico. Establece las disposiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático, y promueve la transición hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgcc/LGCC_orig_06jun12.pdf

Fecha	Regulación	Definición	Link
31 de octubre de 2014	LINEAMIENTOS que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición.	Establecen las definiciones y criterios para el otorgamiento de CEL y para el establecimiento de los requisitos para su adquisición, para cumplir con el objetivo de lograr las metas de la política en materia de participación de las Energías Limpias en la generación de energía eléctrica, con el mínimo costo y con base en mecanismos de mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
31 de marzo de 2015	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018.	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5% correspondiente al periodo de obligación 2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
14 de diciembre de 2015	Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030	Define la contribución prevista y determinada a nivel nacional 2020-2030 para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/39248/2015_indc_esp.pdf
24 de diciembre de 2015	Ley de Transición Energética.	Tiene la finalidad de regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
30 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias.	Tiene por objeto regular el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias y establecer el procedimiento administrativo mediante el cual se emitirán y otorgarán los Certificados de Energías Limpias por la Comisión Reguladora de Energía, y se llevará a cabo su Liquidación y Cancelación Voluntaria.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431464&fecha=30/03/2016
31 de marzo de 2016	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019, establecido por la Secretaría de Energía.	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5.8% correspondiente al periodo de obligación 2019.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016
27 de abril de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden los criterios para la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias.	Establece los criterios que serán considerados para la determinación de la imposición de sanciones, así como la matriz para la determinación de multas que resulten por el incumplimiento en la adquisición de Certificados de Energías Limpias.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5434788&fecha=27/04/2016
10 de mayo de 2016	Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.	Contiene la descripción de las tecnologías de la información y operación necesarias para su conformación y el grado de avance que se tiene en la implementación de cada una de ellas.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa_de_Redes_Electricas_Inteligentes_09_05_16.pdf
02 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la primera Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.	Se aprueba y publica la actualización de la primera Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016
22 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.	Se emiten los criterios de eficiencia a que se refieren los incisos g, k, l, m, n y o, de la fracción XXII del artículo 3 de la LIE y se establece la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016
19 de enero de 2017	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la revisión y actualización del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE).	El Programa es el instrumento mediante el cual el Ejecutivo Federal establecerá las acciones, proyectos y actividades derivadas de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios con el fin de alcanzar las Metas en materia de Eficiencia Energética.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469371&fecha=19/01/2017
28 de marzo de 2017	Segunda Revisión Anual 2017 Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y	Herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, brindando certeza sobre los	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/206501/2a_Revisi_n_anual_P

Fecha	Regulación	Definición	Link
	Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.	proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado.	lan_Quinquenal_Sistrangas2015-2019_.pdf
29 de marzo de 2017	POLÍTICAS y Estrategias para la electrificación de Comunidades rurales y Zonas urbanas marginadas.	Define las Políticas y Estrategias que permitan suministrar electricidad a las viviendas de las Comunidades rurales y Zonas urbanas marginadas que no cuenten con el acceso al suministro de energía eléctrica.	http://www.dof.mx/nota_detalle.php?codigo=5477945&fecha=29/03/2017
31 de marzo de 2017	AVISO por el que se da a conocer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2020, 2021 y 2022 establecidos por la Secretaría de Energía.	Se dan a conocer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias correspondientes a los periodos de obligación 2020, 2021 y 2022.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5478190&fecha=31/03/2017
4 de mayo de 2017	REGLAMENTO de la Ley de Transición Energética	Establece las disposiciones para regular los mecanismos y procedimientos que permitan la instrumentación de la Ley en materia de Aprovechamiento Sustentable de la Energía, Energías Limpias y reducción de Emisiones Contaminantes de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5481526&fecha=04/05/2017

^{1/} El 4 de mayo de 2016 se publicó en el DOF la ACLARACIÓN a la Cláusula Sexta, Octava, Décima Cuarta, Décima Quinta y Décima Octava de la Resolución Núm. RES/949/2015, mediante la cual se expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las redes generales de distribución, publicado el 3 de febrero de 2016 (http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5436037&fecha=04/05/2016). ^{2/} El 4 de mayo de 2016 se publicó en el DOF la ACLARACIÓN a la Cláusula Sexta, Novena, Décima Cuarta, Décima Quinta y Vigésima Sexta de la Resolución Núm. RES/950/2015, mediante la cual se expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no debidamente discriminatorio para centros de carga conectados a tensiones mayores a 1kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, publicado el 4 de febrero de 2016 (http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5436038&fecha=04/05/2016). ^{3/} El 4 de mayo de 2016 se publicó en el DOF la ACLARACIÓN a la Declaración II, Cláusula Tercera, Quinta, Sexta, Décima Cuarta, Décima Quinta y Vigésima Séptima de la Resolución Núm. RES/951/2015, mediante la cual se expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional, publicado el 8 de febrero de 2016. (http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5436039&fecha=04/05/2016). ^{4/} El 14 de abril de 2016 se publicó en el DOF la RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica la diversa por la que se emitieron las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del Registro de Usuarios Calificados (http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5433083&fecha=14/04/2016). Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 2.1.3. CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA
(Megawatt)

Entidad	Capacidad 2015 ^{1/}	Capacidad 2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)	Participación ^{4/} (%)	Posición
AGS	8	13	48.7	0.02	32
BC	4,104	4,457	8.6	6.06	6
BCS	961	1,017	5.8	1.38	22
CAMP	1,249	1,249	0.0	1.70	20
CHIS	5,007	5,007	0.0	6.81	3
CHIH	2,786	2,810	0.9	3.82	11
COAH	3,464	3,760	8.6	5.11	7
COL	2,764	2,764	0.0	3.76	12
CDMX	370	364	-1.5	0.50	28
DGO	1,786	1,839	3.0	2.50	16
MEX	1,463	1,635	11.8	2.22	18
GTO	1,970	1,970	0.0	2.68	15
GRO	4,623	4,623	0.0	6.29	4
HGO	2,585	2,651	2.6	3.61	13
JAL	646	791	22.4	1.08	24
MICH	927	910	-1.8	1.24	23
MOR	24	680	2,726.0	0.93	27
NAY	2,487	2,576	3.6	3.50	14
NL	2,776	4,555	64.1	6.20	5
OAX	2,802	2,878	2.7	3.92	9
PUE	1,053	1,133	7.6	1.54	21
QRO	695	697	0.4	0.95	25
QR	353	353	0.0	0.48	29
SLP	2,858	2,858	0.0	3.89	10
SIN	1,770	1,770	0.0	2.41	17
SON	2,728	3,140	15.1	4.27	8
TAB	657	695	5.8	0.95	26
TAMS	5,776	5,977	3.5	8.13	2
TLAX	89	89	0.0	0.12	31
VER	7,509	8,266	10.1	11.24	1
YUC	1,554	1,569	0.9	2.13	19
ZAC	50	150	200.0	0.20	30
FIRCO y GD ^{5/}	131	262	100.4	0.36	-
Total^{6/}	68,025	73,510	8.1	100.0	-

^{1/} Datos ajustados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Respecto a la capacidad de 2016. ^{5/} FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.2.3. GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA
(Gigawatt-hora)

Entidad	Generación 2015 ^{1/}	Generación 2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)	Participación ^{4/} (%)	Posición
AGS	15	40	176.8	0.0	32
BC	19,901	19,427	-2.4	6.1	5
BCS	2,685	2,947	9.8	0.9	25
CAMP	3,731	3,574	-4.2	1.1	23
CHIS	11,727	10,832	-7.6	3.4	12
CHIH	15,691	16,282	3.8	5.1	7
COAH	20,504	20,746	1.2	6.5	4
COL	14,010	13,453	-4.0	4.2	10
CDMX	865	739	-14.6	0.2	27
DGO	9,845	9,236	-6.2	2.9	15
MEX	7,250	6,836	-5.7	2.1	16
GTO	6,998	9,919	41.7	3.1	13
GRO	20,103	22,066	9.8	6.9	3
HGO	12,307	13,317	8.2	4.2	11
JAL	1,335	1,485	11.2	0.5	26
MICH	4,459	4,544	1.9	1.4	20
MOR	63	279	345.8	0.1	29
NAY	4,410	4,455	1.0	1.4	21
NL	16,652	17,358	4.2	5.4	6
OAX	9,345	9,706	3.9	3.0	14
PUE	4,814	5,800	20.5	1.8	18
QRO	4,798	4,037	-15.9	1.3	22
QR	144	124	-13.8	0.0	31
SLP	15,207	15,326	0.8	4.8	9
SIN	5,687	5,151	-9.4	1.6	19
SON	13,569	16,256	19.8	5.1	8
TAB	3,325	3,205	-3.6	1.0	24
TAMS	37,163	36,084	-2.9	11.3	2
TLAX	438	427	-2.6	0.1	28
VER	36,474	39,339	7.9	12.3	1
YUC	5,725	6,096	6.5	1.9	17
ZAC	155	187	20.8	0.1	30
FIRCO y GD ^{5/}	161	93	-42.6	0.0	-
Total^{6/}	309,553	319,364	3.2	100.0	-

^{1/} Datos ajustados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Respecto a la generación de 2016. ^{5/} FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

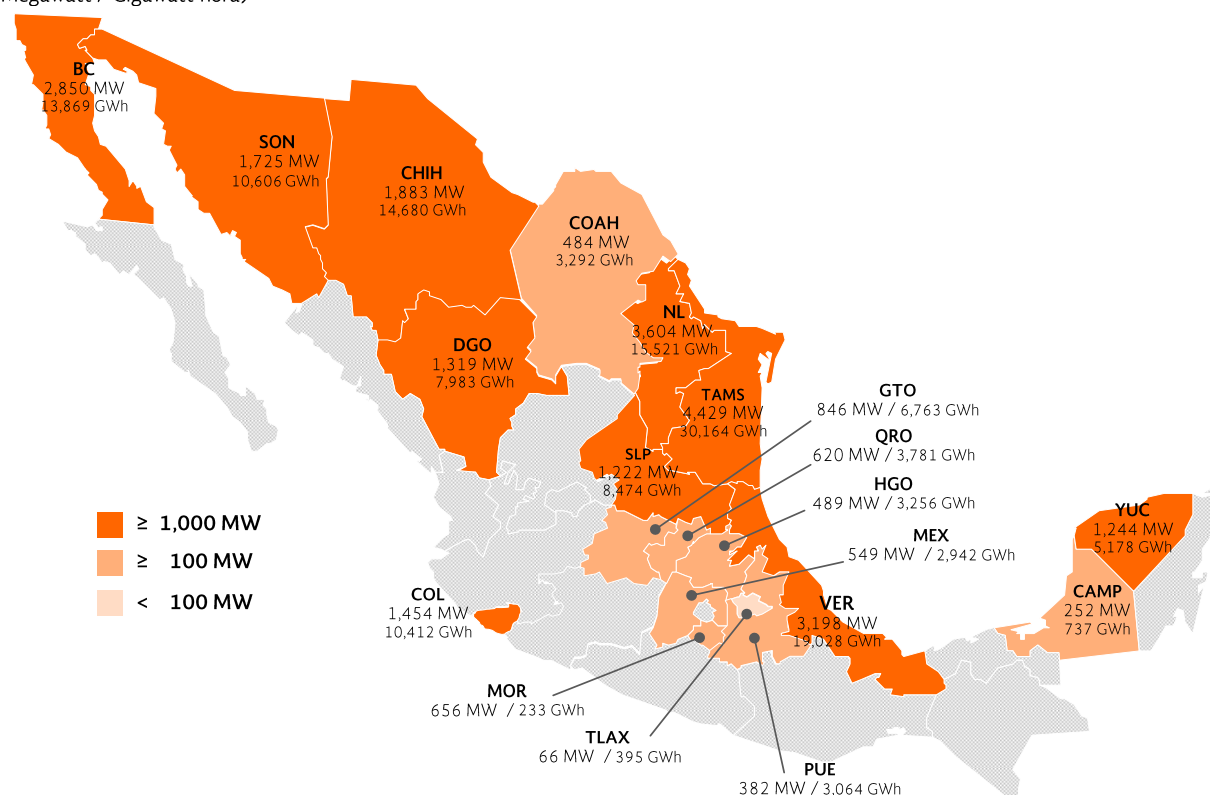
TABLA 2.3.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN 2016

Tecnología	Centrales en operación	Edad media (años)	Mayor antigüedad (años)	Capacidad mínima (MW)	Capacidad máxima (MW)	Capacidad media (MW)	Factor de planta medio (%)	Horas despachadas	Eficiencia (%)	Emisiones emitidas (MtCO ₂) ^{4/}
Convencional	517	17	53	0.6	2,778	454	51	4,449	30	116.6
Ciclo combinado	71	14	53	6.5	1,454	384	67	5,880	33	73.5
Termoeléctrica convencional	60	24	53	1.5	2,100	210	37	3,203	25	18.5
Carboeléctrica	3	27	23	1,200	2,778	1,793	73	6,360	35	15.7
Turbogás ^{1/}	128	18	48	0.8	393	39	28	2,494	22	5.8
Combustión Interna	253	9	49	0.6	210	6	25	2,162	26	1.4
Lecho fluidizado	2	12	12	290	290	290	75	6,596	37	1.8
Limpia	248	17	118	0.3	2,400	451	52	4,526	23	3.0
<i>Renovable</i>	225	19	118	0.3	2,400	75	38	3,327	12	0.7
Hidroeléctrica	84	47	118	0.4	2,400	150	41	3,555	-	0.0
Eólica	41	4	22	0.3	251	91	32	2,801	-	0.0
Geotérmica	8	25	43	10	225	114	77	6,767	11	0.0
Solar	17	2	5	0.7	30	9	16	1,415	-	0.0
Bioenergía ^{2/}	75	16	25	0.6	53	12	24	2,100	12	0.7
Otras	23	14	26	1.0	1,608	828	65	5,724	35	2.3
Nucleoeléctrica	1	26	26	1,608	1,608	1,608	75	6,572	34	0.0
Cogeneración eficiente	22	3	22	1.0	367	47	56	4,877	35	2.3
Total^{3/}	765	17	118	0.3	2,778	452	51	4,488	27	119.5

^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. ^{4/} Estimadas con base en el factor de emisión eléctrico publicado por la SEMARNAT (http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/cicc/aviso_factor_de_emision_electrico_2015.pdf). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE, la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética y la SEMARNAT.

MAPA 2.3.1. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.2. CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

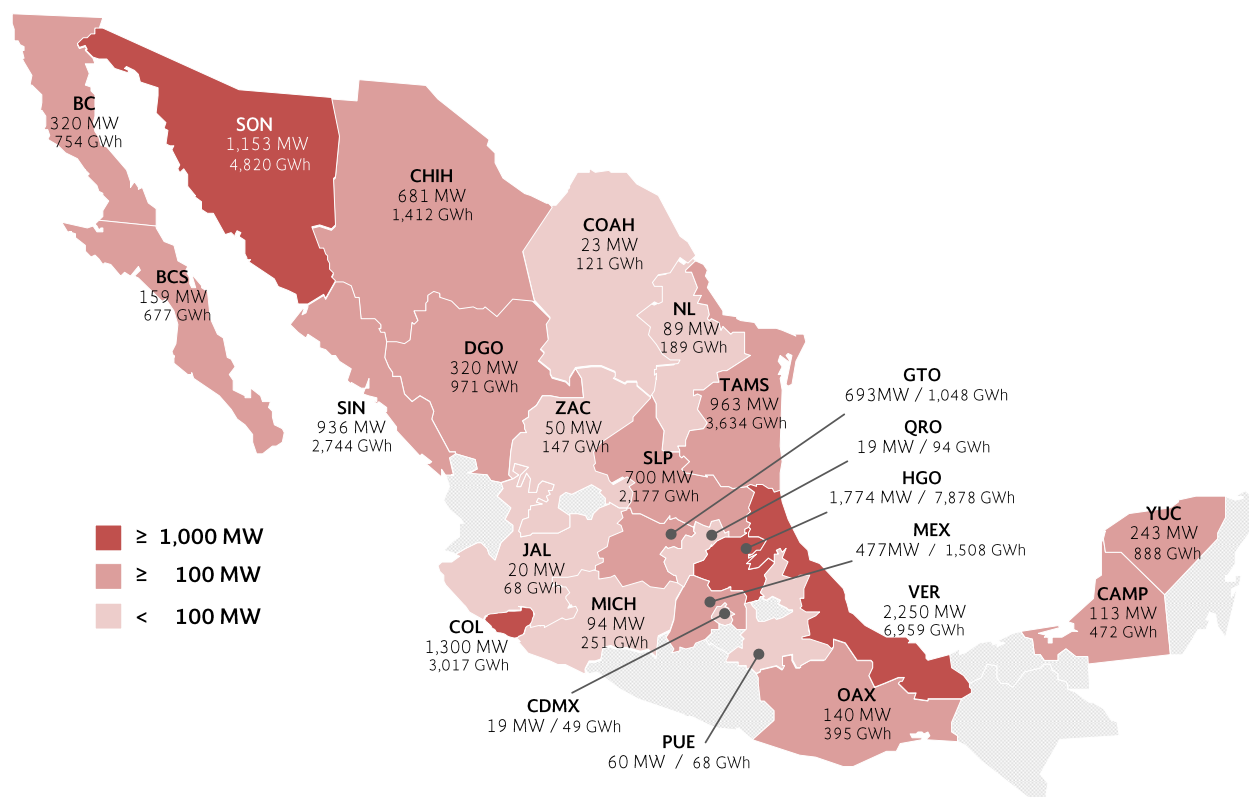
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Altos Hornos de México	COAH	06-Noreste	AUT	220	1,456
2	Energía Azteca VIII	GTO	03-Occidental	AUT	131	864
3	Energía Azteca X_AUT	BC	08-Baja California	AUT	80	549
4	Energía Chihuahua	CHIH	05-Norte	AUT	50	70
5	Energía San Luis de la Paz	GTO	03-Occidental	AUT	220	1,788
6	Fuerza y Energía de Naco-Nogales	SON	04-Noroeste	AUT	50	289
7	Fuerza y Energía de Tuxpan	VER	02-Oriental	AUT	30	0
8	Iberdrola Energía Altamira	TAMS	06-Noreste	AUT	60	113
9	Iberdrola Energía La Laguna	DGO	05-Norte	AUT	101	167
10	Iberdrola Energía Monterrey	NL	06-Noreste	AUT	659	3,608
11	Iberdrola Energía Monterrey, Dulces Nombres II	NL	06-Noreste	AUT	338	558
12	Iberdrola Energía Tamazunchale	SLP	06-Noreste	AUT	80	206
13	Ingredion México	QRO	03-Occidental	AUT	29	187
14	Magnelec	COAH	05-Norte	AUT	16	54
15	México Generadora de Energía	SON	04-Noroeste	AUT	530	3,220
16	Techgen	NL	06-Noreste	AUT	1,025	850
17	Braskem Idesa	VER	02-Oriental	COG	176	559
18	Energía de Apizaco	TLAX	02-Oriental	COG	60	367
19	Mexichem Resinas Vinílicas	TAMS	06-Noreste	COG	16	77

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
20	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cangrejera	VER	02-Oriental	COG	164	617
21	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Morelos	VER	02-Oriental	COG	172	470
22	Tractebel Energía de Monterrey	NL	06-Noreste	COG	284	2,036
23	AES Mérida III	YUC	07-Peninsular	EXP	15	0
24	Energía Azteca X_EXP	BC	08-Baja California	EXP	219	948
25	Energía de Baja California	BC	08-Baja California	EXP	337	2,045
26	Termoeléctrica de Mexicali	BC	08-Baja California	EXP	680	2,775
27	Celulosa de Fibras Mexicanas	TLAX	02-Oriental	GEN	7	29
28	Fuerza y Energía de Norte Durango	DGO	05-Norte	GEN	30	79
29	Papelera Industrial Potosina	SLP	03-Occidental	GEN	7	36
30	Agua Prieta II	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	410	1,418
31	Centro	MOR	02-Oriental	GEN-CFE	656	233
32	Chihuahua II (El Encino)	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	619	4,846
33	Dos Bocas	VER	02-Oriental	GEN-CFE	452	1,389
34	El Sáuz	QRO	03-Occidental	GEN-CFE	591	3,594
35	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	GEN-CFE	240	223
36	Hermosillo	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	227	1,726
37	Huinalá II	NL	06-Noreste	GEN-CFE	471	3,077
38	Huinalá_CC	NL	06-Noreste	GEN-CFE	378	1,997
39	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)_CC	COL	03-Occidental	GEN-CFE	1,454	10,412
40	Poza Rica	VER	02-Oriental	GEN-CFE	232	654
41	Presidente Juárez_CC	BC	08-Baja California	GEN-CFE	743	4,653
42	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	211	1,254
43	Samalayuca II	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	522	4,271
44	San Lorenzo Potencia	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	382	3,064
45	Tula (Francisco Pérez Ríos)_CC	HGO	01-Central	GEN-CFE	489	3,256
46	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)_CC	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	220	954
47	Valle de México_CC	MEX	01-Central	GEN-CFE	549	2,942
48	AES Mérida III, Mérida III	YUC	07-Peninsular	PIE	484	1,812
49	Baja California III (La Jovita)	BC	08-Baja California	PIE	303	49
50	Central Anáhuac, Río Bravo II	TAMS	06-Noreste	PIE	495	3,520
51	Central Lomas de Real, Río Bravo III	TAMS	06-Noreste	PIE	495	3,607
52	Central Saltillo, Saltillo	COAH	06-Noreste	PIE	248	1,782
53	Central Valle Hermoso, Río Bravo IV	TAMS	06-Noreste	PIE	500	3,871
54	Compañía de Generación Valladolid, Valladolid III	YUC	07-Peninsular	PIE	525	2,412
55	Electricidad Águila de Altamira, Altamira II	TAMS	06-Noreste	PIE	495	3,946
56	Electricidad Águila de Tuxpan, Tuxpan II (Tres Estrellas)	VER	02-Oriental	PIE	495	3,581
57	Electricidad Sol de Tuxpan, Tuxpan V	VER	02-Oriental	PIE	495	3,902
58	Energía Azteca VIII, El Sáuz - Bajío	GTO	03-Occidental	PIE	495	4,111
59	Energía Azteca X, Mexicali	BC	08-Baja California	PIE	489	2,851
60	Energía Campeche, Transalta Campeche	CAMP	07-Peninsular	PIE	252	737
61	Energía Chihuahua, Transalta Chihuahua	CHIH	05-Norte	PIE	259	1,897
62	Fuerza y Energía de Hermosillo	SON	04-Noroeste	PIE	250	1,887
63	Fuerza y Energía de Naco-Nogales, Naco Nogales	SON	04-Noroeste	PIE	258	2,066
64	Fuerza y Energía de Norte Durango, Norte Durango	DGO	05-Norte	PIE	450	3,472
65	Fuerza y Energía de Tuxpan, Tuxpan III y IV	VER	02-Oriental	PIE	983	7,856
66	Iberdrola Energía Altamira, Altamira III y IV	TAMS	06-Noreste	PIE	1,036	7,736
67	Iberdrola Energía del Golfo, Altamira V	TAMS	06-Noreste	PIE	1,121	6,041

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
68	Iberdrola Energía La Laguna, La Laguna II	DGO	05-Norte	PIE	498	4,042
69	Iberdrola Energía Monterrey, Monterrey III (Dulces Nombres)	NL	06-Noreste	PIE	449	3,395
70	Iberdrola Energía Tamazunchale, Tamazunchale	SLP	06-Noreste	PIE	1,135	8,232
71	KST Electric Power Company, Norte II	CHIH	05-Norte	PIE	433	3,596
Total^{3/}					27,274	160,378

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; EXP: Exportación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; PIE: Productor Independiente de Energía. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.2. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES 2016 (Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.3. CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL 2016 (Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Agroindustrias del Balsas	MICH	01-Central	AUT	15	12
2	Akra Polyester	TAMS	06-Noreste	AUT	14	56
3	Arcelormittal Lázaro Cárdenas	MICH	01-Central	AUT	40	108
4	Bio Pappel Packaging, Planta de papel Tizayuca	HGO	01-Central	AUT	35	143
5	Destiladora del Valle	VER	02-Oriental	AUT	2	5
6	Generadora Pondercel	CHIH	05-Norte	AUT	65	67

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
7	Mexicana de Cobre	SON	04-Noroeste	AUT	37	73
8	México Carbon Manufacturing	TAMS	06-Noreste	AUT	4	21
9	Papeles Ultra	MEX	01-Central	AUT	10	0
10	Ternium México, Planta Puebla	PUE	02-Oriental	AUT	6	25
11	Agroenergía	QRO	03-Occidental	COG	19	94
12	Compañía Cervecer de Coahuila_COG	COAH	06-Noreste	COG	16	82
13	Generadora Petrocel	TAMS	06-Noreste	COG	16	68
14	Grupo Celanese, Complejo Ocotlán	JAL	03-Occidental	COG	13	37
15	Industrias Derivadas del Etileno	VER	02-Oriental	COG	2	3
16	Innophos Fosfatados de México_COG	VER	02-Oriental	COG	6	0
17	Metalúrgica Met- Mex Peñoles	COAH	05-Norte	COG	7	39
18	Minera y Metalúrgica del Boleo_COG	BCS	10-Mulegé	COG	46	151
19	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Poza Rica	VER	02-Oriental	COG	16	33
20	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Independencia	PUE	02-Oriental	COG	54	43
21	Pemex-Refinación, Ing. Antonio M. Amor	GTO	03-Occidental	COG	143	470
22	Pemex-Refinación, Refinería Francisco I. Madero	TAMS	06-Noreste	COG	129	309
23	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas	VER	02-Oriental	COG	64	132
24	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas, Proyecto Reconfiguración	VER	02-Oriental	COG	40	0
25	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime	OAX	02-Oriental	COG	115	324
26	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Hector Lara Sosa	NL	06-Noreste	COG	79	188
27	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	HGO	01-Central	COG	134	422
28	Polioles	MEX	01-Central	COG	3	7
29	Zacapu Power	MICH	03-Occidental	COG	10	8
30	Altamira	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	500	2,330
31	Francisco Villa	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	300	564
32	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	484	1,403
33	Lerdo (Guadalupe Victoria)	DGO	05-Norte	GEN-CFE	320	971
34	Lerma (Campeche)	CAMP	07-Peninsular	GEN-CFE	113	472
35	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)_TC	COL	03-Occidental	GEN-CFE	1,300	3,017
36	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	616	2,431
37	Mérida II	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	168	608
38	Presidente Juárez_TC	BC	08-Baja California	GEN-CFE	320	754
39	Puerto Libertad	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	632	3,344
40	Punta Prieta II_TC	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	113	526
41	Río Bravo (Emilio Portes Gil) U3	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	300	851
42	Salamanca	GTO	03-Occidental	GEN-CFE	550	578
43	Samalayuca	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	316	781
44	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	320	312
45	Tula (Francisco Pérez Ríos)_TC	HGO	01-Central	GEN-CFE	1,606	7,314
46	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	VER	02-Oriental	GEN-CFE	2,100	6,696
47	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)_TC	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	75	281
48	Valle de México_TC	MEX	01-Central	GEN-CFE	450	1,426
49	Villa de Reyes	SLP	03-Occidental	GEN-CFE	700	2,177
50	Arcelormittal Las Truchas	MICH	01-Central	U.P.C.	22	69
51	Bio Pappel Scribe_1	MICH	03-Occidental	U.P.C.	4	27
52	Bio Pappel Scribe_2	MICH	03-Occidental	U.P.C.	4	26
53	Cervecería Modelo	CDMX	01-Central	U.P.C.	19	49
54	Cervecería Modelo de Guadalajara	JAL	03-Occidental	U.P.C.	7	31
55	Compañía Cervecer de Zacatecas	ZAC	03-Occidental	U.P.C.	50	147
56	Compañía Cervecer El Trópico	OAX	02-Oriental	U.P.C.	25	71
57	Copropiedad Eléctrica Del Grupo Químico Cydsa	NL	06-Noreste	U.P.C.	8	0

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
58	Empaques Modernos San Pablo_TC	MEX	01-Central	U.P.C.	14	75
59	Industria del Alkali	NL	06-Noreste	U.P.C.	2	1
60	Tereftalatos Mexicanos	VER	02-Oriental	U.P.C.	21	90
Total^{3/}					12,594	40,343

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación UPC: Usos Propios Continuos. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.3. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS Y LECHO FLUIDIZADO 2016 (Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.4.A. CENTRALES DE GENERACIÓN CARBOELÉCTRICAS 2016 (Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Carbón II	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	1,400	7,796
2	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	GRO	01-Central	GEN-CFE	2,778	17,819
3	Río Escondido (José López Portillo)	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	1,200	8,592
Total^{3/}					5,378	34,208

^{1/} GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 2.3.4.B. CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA DE LECHO FLUIDIZADO 2016

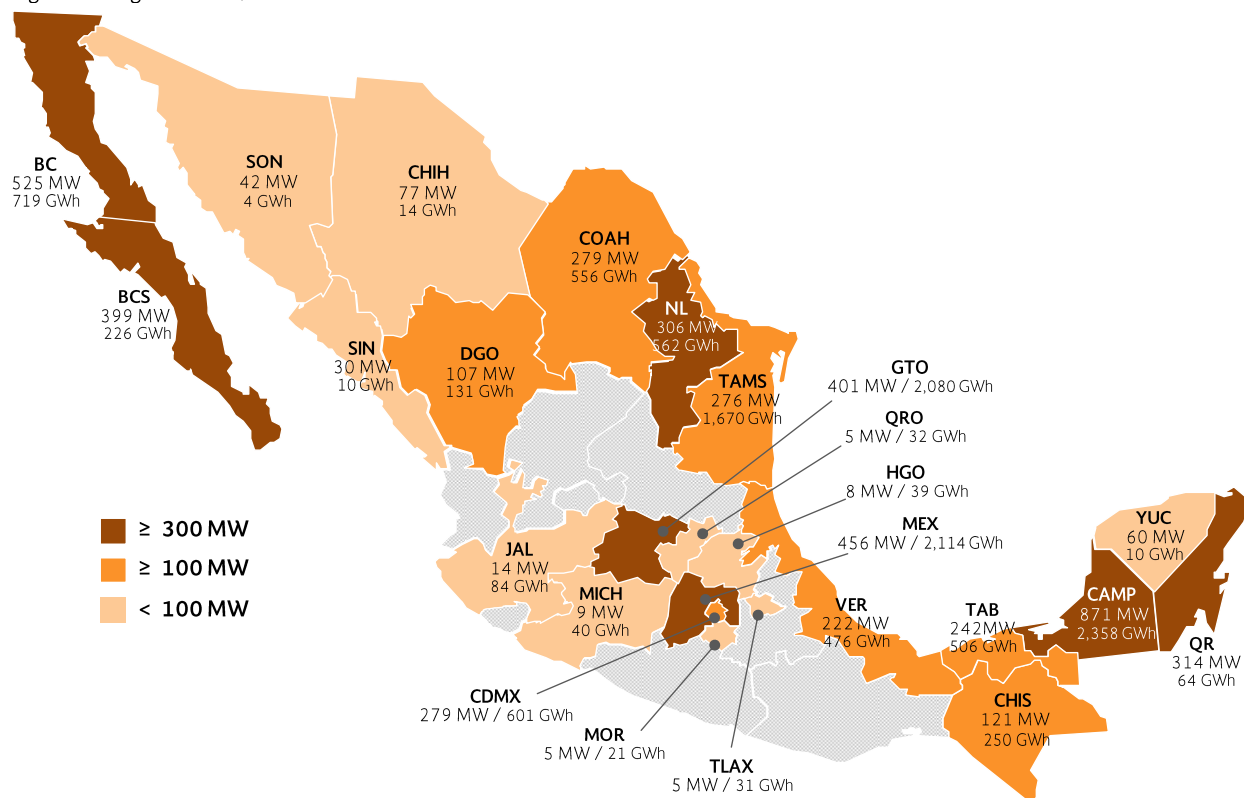
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Termoeléctrica del Golfo	SLP	06-Noreste	AUT	290	1,789
2	Termoeléctrica Peñoles	SLP	06-Noreste	AUT	290	2,037
Total^{3/}					580	3,826

^{1/} AUT: Autoabastecimiento. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de prueba. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.4. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TURBOGÁS 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.5. CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBOGÁS 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Abbott Laboratories de México	CDMX	01-Central	AUT	6	13
2	Cargill de México	HGO	01-Central	AUT	8	39
3	Energía Costa Azul	BC	08-Baja California	AUT	68	42
4	Energía de Ramos	COAH	06-Noreste	AUT	200	496
5	Gresaíse	TLAX	02-Oriental	AUT	5	31
6	Grimann, Planta Fase 1	MEX	01-Central	AUT	1	0
7	Grimann, Planta Fase 2	MEX	01-Central	AUT	1	1
8	Industrial Papelera Mexicana, Planta Uruapan	MICH	03-Occidental	AUT	8	36

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
9	Italaise	QRO	03-Occidental	AUT	5	32
10	Mission Hills	GTO	03-Occidental	AUT	8	44
11	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Akal-B	CAMP	07-Peninsular	AUT	23	28
12	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Akal-C	CAMP	07-Peninsular	AUT	28	31
13	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Akal-G	CAMP	07-Peninsular	AUT	11	15
14	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Akal-L	CAMP	07-Peninsular	AUT	25	16
15	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Akal-N	CAMP	07-Peninsular	AUT	6	2
16	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Ku-M	CAMP	07-Peninsular	AUT	15	9
17	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Ku-S	CAMP	07-Peninsular	AUT	14	10
18	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso y Transporte De Gas Atasta	CAMP	07-Peninsular	AUT	8	13
19	Pemex-Exploración Y Producción, Centro de Proceso Zaap-C	CAMP	07-Peninsular	AUT	14	4
20	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún Inyección de Agua	CAMP	07-Peninsular	AUT	36	14
21	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	15	5
22	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-D	CAMP	07-Peninsular	AUT	7	11
23	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Akal-J	CAMP	07-Peninsular	AUT	17	25
24	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	10	11
25	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-H	CAMP	07-Peninsular	AUT	15	21
26	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Nohoch-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	14	25
27	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Producción Pol-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	9	16
28	Pemex-Exploración Y Producción, Complejo Marino de Rebombeo	CAMP	07-Peninsular	AUT	5	5
29	Pemex-Exploración Y Producción, Plataforma Akal-C, Compresión Ca-Ac-2	CAMP	07-Peninsular	AUT	13	33
30	Pemex-Exploración Y Producción, Plataforma De Generación Eléctrica, Pg-Zaap-C	CAMP	07-Peninsular	AUT	100	184
31	Pemex-Exploración Y Producción, Sistema De Bombeo Electrocentrífugo Para El Campo Ek-Balam	CAMP	07-Peninsular	AUT	17	35
32	Pemex-Exploración Y Producción, Yùum K'Ak'Naab	CAMP	07-Peninsular	AUT	62	5
33	Pemex-Gas Y Petroquímica Básica, Centro Procesador de Gas Área Coatzacoalcos	VER	02-Oriental	AUT	50	58
34	Pemex-Petroquímica, Terminal Refrigerada Pajaritos	VER	02-Oriental	AUT	14	47
35	Praxair México	TAB	02-Oriental	AUT	16	22
36	Representaciones e Investigaciones Médicas	JAL	03-Occidental	AUT	1	3
37	Tecnología en Nitrógeno	TAB	02-Oriental	AUT	7	26
38	Ternium México, Planta Monterrey	NL	06-Noreste	AUT	50	29
39	Urrea Herramientas Profesionales	JAL	03-Occidental	AUT	1	5
40	Vidrio Plano de México	NL	06-Noreste	AUT	11	0
41	Tijuana	BC	08-Baja California	CFE	345	476
42	Vizcaíno	BCS	10-Mulegé	CFE	14	14
43	Almidones Mexicanos	JAL	03-Occidental	COG	12	76

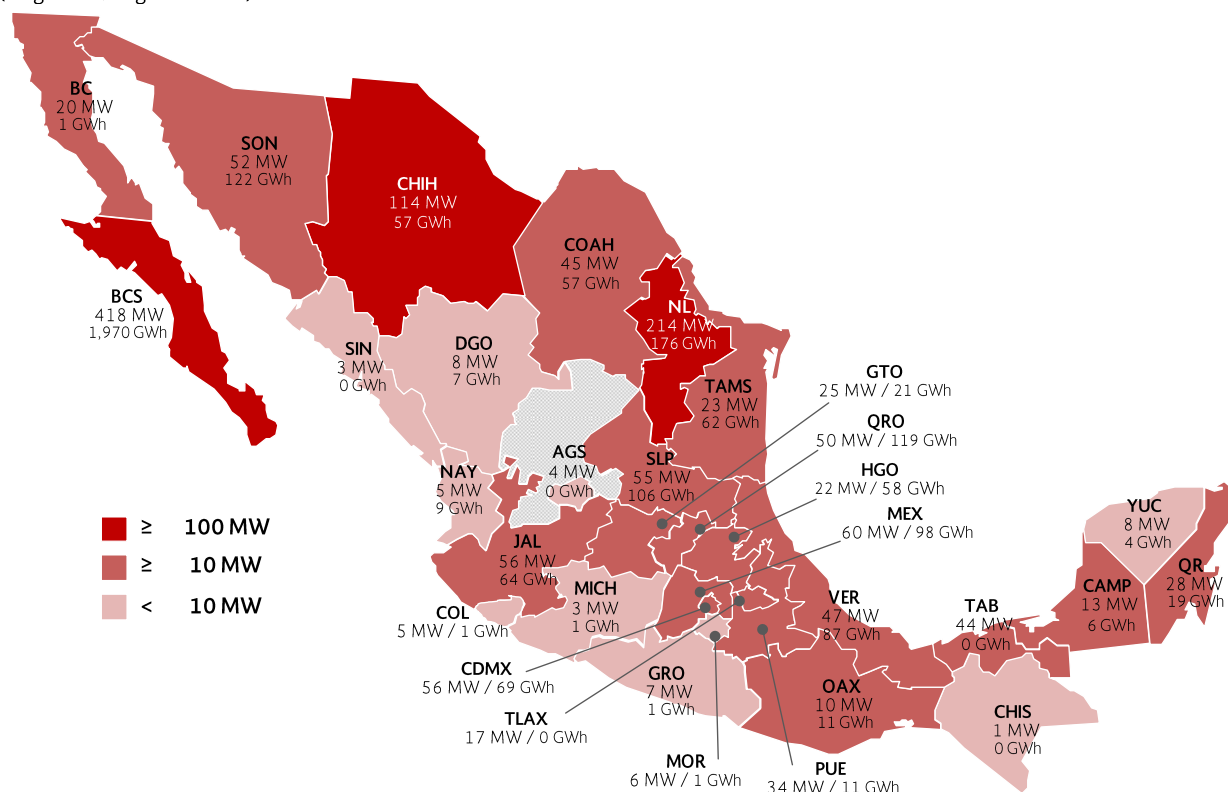
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
44	Bio Pappel	DGO	05-Norte	COG	23	126
45	Bio Pappel Printing	VER	02-Oriental	COG	40	287
46	Compañía de Nitrógeno de Cantarell	CAMP	07-Peninsular	COG	363	1,835
47	CSI en Saltillo	COAH	06-Noreste	COG	3	0
48	El Palacio de Hierro, Sucursal Monterrey	NL	06-Noreste	COG	1	4
49	Empaques Modernos San Pablo_TG	MEX	01-Central	COG	6	31
50	Enertek	TAMS	06-Noreste	COG	168	1,140
51	Fábrica de Papel San Francisco	BC	08-Baja California	COG	23	165
52	Fersinsa GB	COAH	06-Noreste	COG	6	17
53	GS Energía	MICH	03-Occidental	COG	1	4
54	Homecare de México	NL	06-Noreste	COG	1	1
55	Industrias Químicas Falcón de México	MOR	01-Central	COG	5	21
56	Láminas Acanaladas Infinita_COG	MEX	01-Central	COG	6	0
57	Micase	MEX	01-Central	COG	11	0
58	Pemex-Exploración y Producción, Planta Eléctrica Cárdenas	TAB	02-Oriental	COG	42	53
59	Pemex-Exploración y Producción, Terminal Marítima Dos Bocas	TAB	02-Oriental	COG	96	85
60	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Burgos	TAMS	06-Noreste	COG	20	83
61	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cactus	CHIS	02-Oriental	COG	121	250
62	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cd. Pemex	TAB	02-Oriental	COG	59	239
63	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador La Venta	TAB	02-Oriental	COG	22	81
64	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cosoleacaque	VER	02-Oriental	COG	60	2
65	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Pajaritos	VER	02-Oriental	COG	59	82
66	Proteínas Naturales	NL	06-Noreste	COG	6	39
67	Styrolution Mexicana	TAMS	06-Noreste	COG	11	61
68	Tlalnepantla Cogeneración	MEX	01-Central	COG	28	170
69	Tractebel Energía de Pánuco	TAMS	06-Noreste	COG	56	268
70	Unilever Manufacturera, Planta Talismán	CDMX	01-Central	COG	7	18
71	Absormex CMPC Tissue	TAMS	06-Noreste	GEN	22	118
72	Compañía Cervecería de Coahuila_GEN	COAH	06-Noreste	GEN	22	1
73	EVM Energía del Valle de México	MEX	01-Central	GEN	95	21
74	Láminas Acanaladas Infinita_GEN	MEX	01-Central	GEN	3	0
75	Aragón	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	102
76	Atenco	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	173
77	Baja California Sur I UME-1	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
78	Baja California Sur I UME-11	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	20	0
79	Caborca	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	42	4
80	Cancún	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	102	15
81	Chankanaab	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	53	8
82	Chávez	DGO	05-Norte	GEN-CFE	28	1
83	Ciprés	BC	08-Baja California	GEN-CFE	27	11
84	Ciudad Constitución	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	33	2
85	Ciudad del Carmen	CAMP	07-Peninsular	GEN-CFE	47	7
86	Coapa	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	168
87	Cogeneración Salamanca	GTO	03-Occidental	GEN-CFE	393	2,036

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
88	Coyotepec	MEX	01-Central	GEN-CFE	64	463
89	Cuautitlán	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	251
90	Culiacán	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	30	10
91	Ecatepec	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	198
92	Fundidora	NL	06-Noreste	GEN-CFE	12	8
93	Guerrero Negro II UME-14	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	13	0
94	Guerrero Negro II UME-8	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	10	1
95	Huinalá_TG	NL	06-Noreste	GEN-CFE	150	440
96	Iztapalapa	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	106
97	Laguna Chávez	DGO	05-Norte	GEN-CFE	56	4
98	Leona	NL	06-Noreste	GEN-CFE	24	18
99	Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	85	190
100	Los Cabos UME-10	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	19	0
101	Los Cabos UME-12	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	17	0
102	Los Cabos UME-2	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
103	Los Cabos UME-9	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	19	0
104	Los Cabos, UME-3	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
105	Los Cabos, UME-4	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
106	Magdalena	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	93
107	Mérida	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	30	4
108	Mexicali	BC	08-Baja California	GEN-CFE	62	26
109	Monclova	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	48	43
110	Nachi - Cocom	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	30	6
111	Nizuc	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	88	30
112	Nonoalco	CDMX	01-Central	GEN-CFE	106	4
113	Parque	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	59	9
114	Parque Juárez	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	18	4
115	Punta Prieta II_TG	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	43	10
116	Remedios	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	216
117	Santa Cruz	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	98
118	Santa Rosalía UME-15	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	13	9
119	Santa Rosalía UME-7	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	10	0
120	Tecnológico	NL	06-Noreste	GEN-CFE	26	5
121	Universidad	NL	06-Noreste	GEN-CFE	24	20
122	Valle de México UME-5	MEX	01-Central	GEN-CFE	18	10
123	Vallejo	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	213
124	Victoria	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	169
125	Villa de las Flores	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	198
126	Xul - Ha	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	40	11
127	Xul - Ha UME-13	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	13	0
128	Xul - Ha UME-6	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	19	0
Total^{3/}					5,052	12,600

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.5. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.6. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COMBUSTIÓN INTERNA 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Agnico Eagle México	CHIH	05-Norte	AUT	15	0
2	Agnico Eagle México, Proyecto Mascota	CHIH	05-Norte	AUT	4	0
3	Agnico Sonora	SON	04-Noroeste	AUT	6	16
4	Agribrands Purina México	GTO	03-Occidental	AUT	1	2
5	Agropecuaria La Norteña	CHIH	05-Norte	AUT	2	0
6	Alambres Procesados Industriales, Planta Belisario Domínguez 57	HGO	01-Central	AUT	2	0
7	Alfa Corporativo	NL	06-Noreste	AUT	2	0
8	Alimentos Kowi	SON	04-Noroeste	AUT	2	0
9	Auma	CHIH	05-Norte	AUT	2	0
10	Avomex Internacional	COAH	06-Noreste	AUT	4	0
11	Azinsa Aluminio	MEX	01-Central	AUT	1	0
12	Beneficencia Española de La Laguna	COAH	05-Norte	AUT	1	0
13	Bepensa Bebidas	YUC	07-Peninsular	AUT	2	0
14	Bimbo, Planta Baja California	BC	08-Baja California	AUT	3	0
15	Bimbo, Planta Marinela de Baja California	BC	08-Baja California	AUT	1	0
16	Bimbo, Planta Tijuana	BC	08-Baja California	AUT	2	0
17	Bridgestone de México	MOR	01-Central	AUT	2	0
18	Bticino de México	QRO	03-Occidental	AUT	1	0
19	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, Planta Puebla	PUE	02-Oriental	AUT	3	0
20	CMT de La Laguna	DGO	05-Norte	AUT	2	1
21	Coeur Mexicana	CHIH	05-Norte	AUT	22	5

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
22	Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali	BC	08-Baja California	AUT	2	0
23	Compañía Minera Autlán, Unidad Molango	HGO	02-Oriental	AUT	11	25
24	Compañía Minera Dolores, Área de Campamento	CHIH	05-Norte	AUT	1	4
25	Compañía Minera Dolores, Área de Procesos	CHIH	05-Norte	AUT	11	43
26	Condumex, Planta Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT	3	1
27	Condumex, Planta Latincasa	SLP	03-Occidental	AUT	4	5
28	Continental Automotive Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT	4	0
29	Continental Automotive Mexicana	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
30	Continental Automotive Mexicana, Planta Cuautla	MOR	01-Central	AUT	3	1
31	Cordaflex	QRO	03-Occidental	AUT	3	0
32	Covalence Specialty Materials México	BC	08-Baja California	AUT	2	0
33	Dafmex	BC	08-Baja California	AUT	1	0
34	Desarrollos Mineros San Luis	GRO	02-Oriental	AUT	4	0
35	Don David Gold México_AUT	OAX	02-Oriental	AUT	4	0
36	Draexlmaier Components Automotive de México	SLP	03-Occidental	AUT	2	0
37	El Palacio de Hierro, Sucursal Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT	3	0
38	El Palacio de Hierro, Sucursal Interlomas	MEX	01-Central	AUT	3	0
39	El Palacio de Hierro, Sucursal Villahermosa	TAB	02-Oriental	AUT	2	0
40	Embotelladora del Caribe	QR	07-Peninsular	AUT	2	0
41	Empacadora Celaya	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
42	Ensamblados Hyson	BC	08-Baja California	AUT	2	0
43	Ford Motor Company	CHIH	05-Norte	AUT	10	0
44	Fundilag Hierro	COAH	05-Norte	AUT	2	0
45	Ganadería Integral Sk, S. A. De C. V.	NL	06-Noreste	AUT	3	0
46	Ganadería Integral Vizur	SIN	04-Noroeste	AUT	3	0
47	Generadora La Paz	SLP	03-Occidental	AUT	13	7
48	Geusa de Occidente	MICH	03-Occidental	AUT	3	1
49	Gollek Interamerica	NL	06-Noreste	AUT	3	0
50	Goplás	MEX	01-Central	AUT	1	10
51	Graftech México	NL	06-Noreste	AUT	14	1
52	Grupo Gamesa, Planta Celaya	GTO	03-Occidental	AUT	8	11
53	Grupo Posadas, Planta Fiesta Americana Cancún	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
54	Grupo Romamills	MEX	01-Central	AUT	3	5
55	Grupo Telvista	BC	08-Baja California	AUT	2	0
56	Harinera La Espiga	CDMX	01-Central	AUT	2	12
57	Hersmex	NL	06-Noreste	AUT	4	6
58	Hierro Sonora	SON	04-Noroeste	AUT	3	1
59	Hotel Gran Caribe Real	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
60	Hoteles y Villas Posadas, Planta Fiesta Americana Grand Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	AUT	2	0
61	Hoteles y Villas Posadas, Planta Condesa del Mar	GRO	02-Oriental	AUT	1	0
62	Hoteles y Villas Posadas, Planta Fiesta Americana Grand Agua	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
63	Impulsora Mexicana de Energía	NL	06-Noreste	AUT	24	0
64	Inmobiliaria del Sudeste, Planta Fiesta Americana Mérida	YUC	07-Peninsular	AUT	2	0
65	Inmobiliaria Puerta Maya	TAB	02-Oriental	AUT	2	0
66	Inmobiliaria Rog	TAB	02-Oriental	AUT	1	0
67	Innophos Fosfatados de México_AUT	VER	02-Oriental	AUT	16	85
68	Inversiones Mallorca	QR	07-Peninsular	AUT	3	1
69	Inversiones Palma	QR	07-Peninsular	AUT	3	1
70	Jacktar	QR	07-Peninsular	AUT	3	4
71	Kellogg de México	QRO	03-Occidental	AUT	6	4
72	Kraft Foods de México	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
73	La Torre del Vigía	MEX	01-Central	AUT	4	0
74	Laboratorios Pisa	JAL	03-Occidental	AUT	10	0
75	Laboratorios Pisa, Planta Tlajomulco	JAL	03-Occidental	AUT	5	0

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
76	Laboratorios Sophia	JAL	03-Occidental	AUT	2	2
77	Lapropa El Águila	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
78	Latinoamericana de Vidrio	MEX	01-Central	AUT	6	0
79	Leiser, Planta San Luis Potosí	SLP	03-Occidental	AUT	9	2
80	Lesaffre Energías Mexicanas	VER	02-Oriental	AUT	9	-
81	Loma Textil	JAL	03-Occidental	AUT	3	0
82	Mabe México, Planta Plásticos	QRO	03-Occidental	AUT	2	0
83	Mabe México, Planta Saltillo	COAH	06-Noreste	AUT	9	6
84	Mabe México, Planta Troquelados	QRO	03-Occidental	AUT	1	0
85	Mabe Sanyo Compressors	SLP	03-Occidental	AUT	3	1
86	Manantiales La Asunción	PUE	02-Oriental	AUT	2	0
87	Maquilas Teta Kawi	SON	04-Noroeste	AUT	1	0
88	Marindustrias	COL	03-Occidental	AUT	2	1
89	Mayakobá Thai	QR	07-Peninsular	AUT	3	0
90	Médica Sur	CDMX	01-Central	AUT	1	0
91	Mega Empack, Planta II	YUC	07-Peninsular	AUT	2	1
92	Minas de la Alta Pimería	CHIH	05-Norte	AUT	9	0
93	Minas de Oro Nacional	SON	04-Noroeste	AUT	19	47
94	Minas Santa María de Moris	CHIH	05-Norte	AUT	3	1
95	Minera Bismark	CHIH	05-Norte	AUT	3	0
96	Minera Real de Ángeles, Unidad El Concheño	CHIH	05-Norte	AUT	24	4
97	Minera Roble	DGO	05-Norte	AUT	2	0
98	Minera y Metalúrgica del Boleo_AUT	BCS	10-Mulegé	AUT	31	58
99	Molymex	SON	04-Noroeste	AUT	2	0
100	Monclova Pirineos Gas	COAH	06-Noreste	AUT	2	16
101	Nemak	NL	06-Noreste	AUT	7	0
102	Nestlé México, Planta Coatepec	VER	02-Oriental	AUT	2	0
103	Nestlé México_MEX	MEX	01-Central	AUT	2	10
104	Nestlé México_QRO	QRO	03-Occidental	AUT	2	1
105	No Sabe Fallar	MEX	01-Central	AUT	2	0
106	Novatec Pagani	GTO	03-Occidental	AUT	2	0
107	Nusantara de México, Mina Santa Elena	SON	04-Noroeste	AUT	12	58
108	Nutricarsa	YUC	07-Peninsular	AUT	1	3
109	Omya México	QRO	03-Occidental	AUT	6	0
110	Operaciones Turísticas Integrales de México	COL	03-Occidental	AUT	2	0
111	Panasonic de México	MEX	01-Central	AUT	3	0
112	Parque de Tecnología Electrónica	JAL	03-Occidental	AUT	7	54
113	Pemex-Exploración y Producción Estación de Compresión y Manejo de Gas El Raudal	VER	02-Oriental	AUT	2	0
114	Pemex-Exploración y Producción, Centro Operativo Cayo Arcas	CAMP	07-Peninsular	AUT	6	2
115	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C Inyección	CAMP	07-Peninsular	AUT	1	0
116	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Eco-1	CAMP	07-Peninsular	AUT	1	1
117	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Habitacional Litoral Tabasco Ha-Lt-01	CAMP	07-Peninsular	AUT	5	2
118	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina Complejo Ixtoc-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	1	2
119	Plastibolsa	CDMX	01-Central	AUT	2	1
120	Plásticos Irisagua	JAL	03-Occidental	AUT	4	1
121	Plásticos y Materias Primas	JAL	03-Occidental	AUT	5	4
122	Polímeros y Derivados	GTO	03-Occidental	AUT	2	0
123	Pollo de Querétaro	QRO	03-Occidental	AUT	2	0
124	Porcelanite Lamosa, Planta Pavillion	TLAX	02-Oriental	AUT	4	0
125	Porcelanite Lamosa, Planta Porcel	TLAX	02-Oriental	AUT	10	0
126	Posco México	TAMS	06-Noreste	AUT	21	44

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
127	Printpack Packaging de México	QRO	03-Occidental	AUT	2	0
128	Productos Farmacéuticos, Planta Aguascalientes	AGS	03-Occidental	AUT	4	0
129	Productos Urólogos de México	BC	08-Baja California	AUT	3	0
130	Promotores Inmobiliarios El Caracol	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
131	Proteína Animal	JAL	03-Occidental	AUT	4	1
132	Qualtia Alimentos Operaciones	MEX	01-Central	AUT	5	24
133	Residuos Industriales Multiquim	NL	06-Noreste	AUT	2	1
134	Rivera Mayan	QR	07-Peninsular	AUT	4	1
135	Royal Porto	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
136	Sabritas	SON	04-Noroeste	AUT	3	0
137	Sabritas, Planta Orizaba	VER	02-Oriental	AUT	3	0
138	Saint Gobain Vetrotex América	TLAX	02-Oriental	AUT	4	0
139	Sales del Istmo_1	VER	02-Oriental	AUT	1	0
140	Sales del Istmo_2	VER	02-Oriental	AUT	3	0
141	Sánchez y Martín	JAL	03-Occidental	AUT	2	0
142	Sasa del Pacífico	GRO	02-Oriental	AUT	1	1
143	Schering Plough	CDMX	01-Central	AUT	6	10
144	Sekisui S-Lec México	MOR	01-Central	AUT	1	0
145	Servicios de Operaciones Hoteleras, Central Cancún	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
146	Sílices de Veracruz	VER	02-Oriental	AUT	7	1
147	Sistema de Agua y Saneamiento Metropolitano de Veracruz, Boca del Río y Medellín	VER	02-Oriental	AUT	3	1
148	Solvay & CPC Barium Strontium Monterrey	NL	06-Noreste	AUT	2	0
149	Sony Nuevo Laredo	TAMS	06-Noreste	AUT	2	18
150	SSP, Planta Colonia Penal Federal	NAY	03-Occidental	AUT	3	9
151	Tablex Miller	SON	04-Noroeste	AUT	1	0
152	TCP Energy	MEX	01-Central	AUT	7	15
153	Tecnologías para El Cuidado Ambiental	SLP	03-Occidental	AUT	2	3
154	Teléfonos de México, Central Aragón	CDMX	01-Central	AUT	1	0
155	Teléfonos de México, Central Atzacolco	CDMX	01-Central	AUT	1	0
156	Teléfonos de México, Central Azteca Metro	MEX	01-Central	AUT	1	0
157	Teléfonos de México, Central Aztecas	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
158	Teléfonos de México, Central Bandera	JAL	03-Occidental	AUT	1	0
159	Teléfonos de México, Central Bosques del Lago	MEX	01-Central	AUT	1	0
160	Teléfonos de México, Central C.T. Mixcoac	CDMX	01-Central	AUT	1	0
161	Teléfonos de México, Central Carrasco	CDMX	01-Central	AUT	1	0
162	Teléfonos de México, Central Chamizal	MEX	01-Central	AUT	1	0
163	Teléfonos de México, Central Chapalita	JAL	03-Occidental	AUT	1	0
164	Teléfonos de México, Central Coatzacoalcos	VER	02-Oriental	AUT	1	0
165	Teléfonos de México, Central Colima	COL	03-Occidental	AUT	1	0
166	Teléfonos de México, Central Copérnico	CHIH	05-Norte	AUT	1	0
167	Teléfonos de México, Central Corregidora	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
168	Teléfonos de México, Central Cuautitlán de Romero Rubio	MEX	01-Central	AUT	1	0
169	Teléfonos de México, Central Culhuacán	CDMX	01-Central	AUT	2	0
170	Teléfonos de México, Central Cultura	NAY	03-Occidental	AUT	1	0
171	Teléfonos de México, Central Ejército de Oriente	CDMX	01-Central	AUT	1	0
172	Teléfonos de México, Central Estrella	CDMX	01-Central	AUT	2	0
173	Teléfonos de México, Central Fuentes	COAH	05-Norte	AUT	1	0
174	Teléfonos de México, Central Fuertes	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
175	Teléfonos de México, Central Guadalupe Metropolitana	CDMX	01-Central	AUT	1	0
176	Teléfonos de México, Central Hidalgo II	GRO	02-Oriental	AUT	1	0
177	Teléfonos de México, Central La Paz	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
178	Teléfonos de México, Central Lerdo Tops	VER	02-Oriental	AUT	1	0
179	Teléfonos de México, Central Los Tollocan	MEX	01-Central	AUT	1	0
180	Teléfonos de México, Central Malinche	CDMX	01-Central	AUT	1	0

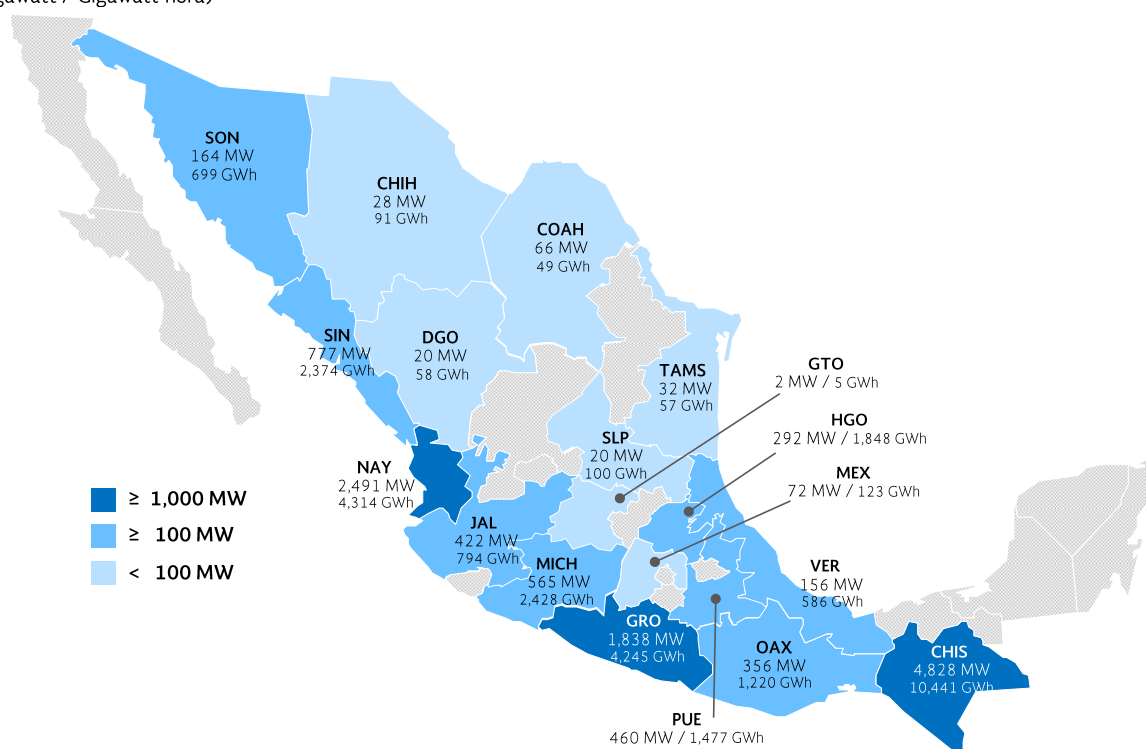
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
181	Teléfonos de México, Central Mirador	MOR	01-Central	AUT	1	0
182	Teléfonos de México, Central Montejo	YUC	07-Peninsular	AUT	1	0
183	Teléfonos de México, Central Paseo	TAB	02-Oriental	AUT	1	0
184	Teléfonos de México, Central Pedro Moreno	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
185	Teléfonos de México, Central Petrolera	VER	02-Oriental	AUT	1	0
186	Teléfonos de México, Central Plaza Mérida	YUC	07-Peninsular	AUT	1	0
187	Teléfonos de México, Central Popotla	CDMX	01-Central	AUT	1	0
188	Teléfonos de México, Central Roma I	CDMX	01-Central	AUT	3	0
189	Teléfonos de México, Central San Jerónimo	CDMX	01-Central	AUT	1	0
190	Teléfonos de México, Central Santa Fé	NL	06-Noreste	AUT	1	0
191	Teléfonos de México, Central Satélite	MEX	01-Central	AUT	1	0
192	Teléfonos de México, Central Tlaquepaque	JAL	03-Occidental	AUT	2	0
193	Teléfonos de México, Central Tuxtla Gutiérrez	CHIS	02-Oriental	AUT	1	0
194	Teléfonos de México, Central Vallarta	JAL	03-Occidental	AUT	1	0
195	Teléfonos de México, Central Vallejo	CDMX	01-Central	AUT	2	0
196	Teléfonos de México, Central Yáñez	SON	04-Noroeste	AUT	1	0
197	Teléfonos de México, Central Zaragoza	CDMX	01-Central	AUT	1	0
198	Teléfonos de México, Centro Administrativo Cuautitlán Izcalli	MEX	01-Central	AUT	1	0
199	Teléfonos de México, Centro Administrativo Lada	CDMX	01-Central	AUT	1	0
200	Teléfonos de México, Centro Administrativo Nextengo	CDMX	01-Central	AUT	5	0
201	Teléfonos de México, Centro Administrativo San Juan	CDMX	01-Central	AUT	6	0
202	Teléfonos de México, Centro Administrativo Verónica	CDMX	01-Central	AUT	2	0
203	Teléfonos de México, Centro de Trabajo Lindavista	CDMX	01-Central	AUT	1	0
204	Teléfonos de México, Centro Telefónico Puebla	PUE	02-Oriental	AUT	2	0
205	Teléfonos de México, Central Popocatepetl I	CDMX	01-Central	AUT	2	0
206	Teléfonos de México, Central Revolución	HGO	01-Central	AUT	1	0
207	Teléfonos del Noroeste, Central Árbol III	BC	08-Baja California	AUT	2	0
208	Teléfonos del Noroeste, Central Lomas	BC	08-Baja California	AUT	1	0
209	Teléfonos del Noroeste, Central Principal	BC	08-Baja California	AUT	1	0
210	Ternium México, Planta Apm	NL	06-Noreste	AUT	5	0
211	The Royal Cancún	QR	07-Peninsular	AUT	2	0
212	Tiendas Soriana	BCS	09-Baja California Sur	AUT	1	0
213	Valeo Térmico	SLP	03-Occidental	AUT	4	0
214	Vidrio Formas	MEX	01-Central	AUT	3	0
215	Wabash Technologies de México	BC	08-Baja California	AUT	1	0
216	Yoggo de México	SLP	03-Occidental	AUT	1	0
217	Huicot	NAY	03-Occidental	CFE	1	0
218	Los Cabos UME-17 y 21	BCS	09-Baja California Sur	CFE	4	0
219	Santa Rosalía UME-19 y 20	BCS	10-Mulegé	CFE	3	0
220	Airbus Helicopters México Querétaro	QRO	03-Occidental	COG	3	2
221	Becton Dickinson de México	MEX	01-Central	COG	7	2
222	Cartones Ponderosa	QRO	03-Occidental	COG	20	111
223	Clarum Energy	DGO	05-Norte	COG	3	7
224	Cobielec	PUE	02-Oriental	COG	3	11
225	Energía Bidarena	MEX	01-Central	COG	6	31
226	Industrias Ferrolásticas	QRO	03-Occidental	COG	1	0
227	Productora Nacional de Papel	SLP	03-Occidental	COG	17	89
228	Productos Roche, Planta Toluca	MEX	01-Central	COG	2	0
229	Prup	HGO	01-Central	COG	5	29
230	Sigma Alimentos Centro, Planta Atitalaquia	HGO	01-Central	COG	3	5
231	Central generadora eléctrica Huinalá	NL	06-Noreste	EXP	143	168
232	B-Energy Industries	CHIH	05-Norte	GEN	8	0
233	Bioteck Power	GTO	03-Occidental	GEN	5	7
234	Caterpillar México	NL	06-Noreste	GEN	6	-

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
235	Caterpillar Torreón	COAH	05-Norte	GEN	6	-
236	Don David Gold México_GEN	OAX	02-Oriental	GEN	7	11
237	Fermicaise	CDMX	01-Central	GEN	10	47
238	Givaudan de México	QRO	03-Occidental	GEN	3	-
239	Granja Generadora de Energía Solar	DGO	05-Norte	GEN	2	-
240	La Encantada Procesadora de Minerales	COAH	05-Norte	GEN	13	19
241	Laminados de Barro	COAH	06-Noreste	GEN	2	3
242	Metaloides	PUE	02-Oriental	GEN	22	0
243	Pemex-Exploración y Producción, Central Centro de Proceso Litoral-A	TAB	02-Oriental	GEN	38	0
244	Refractarios Básicos	COAH	06-Noreste	GEN	5	11
245	Baja California Sur I	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	210	1,198
246	Guerrero Negro II (Vizcaíno)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	22	58
247	Holbox	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	3	11
248	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	104	615
249	Santa Rosalía	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	5	11
250	Santa Rosalía UME-16 y 18	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	5	0
251	Yécora	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	2	0
252	Compañía Occidental Mexicana	BCS	09-Baja California Sur	U.P.C.	9	8
253	Exportadora de Sal, Planta Guerrero Negro e Isla de Cedros	BCS	10-Mulegé	U.P.C.	22	21
Total^{3/}					1,453	3,140

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; EXP: Exportación; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; UPC: Usos Propios Continuos. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas que notificaron su baja en 2016. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo Información preliminar al cierre de 2016.Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.6.A. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

MAPA 2.3.6.B. CUENCAS DE LAS REGIONES HIDROLÓGICAS ADMINISTRATIVAS



Fuente: Elaborado por la SENER con información del Atlas Digital del Agua del Sistema de Información del Agua; Comisión Nacional del Agua.

TABLA 2.3.7. CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, Planta Orizaba	VER	02-Oriental	AUT	10	14
2	Compañía de Energía Mexicana	PUE	02-Oriental	AUT	36	235
3	Compañía Eléctrica Carolina	GTO	03-Occidental	AUT	2	5
4	Electricidad del Golfo	VER	02-Oriental	AUT	35	106
5	Energía EP	PUE	02-Oriental	AUT	0	1
6	Generadora Eléctrica San Rafael	NAY	03-Occidental	AUT	29	96
7	Gobierno del Estado de Michoacán de Ocampo	MICH	03-Occidental	AUT	4	15
8	Hidroeléctrica Arco Iris	JAL	03-Occidental	AUT	8	47
9	Hidroeléctrica Cajón de Peña	JAL	03-Occidental	AUT	1	7
10	Hidroelectricidad del Pacífico	JAL	03-Occidental	AUT	9	28
11	Hidrorizaba	VER	02-Oriental	AUT	2	9
12	Hidrorizaba II	VER	02-Oriental	AUT	4	19
13	Ingenio Tamazula, Planta Santa Cruz	JAL	03-Occidental	AUT	1	1
14	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	GRO	02-Oriental	AUT	30	136
15	Papelera Veracruzana	VER	02-Oriental	AUT	1	6
16	Primero Empresa Minera	DGO	05-Norte	AUT	20	58
17	Procesamiento Energético Mexicano	VER	02-Oriental	AUT	11	51
18	Proveedora de Electricidad de Occidente	JAL	03-Occidental	AUT	19	50
19	Zagis	VER	02-Oriental	AUT	2	11
20	Generadora Fénix, Alameda	MEX	01-Central	GEN	7	5
21	Generadora Fénix, Lerma (Tepuxtepec)	MICH	01-Central	GEN	57	229
22	Generadora Fénix, Necaxa	PUE	01-Central	GEN	109	395
23	Generadora Fénix, Patla	PUE	01-Central	GEN	45	139

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
24	Generadora Fénix, Tepexic	PUE	01-Central	GEN	45	99
25	Agua Prieta (Valentín Gómez Farías)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	240	241
26	Aguamilpa Solidaridad	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	960	1,998
27	Angostura (Belisario Domínguez)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	900	2,030
28	Bacurato	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	92	266
29	Bartolinas	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	0.8	2
30	Bombaná	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	5	23
31	Boquilla	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	25	82
32	Botello	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	18	67
33	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	GRO	02-Oriental	GEN-CFE	600	1,262
34	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	2,400	4,513
35	Chilapan	VER	02-Oriental	GEN-CFE	26	112
36	Cóbano	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	60	269
37	Colimilla	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	51	88
38	Colina	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	3	9
39	Colotlipa	GRO	02-Oriental	GEN-CFE	8	33
40	Comedero (Raúl J. Marsal)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	100	342
41	Cupatitzio	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	80	467
42	El Cajón (Leonardo Rodríguez Al.)	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	750	1,149
43	El Fuerte (27 de Septiembre)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	59	366
44	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	135	531
45	El Retiro (José Cecilio del Valle)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	21	80
46	El Salto (Camilo Arriaga)	SLP	06-Noreste	GEN-CFE	18	87
47	Electroquímica	SLP	06-Noreste	GEN-CFE	1	10
48	Encanto	VER	02-Oriental	GEN-CFE	10	17
49	Falcón	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	32	57
50	Huites (Luis Donaldo Colosio)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	422	1,062
51	Humaya	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	90	267
52	Infiernillo	GRO	01-Central	GEN-CFE	1,200	2,813
53	Intermedia (Luis M. Rojas)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	5	14
54	Itzícuar	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	1	2
55	Ixtaczoquitlán	VER	02-Oriental	GEN-CFE	2	13
56	Jumatán	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	2	13
57	La Amistad	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	66	49
58	La Venta (Ambrosio Figueroa)	GRO	02-Oriental	GEN-CFE	ND	1
59	La Yesca (Alfredo Elías Ayub)	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	750	1,059
60	Malpaso	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	1,080	2,477
61	Mazatepec	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	220	593
62	Micos	SLP	06-Noreste	GEN-CFE	1	3
63	Minas	VER	02-Oriental	GEN-CFE	15	85
64	Mocúzari	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	10	49
65	Oviachic	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	19	119
66	Peñitas (Ángel Albino Corzo)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	420	1,309
67	Platanal	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	13	41
68	Portezuelo I	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	2	9
69	Portezuelo II	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	2	4
70	Puente Grande	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	9	34
71	San Pedro Porúas	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	3	5
72	Sanalona (Salvador Alvarado)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	14	71
73	Santa Bárbara	MEX	01-Central	GEN-CFE	23	33
74	Santa Rosa (General Manuel M. Diéguez)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	70	277
75	Schpoiná	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	2	8
76	Tamazulapan	OAX	02-Oriental	GEN-CFE	2	6
77	Temascal y Ampliación Temascal	OAX	02-Oriental	GEN-CFE	354	1,214
78	Texolo	VER	02-Oriental	GEN-CFE	2	12

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
79	Tingambato	MEX	01-Central	GEN-CFE	42	85
80	Tirio	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	1	3
81	Tuxpango	VER	02-Oriental	GEN-CFE	36	131
82	Villita (José María Morelos)	MICH	01-Central	GEN-CFE	320	1,278
83	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	HGO	03-Occidental	GEN-CFE	292	1,848
84	Zumpimito	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	8	51
85	Hidroeléctrica Trigomil	JAL	03-Occidental	P.P.	8	8
Total^{3/}					12,589	30,909

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; PP: Pequeña Producción. ^{2/}Incluye la generación reportada por la central La Venta (Ambrosio Figueroa) que al cierre de 2016 se encontraba en baja temporal. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.7. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.8. CENTRALES DE GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA 2016

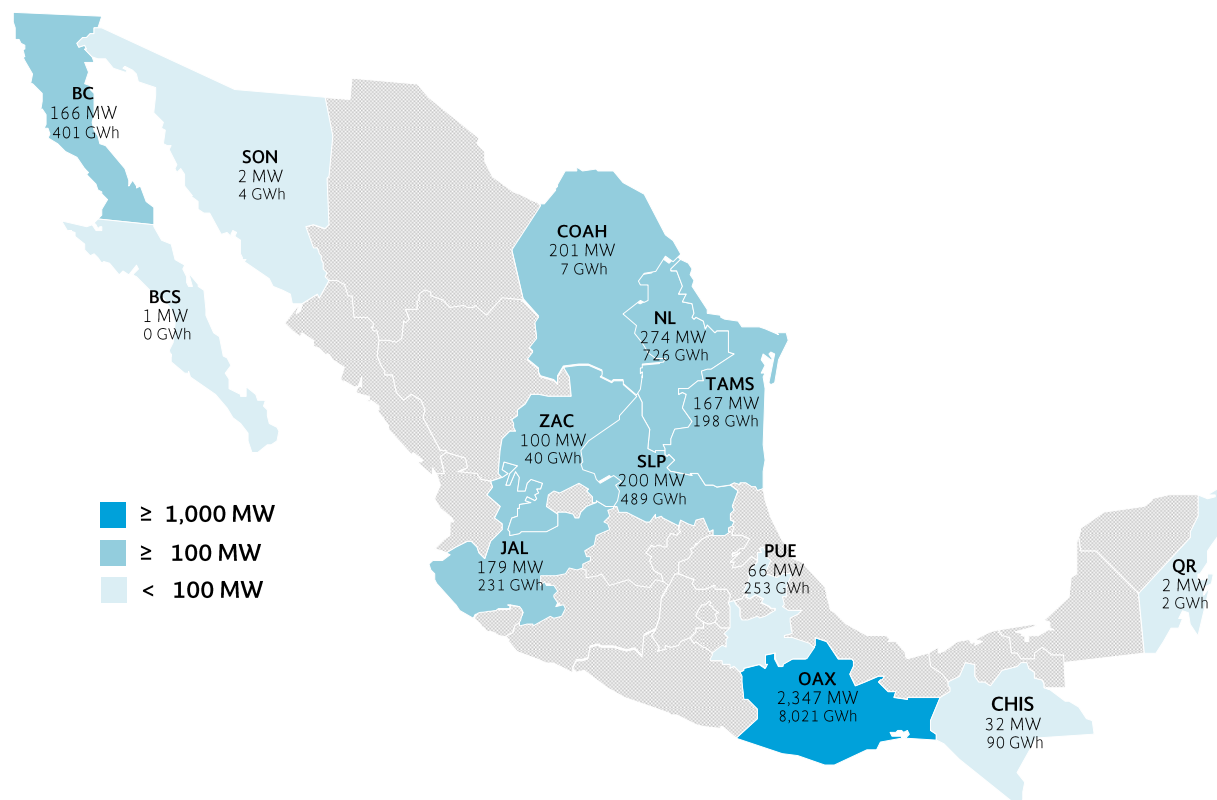
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Laguna Verde	VER	02-Oriental	GEN-CFE	1,608	10,567
Total^{3/}					1,608	10,567

^{1/} GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.8. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES EÓLICAS 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.9. CENTRALES DE GENERACIÓN EÓLICA 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Bii Nee Stipa Energía Eólica	OAX	02-Oriental	AUT	26	91
2	Compañía Eólica de Tamaulipas	TAMS	06-Noreste	AUT	54	169
3	Compañía Eoloeléctrica de Ciudad Victoria	TAMS	06-Noreste	AUT	50	19
4	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1	OAX	02-Oriental	AUT	90	304
5	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 2, Piedra Larga Fase 2	OAX	02-Oriental	AUT	138	491
6	Dominica Energía Limpia	SLP	03-Occidental	AUT	200	489
7	Eléctrica del Valle de México	OAX	02-Oriental	AUT	68	191
8	Energía Limpia de Palo Alto	JAL	03-Occidental	AUT	129	48
9	Eoliatec del Istmo	OAX	02-Oriental	AUT	164	545
10	Eoliatec del Pacífico	OAX	02-Oriental	AUT	160	640
11	Eólica de Arriaga	CHIS	02-Oriental	AUT	32	90
12	Eólica de Coahuila	COAH	06-Noreste	AUT	201	7
13	Eólica Dos Arbolitos	OAX	02-Oriental	AUT	70	225
14	Eólica El Retiro	OAX	02-Oriental	AUT	74	143
15	Eólica Los Altos	JAL	03-Occidental	AUT	50	183
16	Eólica Santa Catarina	NL	06-Noreste	AUT	22	37
17	Eólica Tres Mesas	TAMS	06-Noreste	AUT	63	11
18	Eólica Zopiloapan	OAX	02-Oriental	AUT	70.0	261
19	Eurus, Juchitán de Zaragoza Oaxaca	OAX	02-Oriental	AUT	251	964
20	Fuerza Eólica Del Istmo	OAX	02-Oriental	AUT	80	190

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
21	Fuerza y Energía Bii Hioxo	OAX	02-Oriental	AUT	234	802
22	Municipio de Mexicali	BC	08-Baja California	AUT	10	24
23	Parques Ecológicos de México	OAX	02-Oriental	AUT	102	250
24	PE Ingenio	OAX	02-Oriental	AUT	50	184
25	Pier II Quecholac Felipe Ángeles	PUE	02-Oriental	AUT	66	253
26	Stipa Nayaa	OAX	02-Oriental	AUT	74	279
27	Ventika	NL	06-Noreste	AUT	126	333
28	Ventika II	NL	06-Noreste	AUT	126	357
29	Vientos del Altiplano	ZAC	06-Noreste	AUT	100	40
30	Energía Sierra Juárez	BC	08-Baja California	EXP	156	377
31	La Venta I-II	OAX	02-Oriental	GEN-CFE	84	185
32	Puerto Viejo (Guerrero Negro)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	1	0
33	Yuumil'iik	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	2	2
34	Energía Sonora PPE	SON	04-Noroeste	P.P.	2	4
35	Instituto de Investigaciones Eléctricas	OAX	02-Oriental	P.P.	0	0
36	CE Oaxaca Cuatro, Oaxaca IV	OAX	02-Oriental	PIE	102	469
37	CE Oaxaca Dos, Oaxaca II	OAX	02-Oriental	PIE	102	420
38	CE Oaxaca Tres, Oaxaca III	OAX	02-Oriental	PIE	102	371
39	Energías Ambientales de Oaxaca, Oaxaca I	OAX	02-Oriental	PIE	102	317
40	Energías Renovables La Mata, La Mata (Sureste I fase II)	OAX	02-Oriental	PIE	102	398
41	Energías Renovables Venta III, La Venta III	OAX	02-Oriental	PIE	103	299
Total^{3/}					3,735	10,463

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; EXP: Exportación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación P.P: Pequeña Producción; PIE: Productor Independiente de Energía. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.9.A. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

MAPA 2.3.9.B. PERMISOS Y CONCESIONES OTORGADAS EN GEOTERMIA



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.3.10. CENTRALES DE GENERACIÓN GEOTERMOELÉCTRICA 2016
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Geotérmica para el Desarrollo, Domo de San Pedro	NAY	03-Occidental	AUT	35	115
2	Cerro Prieto I	BC	08-Baja California	GEN-CFE	30	241
3	Cerro Prieto II	BC	08-Baja California	GEN-CFE	220	1,536
4	Cerro Prieto III	BC	08-Baja California	GEN-CFE	220	1,098
5	Cerro Prieto IV	BC	08-Baja California	GEN-CFE	100	797
6	Los Azufres	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	225	1,801
7	Los Hornos	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	69	508
8	Tres Vírgenes	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	10	54
Total^{3/}					909	6,148

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.10. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES SOLARES 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

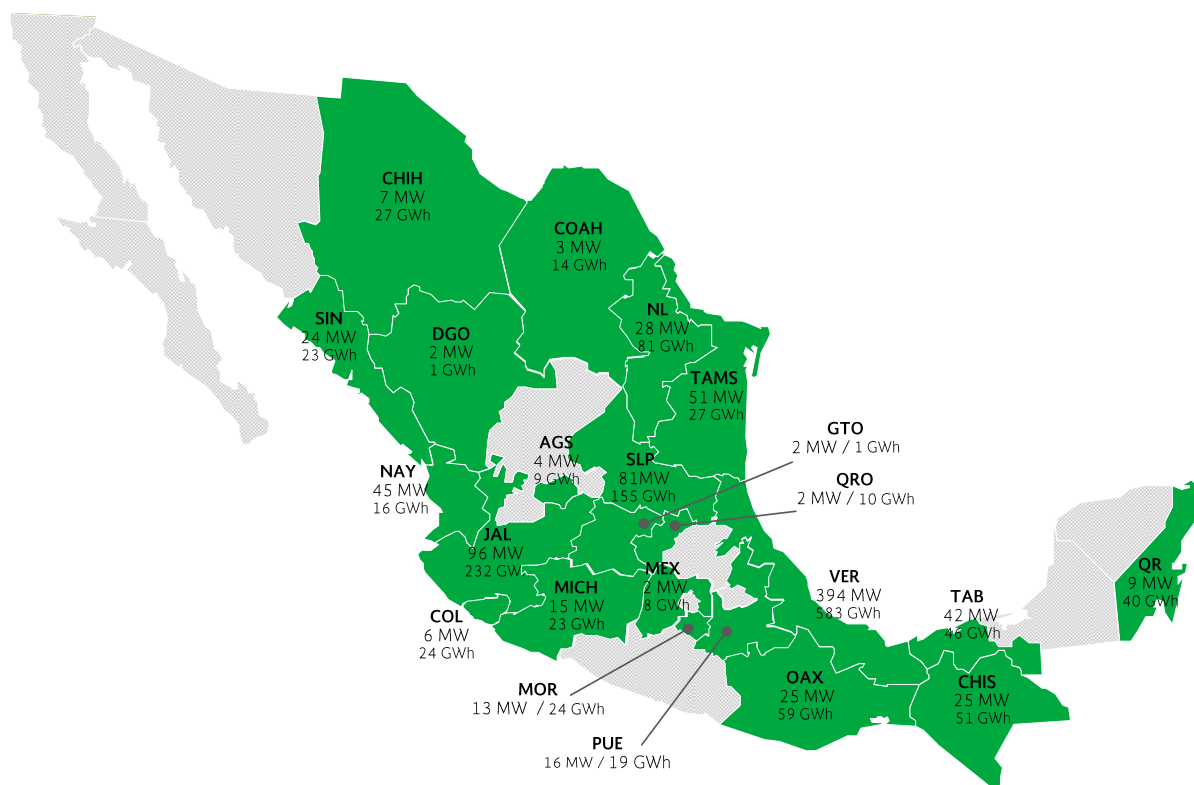
TABLA 2.3.11. CENTRALES DE GENERACIÓN SOLAR 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Autoabastecimiento Renovable	AGS	03-Occidental	AUT	1	3
2	Coppel	SON	04-Noroeste	AUT	1	1
3	Generadora Solar Apaseo	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
4	Iusasol 1	MEX	01-Central	AUT	18	39
5	Iusasol Base	MEX	01-Central	AUT	1	1
6	Oomapas Nogales	SON	04-Noroeste	AUT	1	0
7	Plamex	BC	08-Baja California	AUT	1	2
8	Los Santos Solar I	CHIH	05-Norte	AUT	20	-
9	Productora Yoreme	SON	04-Noroeste	GEN	1	0
10	Cerro Prieto	BC	08-Baja California	GEN-CFE	5	10
11	Sta. Rosalía (Tres Vírgenes)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	1	2
12	Servicios Comerciales de Energía	BCS	09-Baja California Sur	P.P.	30	18
13	Tai Durango Cinco	DGO	05-Norte	P.P.	30	39
14	Tai Durango Cuatro	DGO	05-Norte	P.P.	6	8
15	Tai Durango Dos	DGO	05-Norte	P.P.	6	8
16	Tai Durango Tres	DGO	05-Norte	P.P.	6	5
17	Tai Durango Uno	DGO	05-Norte	P.P.	16	24
Total^{3/}					145	160

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; P.P: Pequeña Producción. ^{2/}Incluye la generación reportada por las centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.11. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES QUE UTILIZAN BIOENERGÍA 2016
(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.12. CENTRALES DE GENERACIÓN CON BIOENERGÍA 2016
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Azsuremex	TAB	02-Oriental	AUT	3	3
2	BSM Energía de Veracruz	VER	02-Oriental	AUT	13	28
3	Compañía Azucarera de Los Mochis	SIN	04-Noroeste	AUT	14	17
4	Compañía Azucarera del Río Guayalejo	TAMS	06-Noreste	AUT	46	17
5	Compañía Azucarera La Fé	CHIS	02-Oriental	AUT	13	24
6	Cooperativa La Cruz Azul	AGS	03-Occidental	AUT	1	0
7	Ecosys III	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
8	Empacadora San Marcos	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
9	Energía Láctea	CHIH	05-Norte	AUT	1	0
10	Fideicomiso Ingenio Emiliano Zapata	MOR	01-Central	AUT	9	19
11	Fideicomiso Ingenio Plan de San Luis	SLP	06-Noreste	AUT	9	27
12	Grupo Azucarero San Pedro	VER	02-Oriental	AUT	10	33
13	Impulsora de la Cuenca del Papaloapan	VER	02-Oriental	AUT	24	53
14	Ingenio Adolfo López Mateos	OAX	02-Oriental	AUT	14	31
15	Ingenio Alianza Popular	SLP	06-Noreste	AUT	6	20
16	Ingenio El Higo	VER	06-Noreste	AUT	22	38
17	Ingenio El Mante	TAMS	06-Noreste	AUT	6	10
18	Ingenio El Molino	NAY	03-Occidental	AUT	10	14
19	Ingenio Eldorado	SIN	04-Noroeste	AUT	10	5

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
20	Ingenio Melchor Ocampo	JAL	03-Occidental	AUT	6	27
21	Ingenio Nuevo San Francisco	VER	02-Oriental	AUT	7	13
22	Ingenio Presidente Benito Juárez	TAB	02-Oriental	AUT	14	23
23	Ingenio San Francisco Ameca_AUT	JAL	03-Occidental	AUT	5	14
24	Ingenio San Miguelito	VER	02-Oriental	AUT	5	7
25	Ingenio San Rafael de Pucté	QR	07-Peninsular	AUT	9	40
26	Ingenio Tala	JAL	03-Occidental	AUT	12	1
27	Ingenio Tamazula	JAL	03-Occidental	AUT	10	36
28	Ingenio Tres Valles	VER	02-Oriental	AUT	12	0
29	Kimberly-Clark de México	VER	02-Oriental	AUT	10	0
30	Lorean Energy Group	COAH	06-Noreste	AUT	2	9
31	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Dulces Nombres	NL	06-Noreste	AUT	9	0
32	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Norte	NL	06-Noreste	AUT	2	0
33	Sociedad Autoabastecedora de Energía Verde de Aguascalientes	AGS	03-Occidental	AUT	3	8
34	TMQ Generación Energía Renovable	QRO	03-Occidental	AUT	1	4
35	Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez	CHIH	05-Norte	AUT	6	27
36	Alcoholera de Zapopan	VER	02-Oriental	COG	8	7
37	Atltec	QRO	03-Occidental	COG	1	6
38	Atltec, Planta El Ahogado	JAL	03-Occidental	COG	3	6
39	Bio Pappel, Planta Atenquique	JAL	03-Occidental	COG	16	38
40	Bioeléctrica de Occidente	NAY	03-Occidental	COG	35	2
41	Bioenergía de Nuevo León	NL	06-Noreste	COG	17	81
42	Conservas La Costeña y Jugomex	MEX	01-Central	COG	1	8
43	Energía Renovable de Cuautla	MOR	01-Central	COG	1	0
44	GAT Energía	VER	02-Oriental	COG	45	14
45	Huixtla Energía	CHIS	02-Oriental	COG	12	27
46	Ideal Saneamiento de Saltillo	COAH	06-Noreste	COG	1	5
47	Piasa Cogeneración	VER	02-Oriental	COG	40	156
48	Tala Electric	JAL	03-Occidental	COG	25	106
49	Tampico Renewable Energy	VER	06-Noreste	COG	40	17
50	Energreen Energía PI	MEX	01-Central	GEN	1	0
51	Ingenio Lázaro Cárdenas	MICH	03-Occidental	GEN	6	10
52	Ingenio San Francisco Ameca_GEN	JAL	03-Occidental	GEN	8	3
53	Renova Atltec	JAL	03-Occidental	GEN	11	0
54	Ener-G	DGO	05-Norte	P.P.	2	1
55	Central Motzorongo	VER	02-Oriental	U.P.C.	20	20
56	Compañía Azucarera La Concepción	VER	02-Oriental	U.P.C.	4	1
57	Compañía Industrial Azucarera	VER	02-Oriental	U.P.C.	6	13
58	Fideicomiso Ingenio Atencingo	PUE	02-Oriental	U.P.C.	15	19
59	Fideicomiso Ingenio Casasano	MOR	01-Central	U.P.C.	3	5
60	Fideicomiso Ingenio La Providencia	VER	02-Oriental	U.P.C.	7	9
61	Ingenio El Carmen	VER	02-Oriental	U.P.C.	7	7
62	Ingenio El Modelo	VER	02-Oriental	U.P.C.	9	15
63	Ingenio El Potrero	VER	02-Oriental	U.P.C.	10	22
64	Ingenio El Refugio	OAX	02-Oriental	U.P.C.	4	0
65	Ingenio La Gloria	VER	02-Oriental	U.P.C.	53	36
66	Ingenio La Margarita	OAX	02-Oriental	U.P.C.	7	28
67	Ingenio Mahuixtlán	VER	02-Oriental	U.P.C.	3	5
68	Ingenio Pánuco	VER	06-Noreste	U.P.C.	18	32
69	Ingenio Plan de Ayala	SLP	06-Noreste	U.P.C.	16	14
70	Ingenio Quesería	COL	03-Occidental	U.P.C.	6	24
71	Ingenio San José de Abajo	VER	02-Oriental	U.P.C.	8	14
72	Ingenio San Miguel del Naranjo	SLP	03-Occidental	U.P.C.	49	95

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
73	Ingenio San Nicolás	VER	02-Oriental	U.P.C.	14	42
74	Ingenio Santa Clara	MICH	03-Occidental	U.P.C.	9	13
75	Santa Rosalía de La Chontalpa	TAB	02-Oriental	U.P.C.	25	20
Total^{3/}					889	1,471

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; GEN: Generación; P.P: Pequeña Producción; U.P.C: Usos Propios Continuos. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.3.12. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

TABLA 2.3.13. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2016

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	CE G. Sanborns	CDMX	01-Central	COG	1	6
2	CE G. Sanborns 2	CDMX	01-Central	COG	1	3
3	CE G. Sanborns Satélite	MEX	01-Central	COG	1	4
4	Cogeneración de Energía Limpia de Cosoleacaque	VER	02-Oriental	COG	118	705
5	Energía Infra	VER	02-Oriental	COG	145	48
6	Energía MK KF	TAMS	06-Noreste	COG	36	271
7	Energía San Pedro	NL	06-Noreste	COG	2	1
8	Enerkin	YUC	07-Peninsular	COG	13	16
9	Iberdrola Cogeneración Ramos	COAH	06-Noreste	COG	60	261
10	Igsapak Cogeneración	HGO	01-Central	COG	60	223

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
11	Industrias de Hule Galgo	HGO	01-Central	COG	7	14
12	Papeles y Conversiones de México	NL	06-Noreste	COG	5	14
13	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	TAB	02-Oriental	COG	367	2,653
14	Productora de Papel	NL	06-Noreste	COG	18	87
15	Productos Alimenticios La Moderna	JAL	03-Occidental	COG	4	11
16	Produtos Farmacéuticos	AGS	03-Occidental	COG	4	29
17	Promax Energía	NL	06-Noreste	COG	16	0
18	Sánchez	CDMX	01-Central	COG	2	7
19	Sistemas Energéticos Sisa	VER	02-Oriental	COG	64	253
20	Sistemas Energéticos Sisa, Planta II	VER	02-Oriental	COG	64	46
21	Sky EPS Supply	PUE	02-Oriental	COG	27	238
22	Sky EPS Supply SM	PUE	02-Oriental	COG	20	163
Total^{3/}					1,036	5,053

^{1/} COG: Cogeneración. ^{2/}Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 2.4.1. PERMISOS OTORGADOS O TRAMITADOS AL AMPARO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esquema	Definición	Fundamento
Autoabastecimiento	<p>Se entiende como autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de copropietarios o socios.</p> <p>En el caso de ser varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, estos tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de sus socios. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no formen parte de la sociedad al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de autoabastecimiento tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	Artículos 36, fracción I, de la LSPEE, 78 y 101 de su Reglamento.
Cogeneración	<p>Se define como cogeneración a:</p> <p>I) La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;</p> <p>II) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o</p> <p>III) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.</p> <p>En la modalidad de permiso de cogeneración es indispensable que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:</p> <p>a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o</p> <p>b) Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de cogeneración tendrá una duración indefinida, a menos que se modifique el destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	Artículos 36, fracción II, de la LSPEE, 78, 103 y 104 de su Reglamento.

Esquema	Definición	Fundamento
Producción independiente (PIE)	Corresponde a la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente para su venta a la CFE, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan, o a la exportación. El permiso bajo esta modalidad se otorga por un plazo de hasta treinta años. El mismo puede ser renovado a su término siempre que cumpla con las disposiciones legales aplicables.	Artículos 36, fracción III, de la LSPEE, 78 y 108 de su Reglamento.
Pequeña Producción	Corresponde a la generación de energía eléctrica destinada a: I) La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, la capacidad del proyecto, en un área determinada, no podrá exceder los 30 MW, II) El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, y III) La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW. Respecto a los incisos I y III, el permisionario no podrá ser titular, en una misma área de pequeña producción, de proyectos cuya suma de potencia exceda de 30 MW. En relación al inciso II, los solicitantes del permiso, tratándose de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas deberán: I) Constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebrar convenios de cooperación solidaria para dicho propósito de autoabastecimiento, y II) Mencionar las personas a quienes se hará entrega de la energía eléctrica y las condiciones en que se efectuará la misma a los consumidores finales, de acuerdo con las bases que se establezcan en los convenios respectivos. El permiso otorgado bajo la modalidad de pequeña producción tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.	Artículos 36, fracción IV, de la LSPEE, 78 y 111 de su Reglamento.
Importación	Se otorgan permisos para importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios, proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma. El permiso otorgado bajo la modalidad de importación tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.	Artículos 36, fracción V, de la LSPEE, 78 y 120 de su Reglamento.
Exportación	Se otorgan permisos para exportación de electricidad generada por proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios de exportación no podrán enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso para cambiar el destino de la misma. El permiso otorgado bajo la modalidad de exportación tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, para lo que se requiere ajustarse a las modalidades de generación en términos de la LIE.	Artículos 36, fracción V, de la LSPEE, 78 y 116 de su Reglamento.
Usos Propios Continuos	Se otorgan permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales individualmente consideradas, siendo condición indispensable la imposibilidad o la inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la CFE. Los titulares de los permisos quedan obligados a contribuir, en la medida de sus posibilidades con energía eléctrica para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o la restricción. Asimismo, dichos permisos tendrán duración indefinida mientras subsistan los fines para los que fueron otorgados, la conveniencia pública de realizarlos y se cumplan las normas legales aplicables.	Artículo 36 de la LSPEE, publicada en el DOF el 22 de diciembre de 1975.

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 2.6.1. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2016

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad ^{1/} (MW)
01-CENTRAL				
QUERÉTARO (30)	CENTRAL (31)		400 / 230	1,400
Querétaro Maniobras	Tula	1	400	
Querétaro Maniobras	Tula	2	400	
Héroes de Carranza	Tula	1	230	
La Manga	Valle de México	1	230	
Dañu	Jilotepec	1	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CENTRAL (31)		400 / 115	3,000
Pitirera	Donato Guerra	1	400	
Pitirera	Donato Guerra	2	400	
Los Azufres	Ciudad Hidalgo	1	115	
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	1	400	
POZA RICA (32)	CENTRAL (31)		400	4,000
Poza Rica	Pachuca Potencia	1	400	
Tuxpan	Texcoco	1	400	
Tuxpan	Texcoco	2	400	
Tuxpan	Texcoco	3	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	1	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	2	400	
PUEBLA (34)	CENTRAL (31)		400 / 230 / 85	3,000
San Martín Potencia	Texcoco	1	400	
San Lorenzo Potencia	Texcoco	1	400	
Yautepec	Topilejo	1	400	
Yautepec	Topilejo	2	400	
Yautepec	Topilejo	3	400	
Zapata	Tianguistenco	1	230	
Zapata	Cuernavaca	1	85	
Zapata	Tabachines	1	85	
Zocac	Texcoco	2	230	
02-ORIENTAL				
ACAPULCO (35)	PUEBLA (34)		230	300
Mezcala	Zapata	1	230	
Mezcala	Zapata	2	230	
VERACRUZ (33)	PUEBLA (34)		400	1,200
Laguna Verde	Puebla II	1	400	
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	1	400	
VERACRUZ (33)	TEMASCAL (36)		230	440
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	1	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	1	230	
VERACRUZ (33)	POZA RICA (32)		400	750
Laguna Verde	Papantla	1	400	
GRIJALVA (39)	TEMASCAL (36)		400	2,800
Manuel Moreno T./ Malpaso	Juile	1	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	2	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	3	400	
GRIJALVA (39)	COATZACOALCOS (37)		400	2,100
Malpaso II	Minatitlán II	1	400	
Malpaso II	Minatitlán II	2	400	
Malpaso II	Coatzacoalcos II	1	400	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad ^{1/}
COATZACOALCOS (37)	TEMASCAL (36)		400	1,750
Minatitlán II	Temascal II	1	400	
Chinameca Potencia	Temascal II	1	400	
POZA RICA (32)	PUEBLA (34)		230	310
Mazatepec	Zocac	1	230	
Jalacingo	Zocac	1	230	
TEMASCAL (36)	PUEBLA (34)		400	3,000
Temascal II	Ojo de Agua Potencia	1	400	
Temascal II	Puebla II/Ojo de Agua Potencia	1	400	
Temascal II	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	1	400	
IXTEPEC (40)	TEMASCAL (36)		400 / 230	2,500
Ixtepec Potencia	Juile	1	400	
Ixtepec Potencia	Juile	2	400	
Juchitán II	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	2	230	
GRIJALVA (39)	TABASCO (38)		400 / 230	1,400
Malpaso II	Peñitas	1	230	
Malpaso II	Peñitas	2	230	
Malpaso II	Tabasco	1	400	
Malpaso II/ Manuel Moreno T.	Tabasco	2	400	
03-OCCIDENTAL				
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)		400	1,200
Tepic II	Cerro Blanco	1	400	
Tepic II	Cerro Blanco	2	400	
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)		400 / 230	2,100
Manzanillo	Acatlán	1	400	
Manzanillo	Atequiza	1	400	
Tapeixtles/Guzmán Potencia	Mazamitla	1	400	
Colima II/Guzmán Potencia	Ciudad Guzmán	1	230	
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,000
Atequiza	Aguascalientes Potencia	1	400	
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	1	400	
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)		400	700
Atequiza	Salamanca II	1	400	
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)		400 / 230	700
Mazamitla	Carapan/Purépecha	1	400	
Ocotlán	Zamora	1	230	
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)		400	600
Mazamitla	Pitirera	1	400	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)		400	600
Lázaro Cárdenas	Carapan	1	400	
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)		400 / 230	700
Carapan	Salamanca II	1	400	
Carapan	Abasolo II	1	230	
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)		400 / 230	1,400
Potrerrillos	Las Fresas	1	400	
Potrerrillos	Las Fresas	2	400	
León II	Irapuato II	1	230	
León II/León IV/Silao II	Irapuato II	1	230	
Silao II	Irapuato II	2	230	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad ^{2/}
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)		400 / 230	1,300
El Potosí	Cañada	1	400	
El Potosí	Aguascalientes Potencia	1	400	
San Luis I	Aguascalientes Oriente	1	230	
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	1	230	
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		230	300
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	1	230	
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	2	230	
SALAMANCA (26)	QUERÉTARO (30)		400 / 230	1,500
Salamanca PV	Santa María	1	400	
Salamanca PV	Santa María	2	400	
Salamanca PV	Celaya III	1	400	
Salamanca PV	Celaya III	2	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	ACAPULCO (35)		400 / 230 / 115	350
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	230	
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	400 ^{2/}	
Lázaro Cárdenas	La Unión	1	115	
04-NOROESTE				
CANANEA (2)	MOCTEZUMA (8)		400	380
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	1	400 ^{2/}	
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	2	400 ^{2/}	
CANANEA (2)	HERMOSILLO (1)		400 / 230	870
Observatorio	Santa Ana	1	230	
Cananea	Santa Ana	2	230	
Nacozari	Hermosillo III	1	230	
Nacozari	Hermosillo V	1	400	
Nacozari	Hermosillo V	2	400	
HERMOSILLO (1)	OBREGÓN (3)		230	630
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	2	230	
OBREGÓN (3)	LOS MOCHIS (4)		400 / 230	600
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	2	230	
El Mayo	Los Mochis II	1	230	
Pueblo Nuevo	Choacahui	1	400 ^{2/}	
CULIACÁN (5)	LOS MOCHIS (4)		400 / 230	750
Culiacán III	Guamúchil II	1	230	
Culiacán III	Guamúchil II	2	230	
La Higuera	Choacahui	1	400	
La Higuera	Choacahui	2	400	
MAZATLÁN (6)	CULIACÁN (5)		400 / 230	1,450
El Habal	Culiacán Potencia	1	230	
El Habal	Culiacán Potencia	2	230	
Mazatlán II	La Higuera	1	400	
Mazatlán II	La Higuera	2	400	
MAZATLÁN (6)	TEPIC (22)		400	1,380
Mazatlán II	Tepic	1	400	
Mazatlán II	Tepic	2	400	
05-NORTE				
JÚAREZ (7)	MOCTEZUMA (8)		230	640
Samalayuca	Moctezuma	1	230	
Samalayuca	Moctezuma	2	230	
Samalayuca	Moctezuma	3	230	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad ^{1/}
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)		400 / 230	640
Moctezuma	Chihuahua Norte	1	230	
Moctezuma	Chihuahua Norte	2	230	
Moctezuma	El Encino	1	400	
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)		230	330
Camargo II	Gómez Palacio	1	230	
Camargo II	Gómez Palacio	2	230	
LAGUNA (11)	DURANGO (10)		400 / 230	550
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	1	400	
Lerdo	Durango II	1	230	
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)		230	300
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	1	230	
DURANGO (10)	MAZATLÁN (6)		400 / 230	600
Durango II	Mazatlán	1	230	
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	1	400	
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)		400 / 230	550
Andalucía	Saltillo	1	230	
Torreón Sur/Villanueva	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)		400	500
Río Escondido	Hércules	1	400	
06-NORESTE				
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)		400 / 230	400
Carbón II	Arroyo del Coyote	1	400	
Río Escondido	Arroyo del Coyote	1	230	
Río Escondido	Ciudad Industrial	1	230	
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)		138	100
Reynosa	Falcón	1	138	
Reynosa	Falcón	1	138	
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)		400 / 230 / 138	1,400
CC Anáhuac	Aeropuerto	1	400	
CC Anáhuac	Guerreño	1	400	
CC Anáhuac	Río Bravo	1	230	
Matamoros	Río Bravo	1	138	
Matamoros	Río Bravo	1	138	
RÍO ESCONDIDO (12)	MONTERREY (16)		400 / 230	2,100
Carbón II	Lampazos	1	400	
Carbón II	Lampazos	1	400	
Carbón II	Frontera	1	400	
Río Escondido	Frontera	1	400	
Nueva Rosita	Monclova	1	230	
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)		400 / 230	1,810
Aeropuerto	Ternium Man.	1	400	
Aeropuerto	Villa de García	1	400	
Aeropuerto	Glorias	1	400	
Aeropuerto	Huinalá	1	230	
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)		400	1,700
Champayán	Güémez/Tres Mesas	1	400	
Champayán	Güémez/Tres Mesas	1	400	
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)		400	1,500
Güémez	Lajas	2	400	
Güémez	Lajas	1	400	
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,260
Primer de Mayo	Cañada	1	400	
Primer de Mayo	Cañada	1	400	

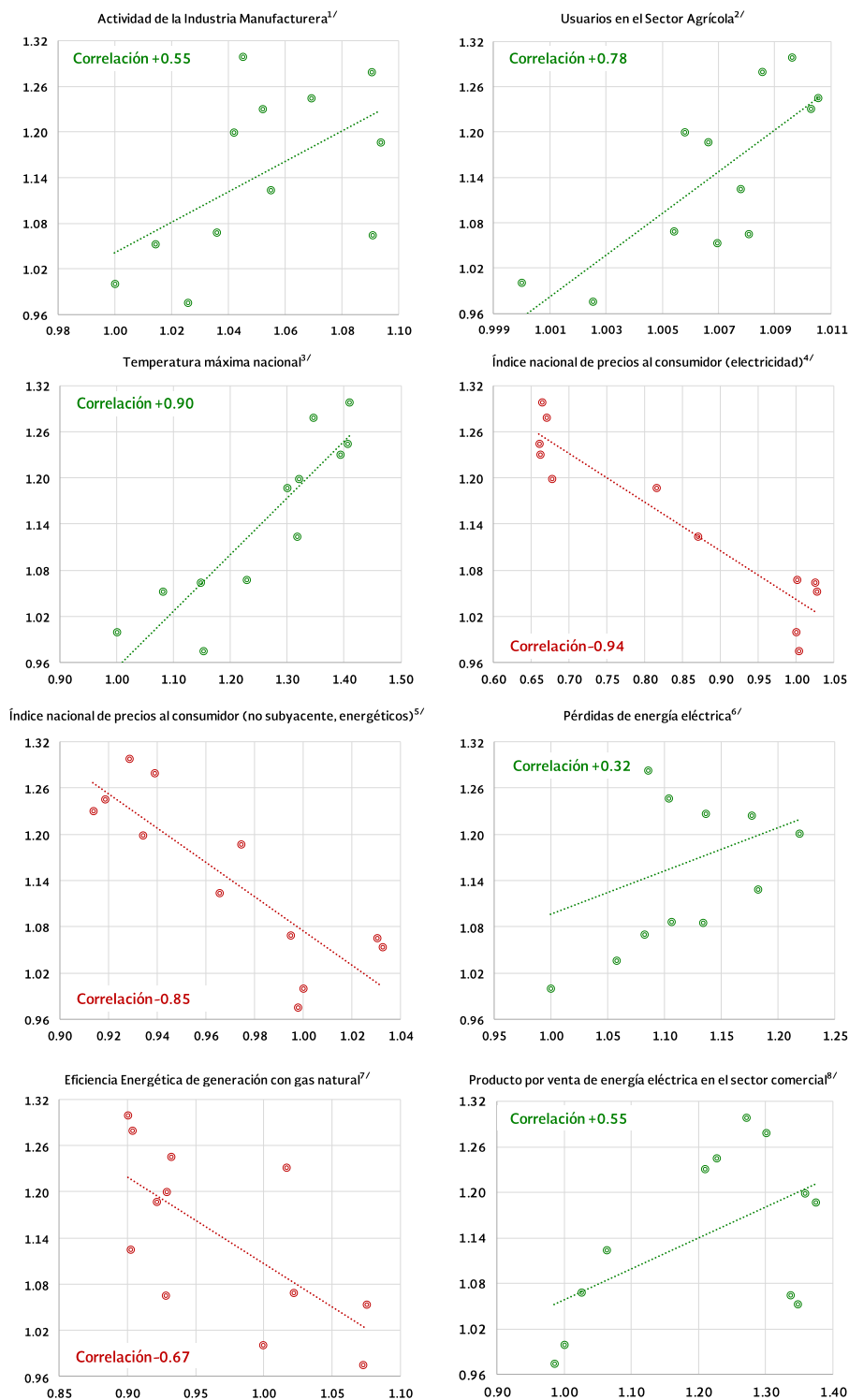
Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad ^{2/}
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)		400 / 230	1,450
Tamos	Poza Rica II	1	400	
Tamos	Poza Rica II	1	400	
Minera Autlán	Pantepec	1	230	
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		400	1,500
Anáhuac Potencia	El Potosí	1	400	
Anáhuac Potencia	El Potosí	1	400	
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)		400	1,750
Las Mesas	Querétaro Maniobras	1	400	
Las Mesas	Querétaro Maniobras	1	400	
HUASTECA (19)	VALLES (18)		400	1,050
Champayán	Anáhuac Potencia	1	400	
Champayán	Anáhuac Potencia	1	400	
Altamira	Anáhuac Potencia	1	400	
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)		400	1,200
Champayán	Las Mesas	1	400	
Champayán	Las Mesas	1	400	
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)		400 / 230	1,450
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
Villa de García	Saltillo	1	230	
Villa de García	Cementos Apasco	1	230	
07-PENINSULAR				
TABASCO (38)	LERMA (41)		400 / 230	1,200
Los Ríos	Santa Lucía	1	230	
Macuspana II	Santa Lucía	1	230	
Tabasco	Escárcega Potencia	1	400	
Tabasco	Escárcega Potencia	2	400	
LERMA (41)	MÉRIDA (42)		400 / 230 / 115	800
Lerma	Mérida II	1	115	
Lerma	Ticul II	1	230	
Escárcega Potencia	Ticul II	1	400	
Escárcega Potencia	Ticul II	2	400	
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)		400 / 230 / 115	800
Chemax	Nizuc	1	115	
Valladolid	Tulum	1	115	
Valladolid	Balam	1	230	
Valladolid	Nizuc	1	230	
Dzitnup	Riviera Maya	1	400	
Dzitnup	Riviera Maya	2	400	
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)		230 / 115	150
Kambul	Polyuc	1	115	
Ticul II	Xul-Ha	1	230	
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)		34.5	54
Playa del Carmen	Chankanaab II	1	34.5	
Playa del Carmen	Chankanaab II	2	34.5	
LERMA (41)	CHETUMAL (44)			206
Escárcega Potencia	Xul-Ha	1	230 ^{3/}	
Xpujil	Xul-Ha	2	230 ^{3/}	
08-BAJA CALIFORNIA				
TIJUANA (46)	MEXICALI (48)		230	510
La Herradura	Rumorosa	1	230	
La Herradura	La Rosita	1	230	
TIJUANA (46)	ENSENADA (47)		230 / 115 / 69	255
Popotla	El Sauzal	1	115	
Puerto Nuevo	Misión	1	115	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad ^{1/}
Vallecitos	Valle de las Palmas	1	69	
Presidente Juárez	Lomas	1	230	
Presidente Juárez	La Jovita	1	230	
WECC (EUA)	TIJUANA (46)		230	408
Otay	Tijuana I	1	230	
Imperial Valley	La Rosita	1	230	
MEXICALI (48)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)		161 / 230	315
Mexicali II	Ruiz Cortines	1	161	
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	1	161	
Cerro Prieto II	Chapultepec	1	230	
Cerro Prieto II	San Luis Rey	1	230	
09-BAJA CALIFORNIA SUR				
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)		115	90
Villa Constitución	Las Pilas	1	115	
Villa Constitución	Las Pilas	2	115	
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)		230 / 115	180
Olas Altas	El Palmar	1	230	
Olas Altas	El Palmar	2	230	
El Triunfo	Santiago	1	115	
			Total^{4/}	74,208

^{1/} Bajo condiciones de demanda máxima (verano). ^{2/} Operación inicial en 230 Kv. ^{3/} Fecha de entrada en operación mayo 2017. ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. La región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

GRÁFICO 3.1.3. CORRELACIÓN ENTRE DIVERSOS FACTORES INCLUIDOS EN EL PRONÓSTICO DE DEMANDA

índice (enero=1)



Fuente: Elaborado por la SENER con la siguiente información: ^{1/} BIE, INEGI (datos preliminares para 2016); ^{2/} Sistema de Información Energética (SIE); ^{3/} Comisión Nacional del Agua (Servicio Meteorológico Nacional); ^{4/} Índices de Precios, INEGI (datos preliminares para 2016); ^{5/} Índices de Precios, INEGI (datos preliminares para 2016); ^{6/} CENACE; ^{7/} Sistema de Información Energética (SIE); ^{8/} Sistema de Información Energética (SIE).

TABLA 3.2.1. CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2004	47,255	34,634	45,177	14,609	17,200	37,279	7,020	10,252	1,333	96	203,174	214,855
2005	49,129	36,208	47,734	15,506	18,254	38,630	7,218	10,466	1,453	99	212,679	224,697
2006	50,523	37,452	49,239	15,966	18,752	40,205	7,721	11,088	1,605	107	219,858	232,658
2007	51,953	38,322	51,603	16,616	19,416	41,068	8,353	11,272	1,722	119	227,332	240,445
2008	52,430	39,107	52,405	16,690	19,347	41,824	8,854	11,418	1,933	135	230,656	244,142
2009	52,158	39,096	52,179	16,997	19,437	41,470	9,216	11,100	1,989	132	230,553	243,774
2010	54,227	40,098	55,602	17,339	20,403	43,442	9,206	10,991	2,016	136	240,317	253,460
2011	55,108	42,447	60,066	19,251	22,116	47,379	9,735	11,426	2,165	138	256,103	269,831
2012	54,866	43,835	61,665	20,097	22,484	47,776	9,938	12,020	2,209	143	260,661	275,034
2013	53,891	44,224	61,974	20,466	22,679	47,581	10,300	11,996	2,239	147	261,115	275,497
2014	53,228	44,901	63,540	21,089	23,150	48,559	10,635	12,598	2,310	151	265,101	280,160
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,610	13,122	2,400	146	272,557	288,225
2016 ^{2/}	59,103	47,642	63,407	23,389	24,696	52,297	12,129	13,438	2,541	151	282,662	298,792

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.2. USOS PROPIOS DE GENERACIÓN

(Megawatt; Gigawatt-hora)

Año	1 Central		2 Oriental		3 Occidental		4 Noroeste		5 Norte		6 Noreste		7 Peninsular	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)
2004	260	1,455	331	1,770	218	1,813	111	718	93	604	303	1,858	31	232
2005	260	1,252	328	1,755	477	2,376	96	732	75	548	308	1,891	36	244
2006	260	1,150	312	1,669	476	2,335	106	717	84	509	267	1,638	28	221
2007	222	1,188	290	2,022	412	2,680	136	703	99	527	314	1,799	43	176
2008	195	1,209	278	1,769	341	2,215	128	698	89	518	303	1,871	28	181
2009	214	1,250	262	1,685	338	2,274	142	737	86	517	302	1,822	31	202
2010	224	1,351	278	1,751	370	2,515	170	815	80	484	302	1,854	34	204
2011	233	1,451	292	1,881	368	2,547	181	925	83	496	332	2,072	40	252
2012	222	1,532	322	2,072	450	2,861	180	1,060	135	549	467	2,096	78	266
2013	206	1,322	330	1,866	451	2,783	194	938	112	580	285	1,873	60	266
2014	172	1,279	342	1,899	425	2,766	185	992	145	530	253	1,897	74	270
2015	159	940	174	1,048	345	2,117	124	612	83	352	253	1,742	31	123
2016 ^{2/}	374	2,204	155	1,018	148	915	117	630	68	370	258	1,635	22	148

Año	8 Baja California		9 Baja California Sur ^{1/}		10 Mulegé		SIN		SEN	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)
2004	47	358	11	81	1	10	1,347	8,450	1,406	8,899
2005	60	433	13	88	2	11	1,580	8,798	1,655	9,330
2006	56	412	14	89	2	10	1,533	8,239	1,605	8,750
2007	56	423	16	96	2	12	1,516	9,095	1,590	9,626
2008	76	414	17	98	3	14	1,362	8,462	1,458	8,988
2009	73	415	19	103	3	14	1,376	8,487	1,470	9,018
2010	82	404	19	102	3	14	1,458	8,975	1,561	9,495
2011	78	397	17	95	3	14	1,529	9,625	1,627	10,132
2012	97	425	18	113	4	16	1,855	10,435	1,973	10,989
2013	88	401	19	103	3	15	1,638	9,628	1,748	10,147
2014	94	449	19	107	4	16	1,596	9,632	1,712	10,204
2015	81	405	20	105	3	14	1,169	6,936	1,272	7,460
2016 ^{2/}	75	375	19	107	3	14	1,056	6,919	1,152	7,415

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.3. CONSUMO FINAL^{1/}
(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{2/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2004	32,479	26,746	37,558	12,318	14,390	31,641	5,777	8,921	1,131	82	160,909	171,043
2005	33,275	28,159	39,396	12,975	15,434	32,478	5,927	8,981	1,239	82	167,644	177,946
2006	33,517	29,236	40,577	13,365	15,860	34,314	6,366	9,622	1,365	86	173,235	184,308
2007	33,879	30,257	42,836	13,920	16,321	34,775	6,992	9,755	1,481	98	178,981	190,315
2008	34,372	31,005	43,586	13,972	16,241	35,370	7,483	9,944	1,665	107	182,029	193,744
2009	34,199	31,050	42,681	14,200	16,246	34,659	7,721	9,720	1,719	109	180,756	192,304
2010	34,789	31,734	45,144	14,567	17,052	37,261	7,732	9,605	1,722	107	188,279	199,714
2011	36,540	33,567	48,599	16,264	18,340	40,608	8,142	10,044	1,882	112	202,060	214,097
2012	37,792	34,836	49,959	16,895	18,656	40,941	8,354	10,514	1,932	115	207,433	219,995
2013	38,818	35,292	50,428	17,263	18,743	40,989	8,660	10,554	1,965	118	210,192	222,829
2014	39,064	35,986	51,952	17,796	19,596	41,947	9,032	11,122	2,016	124	215,373	228,635
2015	40,364	37,286	53,884	18,497	20,368	43,231	9,730	11,618	2,098	124	223,360	237,199
2016 ^{3/}	44,978	38,419	54,340	20,017	21,231	44,498	10,342	12,005	2,239	123	233,825	248,192

^{1/} Incluye ventas por sector tarifario, autoabastecimiento remoto y ventas asociadas a la reducción de pérdidas no técnicas. ^{2/} Sistema La Paz.

^{3/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.4. DEMANDA MÁXIMA BRUTA
(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2004	8,047	5,425	6,523	2,606	2,853	6,148	1,087	1,856	234	20	29,301
2005	8,287	5,684	7,047	2,872	2,997	6,068	1,174	1,909	264	21	31,268
2006	8,419	5,882	7,106	2,916	3,113	6,319	1,268	2,095	284	22	31,547
2007	8,606	5,786	7,437	3,059	3,130	6,586	1,275	2,208	307	24	32,577
2008	8,435	6,181	8,069	3,072	3,328	6,780	1,375	2,092	341	26	33,680
2009	8,702	6,071	7,763	3,285	3,248	6,886	1,435	2,129	360	26	33,568
2010	9,004	6,356	8,175	3,617	3,385	7,070	1,520	2,229	368	26	35,310
2011	8,844	6,577	8,669	3,772	3,682	7,587	1,544	2,237	385	27	37,256
2012	8,651	6,626	8,975	3,870	3,725	7,798	1,558	2,302	389	26	38,000
2013	8,411	6,709	9,207	4,087	3,841	7,781	1,628	2,225	407	27	38,138
2014	8,192	6,767	9,104	4,034	3,955	7,876	1,664	2,350	428	28	39,000
2015	8,151	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	432	28	39,840
2016 ^{2/}	8,567	7,128	9,351	4,350	4,258	8,710	1,893	2,621	442	28	40,893

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.5. ENERGÍA ELÉCTRICA DE AUTOABASTECIMIENTO REMOTO

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2004	1,319	770	1,353	6	977	3,666	36	53	0	0	8,127	8,180
2005	1,479	855	1,811	1	1,314	3,393	34	0	0	0	8,887	8,887
2006	1,633	1,073	1,693	9	1,425	3,850	22	0	0	0	9,705	9,705
2007	1,681	1,096	2,298	13	1,480	4,022	37	0	0	0	10,627	10,627
2008	1,947	1,142	2,268	13	1,451	3,934	17	0	0	0	10,772	10,772
2009	1,923	1,322	2,543	69	979	3,826	41	0	0	0	10,704	10,704
2010	1,473	1,423	2,693	290	1,641	4,252	110	17	0	0	11,882	11,899
2011	1,544	1,369	2,596	326	1,644	4,244	101	49	0	0	11,823	11,871
2012	1,598	1,670	2,651	394	1,887	3,847	110	127	0	0	12,157	12,283
2013	1,868	2,398	3,137	666	1,860	4,946	132	444	0	0	15,005	15,449
2014	2,373	2,764	4,096	2,026	2,078	5,282	213	590	0	0	18,833	19,424
2015	2,990	3,162	5,241	2,477	2,165	6,603	336	876	0	0	22,974	23,850
2016 ^{2/}	4,393	3,828	6,324	3,470	2,441	7,298	444	788	0	0	28,198	28,986

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.6. PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2004	13,321	6,118	5,806	1,573	2,198	3,780	1,007	973	121	3	33,803	34,900
2005	14,602	6,294	5,962	1,799	2,271	4,261	1,044	1,052	126	6	36,233	37,417
2006	15,856	6,547	6,327	1,884	2,382	4,253	1,134	1,054	151	11	38,383	39,599
2007	16,886	6,043	6,087	1,993	2,568	4,494	1,184	1,094	145	9	39,255	40,503
2008	16,848	6,332	6,604	2,020	2,586	4,584	1,189	1,060	169	14	40,163	41,406
2009	16,709	6,361	7,224	2,061	2,672	4,989	1,292	965	168	9	41,308	42,449
2010	18,088	6,612	7,943	1,956	2,866	4,327	1,269	982	191	15	43,062	44,250
2011	17,116	6,999	8,920	2,062	3,280	4,699	1,339	986	187	12	44,416	45,601
2012	15,542	6,928	8,844	2,142	3,278	4,740	1,317	1,082	165	12	42,791	44,049
2013	13,751	7,066	8,763	2,265	3,355	4,719	1,373	1,042	172	13	41,293	42,519
2014	12,885	7,016	8,822	2,300	3,024	4,715	1,333	1,027	187	11	40,095	41,321
2015	12,022	7,313	8,571	2,215	2,845	4,909	1,514	1,047	194	8	39,390	40,640
2016 ^{2/}	11,606	7,367	7,701	2,374	2,884	5,465	1,396	1,008	191	9	38,793	40,002

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.7. POBLACIÓN
(Millones)

Año	Población
2015	121
2016	122
2017	124
2018	125
2019	126
2020	127
2021	128
2022	129
2023	130
2024	132
2025	133
2026	134
2027	135
2028	136
2029	137
2030	137
2031	138

Fuente: CONAPO.

TABLA 3.2.8. PRECIO MEDIO DE ELECTRICIDAD^{1/}
(Pesos/kilowatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{2/}	SIN	SEN
2004	1.02	1.00	1.05	0.98	1.03	0.99	1.04	1.03	1.09	1.01	1.02
2005	1.06	1.06	1.15	1.02	1.11	1.07	1.15	1.10	1.18	1.09	1.10
2006	1.19	1.17	1.24	1.13	1.23	1.17	1.24	1.20	1.23	1.20	1.20
2007	1.26	1.21	1.30	1.16	1.28	1.22	2.15	1.23	1.31	1.37	1.35
2008	1.35	1.34	1.43	1.30	1.43	1.35	1.59	1.39	1.44	1.40	1.40
2009	1.38	1.26	1.34	1.21	1.31	1.27	1.91	1.30	1.31	1.38	1.37
2010	1.51	1.36	1.45	1.32	1.41	1.39	2.60	1.36	1.42	1.58	1.54
2011	1.64	1.47	1.55	1.42	1.52	1.42	1.68	1.44	1.52	1.53	1.52
2012	1.67	1.55	1.58	1.51	1.62	1.57	1.75	1.54	1.60	1.60	1.60
2013	1.77	1.59	1.62	1.55	1.63	1.62	1.99	1.61	1.63	1.68	1.67
2014	1.89	1.67	1.71	1.62	1.67	1.68	1.92	1.66	1.70	1.74	1.72
2015	1.85	1.59	1.64	1.52	1.65	1.66	1.80	1.55	1.59	1.67	1.65
2016 ^{3/}	1.90	1.74	1.72	1.59	1.64	1.66	1.86	1.60	1.65	1.73	1.71

^{1/} Promedio del precio medio por sector de consumo de electricidad. ^{2/} Sistema La Paz y Mulegé. ^{3/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.2.9. USUARIOS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

(Número)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	SIN	SEN
2004	7,040,215	7,544,145	7,848,783	2,787,846	1,419,378	1,630,964	1,037,352	952,726	172,445	29,308,683	30,433,854
2005	7,060,233	7,279,554	8,169,424	2,919,134	1,474,498	1,686,502	1,090,584	1,002,311	184,238	29,679,929	30,866,477
2006	7,105,419	7,588,344	8,493,615	3,019,903	1,531,363	1,750,451	1,148,942	1,052,236	192,953	30,638,037	31,883,227
2007	7,132,268	7,917,563	8,860,582	3,152,272	1,624,692	1,815,710	1,203,286	1,101,022	206,306	31,706,372	33,013,700
2008	7,209,216	8,263,739	9,146,331	3,299,479	1,699,230	1,857,215	1,269,676	1,141,257	219,793	32,744,886	34,105,936
2009	7,273,283	8,559,684	9,434,423	3,403,409	1,731,063	1,888,752	1,307,073	1,157,083	227,015	33,597,688	34,981,785
2010	7,294,945	8,804,621	9,676,795	3,513,212	1,776,231	1,892,858	1,357,286	1,169,372	232,850	34,315,949	35,718,171
2011	7,616,357	9,054,904	8,671,001	3,573,407	1,801,039	1,894,345	1,417,700	1,198,625	240,614	34,028,753	35,467,992
2012	7,872,433	9,340,296	8,935,183	3,650,218	1,826,519	1,900,120	1,470,445	1,229,209	248,181	34,995,214	36,472,604
2013	8,100,068	9,615,020	9,176,821	3,719,035	1,860,146	1,983,354	1,540,337	1,257,025	256,755	35,994,780	37,508,560
2014	8,371,392	9,912,843	9,418,501	3,775,752	1,882,759	2,002,239	1,606,010	1,276,972	264,173	36,969,497	38,510,643
2015	8,573,821	10,240,123	9,717,811	3,938,295	1,953,620	2,053,028	1,663,763	1,321,087	276,507	38,140,461	39,738,055
2016 ^{2/}	9,138,850	10,355,487	9,872,357	1,974,165	2,076,526	3,968,887	1,732,649	1,363,046	284,206	39,118,921	40,766,173

^{1/} Sistema La Paz y Mulegé. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.3.1. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2016	59,103	47,642	63,407	23,389	24,696	52,297	12,129	13,438	2,541	151	282,662	298,792
2017	60,093	48,791	65,125	23,959	25,335	53,771	12,573	13,797	2,625	161	289,647	306,230
2018	61,301	50,111	67,219	24,910	26,119	55,483	12,969	14,228	2,716	168	298,111	315,222
2019	62,605	51,521	69,457	25,797	26,975	57,300	13,415	14,646	2,816	174	307,070	324,706
2020	63,971	52,954	71,812	26,692	27,829	59,129	13,931	15,071	2,920	181	316,319	334,490
2021	65,255	54,402	74,256	27,558	28,696	61,064	14,477	15,504	3,035	188	325,709	344,436
2022	66,563	55,933	76,831	28,430	29,586	63,041	15,028	15,957	3,157	195	335,413	354,721
2023	67,897	57,505	79,468	29,367	30,455	65,061	15,600	16,422	3,281	202	345,353	365,259
2024	69,268	59,132	82,137	30,359	31,331	67,069	16,199	16,899	3,410	210	355,496	376,015
2025	70,720	60,739	84,934	31,282	32,216	69,166	16,809	17,379	3,543	217	365,865	387,005
2026	72,171	62,353	87,768	32,272	33,138	71,296	17,461	17,859	3,681	226	376,458	398,224
2027	73,697	64,003	90,651	33,244	34,059	73,493	18,133	18,347	3,823	234	387,280	409,685
2028	75,252	65,682	93,495	34,238	35,004	75,723	18,840	18,856	3,971	243	398,234	421,304
2029	76,849	67,414	96,410	35,278	35,968	77,968	19,589	19,352	4,124	252	409,477	433,206
2030	78,487	69,163	99,369	36,335	36,918	80,260	20,358	19,869	4,281	261	420,889	445,301
2031	80,139	70,951	102,416	37,411	37,884	82,550	21,155	20,346	4,438	271	432,507	457,561
TMCA^{2/} 2017-2031	2.1%	2.7%	3.2%	3.2%	2.9%	3.1%	3.8%	2.8%	3.8%	4.0%	2.9%	2.9%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.2. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO BAJO)

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2016	59,103	47,642	63,407	23,389	24,696	52,297	12,129	13,438	2,541	151	282,662	298,792
2017	60,008	48,393	64,691	23,589	25,200	53,450	12,468	13,680	2,589	158	287,798	304,225
2018	61,110	49,403	66,465	24,198	25,836	54,971	12,750	14,006	2,663	163	294,732	311,564
2019	62,346	50,505	68,500	24,789	26,499	56,523	13,045	14,322	2,740	167	302,207	319,437
2020	63,581	51,678	70,531	25,331	27,185	58,080	13,474	14,638	2,821	172	309,860	327,492
2021	64,661	52,859	72,618	25,945	27,958	59,566	13,962	14,941	2,906	177	317,568	335,593
2022	65,787	53,978	74,654	26,604	28,742	61,140	14,439	15,291	3,006	184	325,345	343,825
2023	66,939	55,118	76,749	27,303	29,541	62,709	14,955	15,665	3,108	190	333,315	352,278
2024	68,142	56,387	78,911	27,963	30,355	64,369	15,483	16,049	3,214	196	341,610	361,070
2025	69,415	57,643	81,092	28,642	31,147	66,020	16,006	16,450	3,323	203	349,964	369,940
2026	70,683	58,993	83,342	29,284	31,967	67,812	16,564	16,848	3,436	210	358,645	379,139
2027	72,032	60,302	85,602	29,980	32,778	69,499	17,128	17,251	3,547	217	367,322	388,337
2028	73,392	61,641	87,962	30,751	33,611	71,012	17,725	17,671	3,669	224	376,094	397,658
2029	74,783	62,920	90,365	31,526	34,452	72,721	18,349	18,095	3,795	232	385,115	407,236
2030	76,218	64,296	92,798	32,314	35,279	74,455	18,971	18,520	3,925	240	394,330	417,015
2031	77,634	65,663	95,318	33,121	36,120	76,419	19,598	18,914	4,055	248	403,873	427,089
TMCA^{2/} 2017-2031	1.8%	2.2%	2.8%	2.3%	2.6%	2.6%	3.3%	2.3%	3.2%	3.3%	2.4%	2.4%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.3. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO ALTO)

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2016	59,103	47,642	63,407	23,389	24,696	52,297	12,129	13,438	2,541	151	282,662	298,792
2017	60,389	49,299	65,669	24,079	25,463	54,473	12,711	13,833	2,688	164	292,083	308,769
2018	62,032	50,885	68,516	25,081	26,444	56,530	13,251	14,377	2,816	172	302,740	320,105
2019	63,855	52,769	71,641	26,154	27,456	58,747	13,803	14,897	2,954	180	314,424	332,455
2020	65,645	54,745	74,765	27,267	28,473	61,120	14,363	15,448	3,100	189	326,379	345,116
2021	67,515	56,950	77,950	28,432	29,510	63,709	14,950	16,025	3,230	197	339,016	358,468
2022	69,175	59,137	81,335	29,636	30,587	66,348	15,624	16,620	3,365	206	351,842	372,033
2023	70,878	61,125	84,875	30,873	31,661	69,059	16,273	17,229	3,504	214	364,744	385,691
2024	72,602	63,123	88,390	32,137	32,823	71,687	16,954	17,863	3,648	223	377,717	399,450
2025	74,447	65,104	91,832	33,411	33,997	74,379	17,689	18,528	3,796	232	390,859	413,415
2026	76,302	67,136	95,422	34,717	35,207	77,226	18,477	19,133	3,951	241	404,486	427,810
2027	78,226	69,211	99,110	36,003	36,460	80,170	19,328	19,747	4,111	251	418,508	442,617
2028	80,189	71,334	102,947	37,330	37,767	83,171	20,246	20,384	4,278	261	432,984	457,908
2029	82,213	73,536	106,894	38,725	39,121	86,243	21,244	21,031	4,452	272	447,975	473,730
2030	84,295	75,772	110,910	40,158	40,528	89,431	22,327	21,685	4,632	283	463,420	490,021
2031	86,421	78,070	115,060	41,611	41,980	92,734	23,514	22,288	4,818	294	479,389	506,789
TMCA^{2/} 2017-2031	2.6%	3.3%	4.1%	3.9%	3.6%	3.9%	4.5%	3.4%	4.4%	4.5%	3.6%	3.6%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.4. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO DEL SEN POR ESCENARIOS
(Gigawatt-hora)

Año	Bajo	TCA ^{1/}	Planeación	TCA ^{1/}	Alto	TCA ^{1/}
2016	298,792	3.7%	298,792	3.7%	298,792	3.7%
2017	304,225	1.8%	306,230	2.5%	308,769	3.3%
2018	311,564	2.4%	315,222	2.9%	320,105	3.7%
2019	319,437	2.5%	324,706	3.0%	332,455	3.9%
2020	327,492	2.5%	334,490	3.0%	345,116	3.8%
2021	335,593	2.5%	344,436	3.0%	358,468	3.9%
2022	343,825	2.5%	354,721	3.0%	372,033	3.8%
2023	352,278	2.5%	365,259	3.0%	385,691	3.7%
2024	361,070	2.5%	376,015	2.9%	399,450	3.6%
2025	369,940	2.5%	387,005	2.9%	413,415	3.5%
2026	379,139	2.5%	398,224	2.9%	427,810	3.5%
2027	388,337	2.4%	409,685	2.9%	442,617	3.5%
2028	397,658	2.4%	421,304	2.8%	457,908	3.5%
2029	407,236	2.4%	433,206	2.8%	473,730	3.5%
2030	417,015	2.4%	445,301	2.8%	490,021	3.4%
2031	427,089	2.4%	457,561	2.8%	506,789	3.4%
TCMA^{2/} 2017-2031		2.4%		2.9%		3.6%

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.5. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)
(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2016	8,567	7,128	9,351	4,350	4,258	8,710	1,893	2,621	442	28	40,893
2017	8,666	7,320	9,632	4,520	4,405	9,023	1,954	2,702	458	29	42,243
2018	8,840	7,529	9,941	4,699	4,541	9,310	2,015	2,787	475	30	43,499
2019	9,029	7,741	10,272	4,866	4,690	9,615	2,084	2,868	493	31	44,816
2020	9,229	7,966	10,622	5,036	4,841	9,927	2,165	2,951	512	33	46,165
2021	9,415	8,190	10,984	5,199	4,990	10,250	2,250	3,036	533	34	47,573
2022	9,604	8,427	11,364	5,364	5,145	10,581	2,336	3,125	555	35	49,000
2023	9,797	8,670	11,755	5,541	5,296	10,920	2,425	3,216	578	36	50,464
2024	9,999	8,928	12,151	5,728	5,452	11,263	2,518	3,309	600	38	51,944
2025	10,209	9,182	12,565	5,903	5,604	11,613	2,613	3,401	625	39	53,500
2026	10,419	9,430	12,984	6,090	5,765	11,970	2,714	3,495	650	41	55,056
2027	10,639	9,680	13,410	6,273	5,925	12,339	2,819	3,590	675	42	56,643
2028	10,868	9,941	13,833	6,461	6,093	12,707	2,929	3,692	702	44	58,225
2029	11,100	10,212	14,264	6,658	6,264	13,091	3,045	3,787	730	45	59,923
2030	11,336	10,485	14,702	6,858	6,429	13,475	3,165	3,888	759	47	61,603
2031	11,575	10,771	15,153	7,061	6,597	13,860	3,289	3,981	787	49	63,318
TMCA^{2/} 2017-2031	2.0%	2.8%	3.3%	3.3%	3.0%	3.1%	3.8%	2.8%	3.9%	3.7%	3.0%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO BAJO)

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2016	8,567	7,128	9,351	4,350	4,258	8,710	1,893	2,621	442	28	40,893
2017	8,654	7,261	9,568	4,450	4,381	8,969	1,937	2,679	451	28	41,966
2018	8,813	7,422	9,830	4,565	4,492	9,224	1,981	2,743	465	29	42,990
2019	8,991	7,588	10,131	4,676	4,607	9,485	2,027	2,805	480	30	44,082
2020	9,173	7,774	10,432	4,779	4,729	9,751	2,094	2,866	493	31	45,190
2021	9,330	7,958	10,741	4,895	4,862	9,998	2,170	2,926	510	32	46,345
2022	9,492	8,132	11,042	5,020	4,998	10,262	2,244	2,995	529	33	47,490
2023	9,658	8,310	11,352	5,151	5,138	10,526	2,324	3,068	547	34	48,663
2024	9,836	8,513	11,673	5,276	5,282	10,810	2,407	3,143	564	35	49,870
2025	10,021	8,715	11,996	5,405	5,418	11,085	2,488	3,219	586	37	51,127
2026	10,204	8,922	12,329	5,526	5,561	11,385	2,575	3,297	606	38	52,400
2027	10,399	9,120	12,663	5,657	5,702	11,669	2,663	3,376	626	39	53,670
2028	10,599	9,330	13,014	5,803	5,851	11,916	2,756	3,460	647	40	54,928
2029	10,801	9,531	13,370	5,950	6,000	12,210	2,853	3,541	672	42	56,294
2030	11,008	9,747	13,730	6,099	6,144	12,501	2,949	3,624	695	43	57,648
2031	11,213	9,969	14,103	6,251	6,290	12,831	3,047	3,701	720	45	59,057
TCMA^{2/} 2017-2031	1.8%	2.3%	2.8%	2.4%	2.6%	2.6%	3.2%	2.3%	3.3%	3.1%	2.5%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.7. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO ALTO)

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2016	8,567	7,128	9,351	4,350	4,258	8,710	1,893	2,621	442	28	40,893
2017	8,709	7,397	9,712	4,542	4,427	9,140	1,975	2,709	469	30	42,599
2018	8,946	7,645	10,133	4,731	4,598	9,486	2,059	2,816	492	31	44,168
2019	9,209	7,928	10,595	4,934	4,773	9,858	2,145	2,918	517	33	45,876
2020	9,471	8,236	11,059	5,144	4,953	10,261	2,232	3,025	542	34	47,618
2021	9,742	8,574	11,530	5,364	5,132	10,693	2,323	3,139	567	36	49,500
2022	9,981	8,910	12,031	5,592	5,319	11,136	2,428	3,255	592	37	51,387
2023	10,227	9,216	12,554	5,825	5,506	11,591	2,529	3,374	617	39	53,285
2024	10,480	9,530	13,076	6,064	5,712	12,039	2,636	3,498	640	40	55,181
2025	10,747	9,842	13,585	6,305	5,914	12,488	2,750	3,626	669	42	57,151
2026	11,015	10,153	14,116	6,551	6,125	12,966	2,872	3,744	697	43	59,157
2027	11,293	10,467	14,662	6,794	6,343	13,460	3,005	3,864	726	45	61,217
2028	11,581	10,797	15,231	7,045	6,574	13,957	3,147	3,992	754	47	63,316
2029	11,874	11,139	15,815	7,309	6,813	14,480	3,303	4,115	788	49	65,570
2030	12,175	11,487	16,409	7,579	7,058	15,015	3,471	4,243	821	51	67,848
2031	12,482	11,852	17,023	7,854	7,311	15,570	3,655	4,361	855	53	70,208
TCMA^{2/} 2017-2031	2.5%	3.4%	4.1%	4.0%	3.7%	3.9%	4.5%	3.5%	4.5%	4.3%	3.7%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.8. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN POR ESCENARIOS
(Megawatt-hora/hora)

Año	Bajo	TCA ^{1/}	Planeación	TCA ^{1/}	Alto	TCA ^{1/}
2016	40,893	2.6%	40,893	2.6%	40,893	2.6%
2017	41,966	2.6%	42,243	3.3%	42,599	4.2%
2018	42,990	2.4%	43,499	3.0%	44,168	3.7%
2019	44,082	2.5%	44,816	3.0%	45,876	3.9%
2020	45,190	2.5%	46,165	3.0%	47,618	3.8%
2021	46,345	2.6%	47,573	3.0%	49,500	4.0%
2022	47,490	2.5%	49,000	3.0%	51,387	3.8%
2023	48,663	2.5%	50,464	3.0%	53,285	3.7%
2024	49,870	2.5%	51,944	2.9%	55,181	3.6%
2025	51,127	2.5%	53,500	3.0%	57,151	3.6%
2026	52,400	2.5%	55,056	2.9%	59,157	3.5%
2027	53,670	2.4%	56,643	2.9%	61,217	3.5%
2028	54,928	2.3%	58,225	2.8%	63,316	3.4%
2029	56,294	2.5%	59,923	2.9%	65,570	3.6%
2030	57,648	2.4%	61,603	2.8%	67,848	3.5%
2031	59,057	2.4%	63,318	2.8%	70,208	3.5%
TMCA^{2/} 2017-2031		2.5%		3.0%		3.7%

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.9. DEMANDAS INTEGRADAS E INSTÁNTANEAS DEL SIN POR ESCENARIOS DE ESTUDIO 2017 – 2031

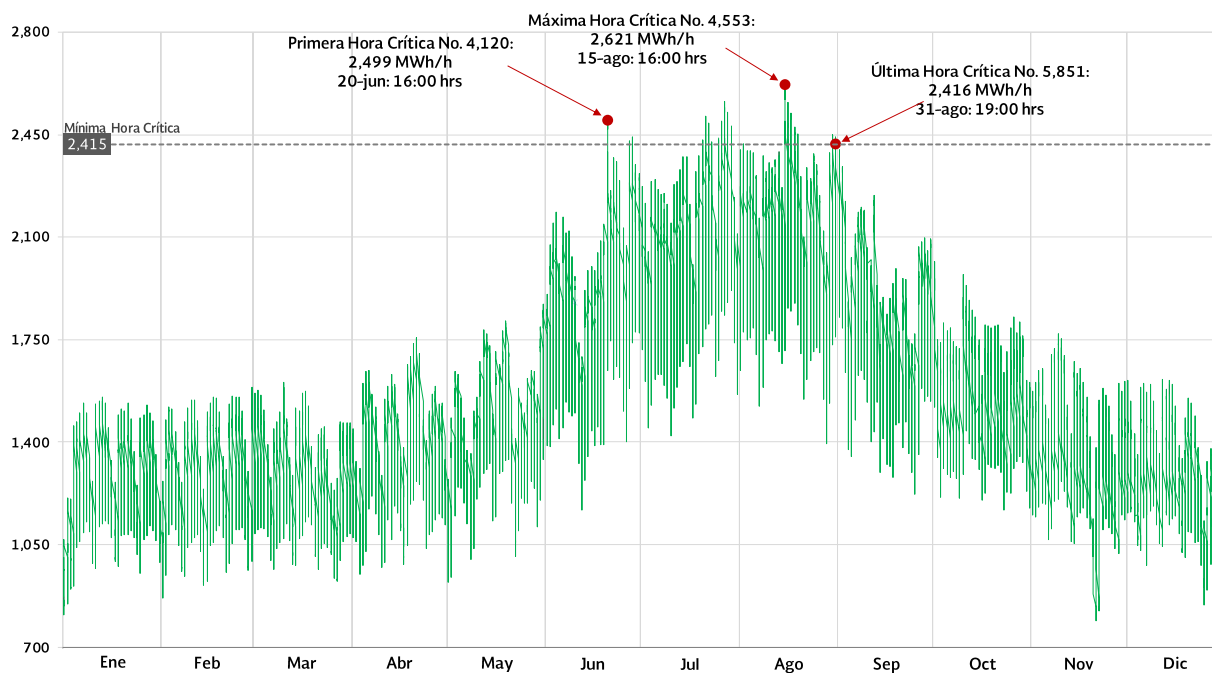
(Megawatt-hora/hora; Megawatt)

Año	Máxima de Verano (17:00 hrs)		Máxima Nocturna de Verano (23:00 hrs)		Mínima de Invierno (04:00 hrs)		Media de Invierno (14:00 hrs) ^{1/}		Media de Invierno (14:00 hrs) ^{2/}		Máxima de Invierno (20:00 hrs)	
	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea
2017	42,243	43,591	40,466	41,483	27,133	27,459	33,910	34,740	27,746	28,423	35,915	36,777
2018	43,499	44,812	41,666	42,712	27,917	28,253	34,893	35,748	28,544	29,242	36,949	37,837
2019	44,816	46,233	42,923	44,001	28,753	29,099	35,936	36,818	29,393	30,113	38,043	38,959
2020	46,165	47,626	44,198	45,307	29,468	29,824	36,937	37,845	30,132	30,871	39,124	40,067
2021	47,573	49,080	45,555	46,698	30,479	30,848	38,110	39,049	31,150	31,916	40,331	41,305
2022	51,946	53,556	49,850	51,082	33,069	33,478	41,181	42,185	33,574	34,391	43,554	44,597
2023	53,500	55,160	51,339	52,606	34,046	34,468	42,401	43,437	34,562	35,404	44,833	45,909
2024	55,071	56,782	52,828	54,132	34,873	35,306	43,553	44,619	35,408	36,273	46,075	47,182
2025	56,726	58,495	54,427	55,770	36,051	36,500	44,922	46,023	36,593	37,488	47,487	48,630
2026	58,381	60,203	56,008	57,390	37,092	37,554	46,222	47,355	37,646	38,567	48,850	50,027
2027	60,069	61,944	57,620	59,041	38,157	38,633	47,550	48,718	38,723	39,672	50,242	51,454
2028	61,752	62,471	59,214	60,675	39,049	39,538	48,793	49,992	39,638	40,611	51,581	52,827
2029	63,555	65,542	60,954	62,457	40,325	40,830	50,275	51,512	40,920	41,925	53,109	54,393
2030	65,343	67,387	62,665	64,210	41,443	41,963	51,675	52,948	42,053	43,086	54,581	55,902
2031	67,160	69,261	64,405	65,992	42,573	43,108	53,095	54,405	43,200	44,263	56,076	57,435

^{1/} Día hábil; ^{2/} Día no hábil. Fuente: CENACE, 2017.

GRÁFICO 3.3.3. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA 2016

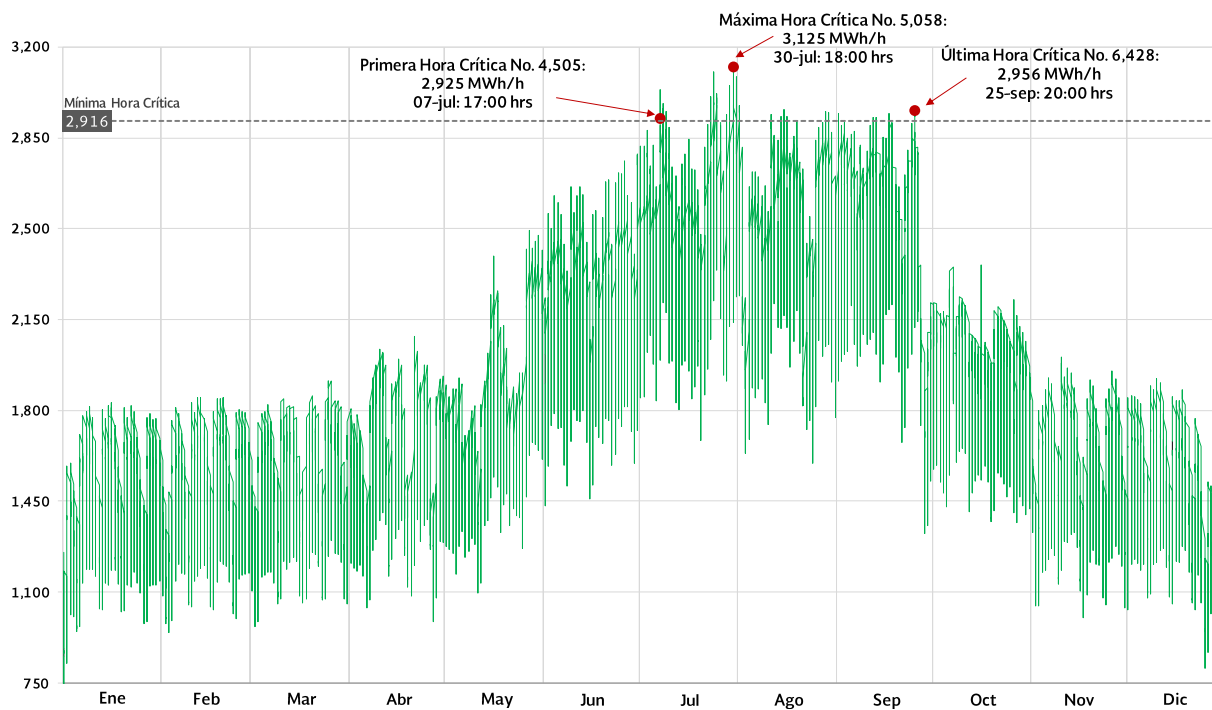
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

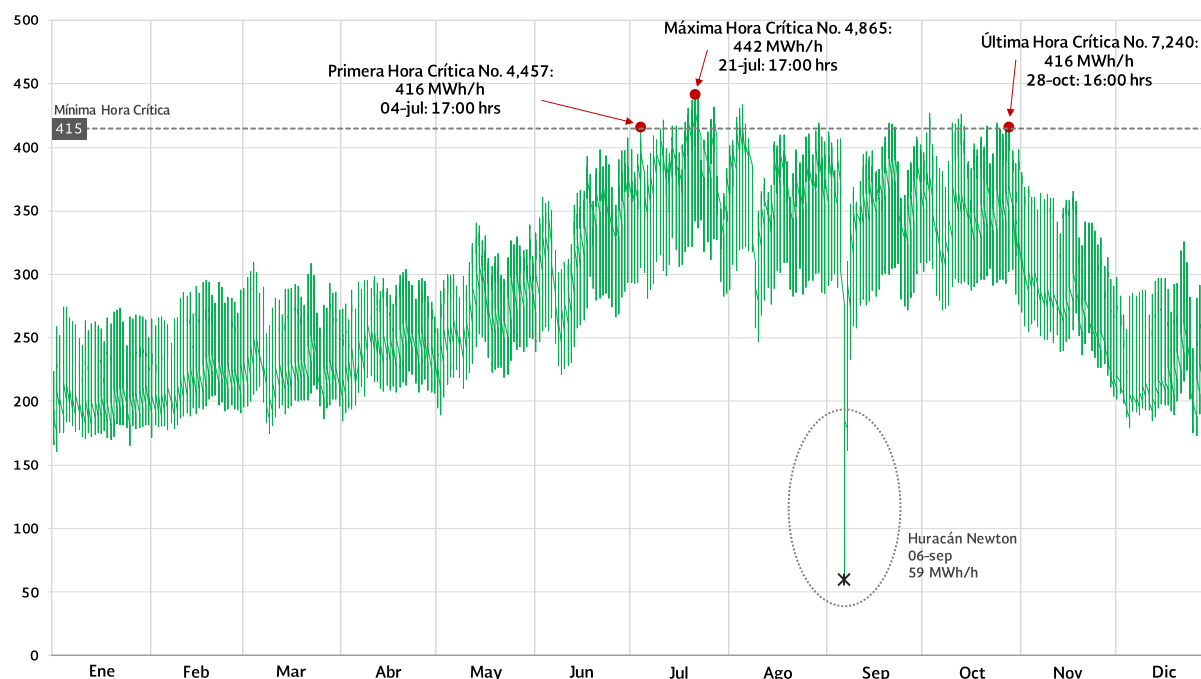
GRÁFICO 3.3.4. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA 2022

(Megawatt-hora/hora)



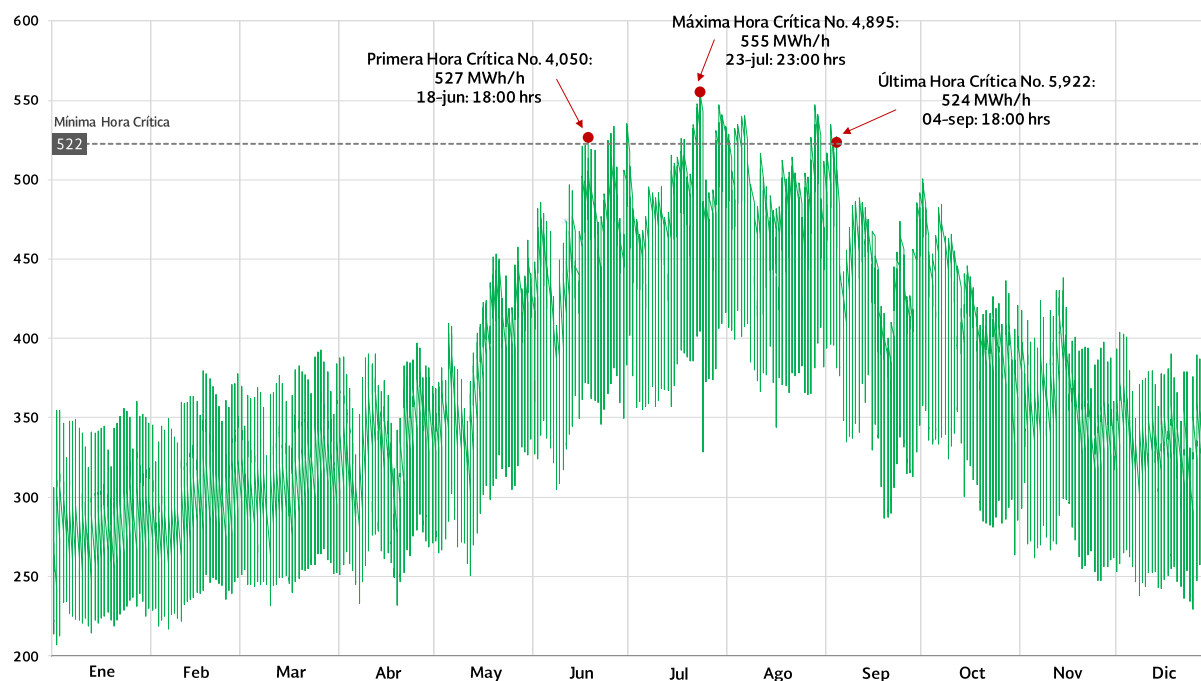
Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.5. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA SUR^{1/} 2016
(Megawatt-hora/hora)



^{1/} Sistema La Paz. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

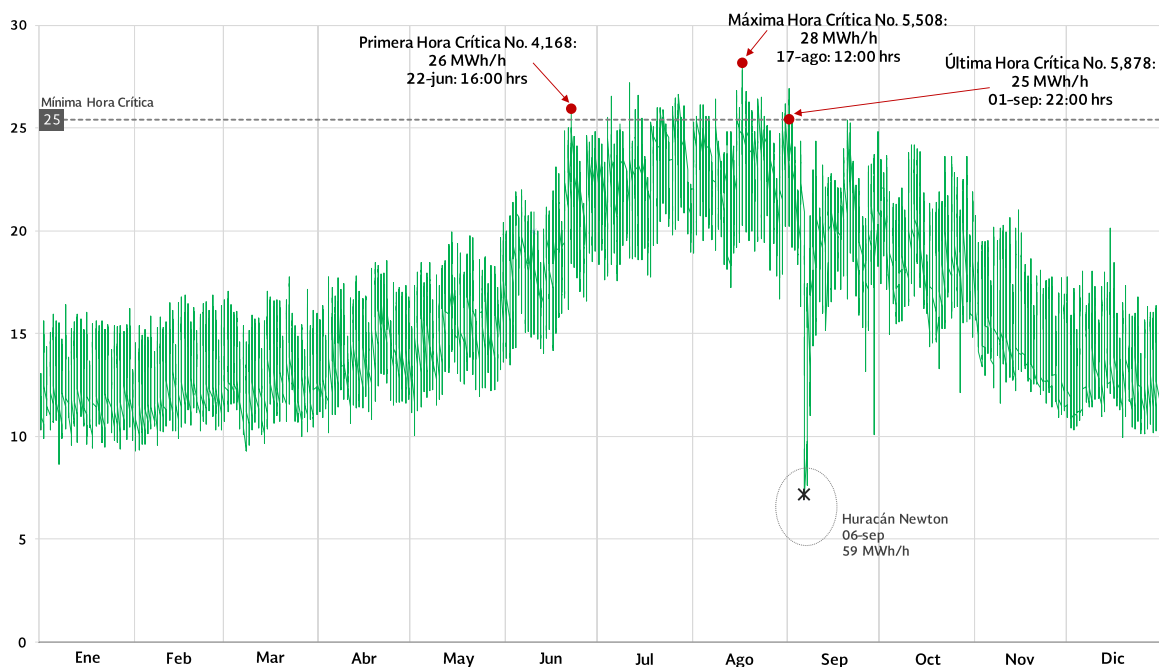
GRÁFICO 3.3.6. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA SUR^{1/} 2022
(Megawatt-hora/hora)



^{1/} Sistema La Paz. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.7. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE MULEGÉ 2016

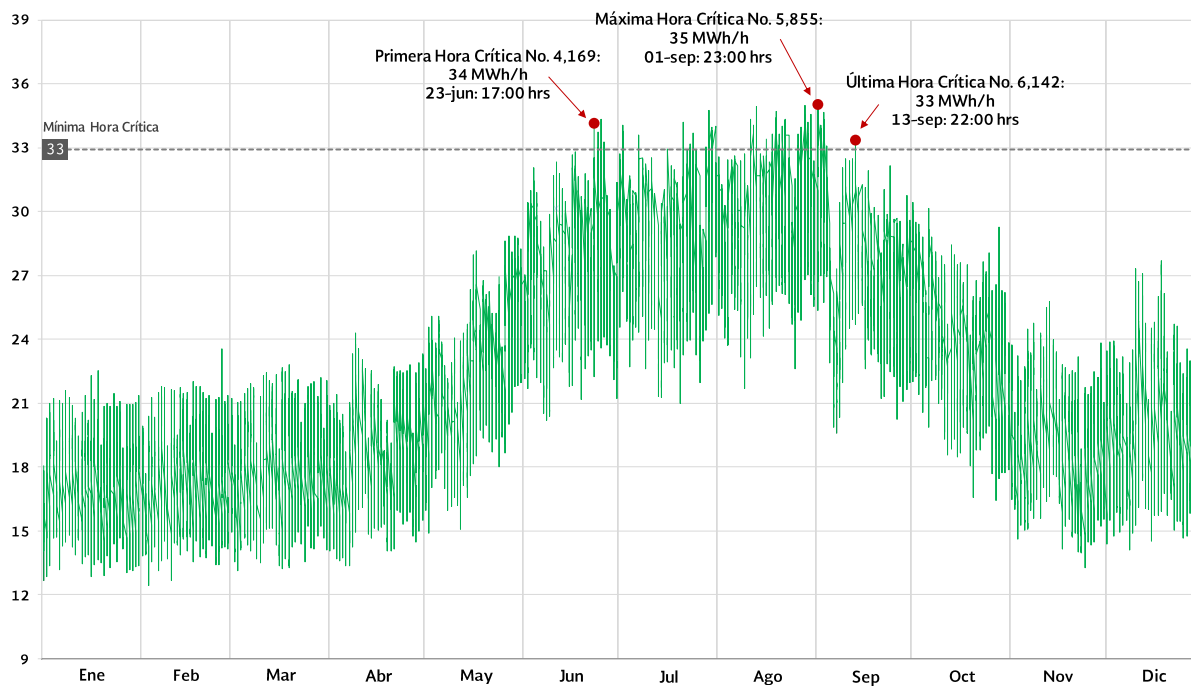
(Megawatt-hora/hora)



^{1/} Sistema La Paz. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.8. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE MULEGÉ 2022

(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.1.3. GASODUCTOS CONCLUIDOS

Nombre	Inicio de Operación	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (mmd)	Capacidad (mmpcd)
Tarahumara Pipeline (San Isidro - El Encino)	1 de julio de 2013	Chihuahua	381	369	850
NET México (Agua Dulce - Camargo)	1 de diciembre de 2014	Texas	200	725	2,100
Sierrita Gas Pipeline (Tucson - Sásabe) ^{1/}	22 de diciembre de 2014	Arizona	97	182	195
Zacatecas (Aguascalientes - Calera)	22 de agosto de 2014	Aguascalientes Zacatecas	172	70	40
Tamazunchale - El Sauz	6 de noviembre de 2014	San Luis Potosí Querétaro	229	448	630
Los Ramones Fase I (Camargo - Ramones)	1 de diciembre de 2014	Tamaulipas Nuevo León	116	587	2,100
Sásabe - Puerto Libertad (Proyecto Noroeste) ^{1/2/}	1 de diciembre de 2014	Sonora	218	569	195
Ampliación Mayakán (Nuevo Pemex)	1 de abril de 2015	Tabasco	75	140	300
Gasoducto Morelos (Nativitas - Huexca)	1 de diciembre de 2015	Morelos Puebla Tlaxcala	160	212	330
Puerto Libertad - Guaymas (Proyecto Noroeste) ^{1/2/}	1 de diciembre de 2015	Sonora	297	---	195
Los Ramones Fase II (tramo Norte) ^{3/}	1 de enero de 2016	Nuevo León San Luis Potosí	447	1,563	1,430
Los Ramones Fase II (tramo Sur) ^{3/4/}	1 de junio de 2016	San Luis Potosí Guanajuato Querétaro	291	945	1,430
Total ^{5/}			2,683	5,810	9,795

^{1/} Será expandida hasta 770 mmpcd de acuerdo con los requerimientos de CFE.^{2/} Inversión correspondiente al tramo completo Sásabe - Puerto Libertad - Guaymas. ^{3/} La construcción del ducto concluyó y se encuentra empacado. El gas comenzará a fluir una vez terminado el proyecto Los Ramones Fase II (tramo Sur). Inicialá con capacidad de 1,000 mmpcd y en julio de 2016 la capacidad aumentará en 430. ^{4/} La construcción ha concluido y se encuentra en fase de pruebas operativas. ^{5/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

TABLA 4.1.4. GASODUCTOS EN CONSTRUCCIÓN

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (mmd)	Capacidad (mmpcd)
Trans-Pecos Pipeline (Waha - Presidio)	1 marzo de 2017	Texas	230	643	1,350
Comanche Trail Pipeline (Waha - San Elizario)	1 enero de 2017	Texas	290	529	1,135
El Encino - Topolobampo (Noroeste)	1 enero de 2017	Chihuahua Sonora Sinaloa	551	1,008	670
Guaymas - El Oro (Noroeste)	1 enero de 2017	Sonora Sinaloa	331	429	510
El Oro - Mazatlán (Noroeste)	1 enero de 2017	Sinaloa	430	405	202
Ojinaga - El Encino ^{1/}	1 marzo de 2017	Chihuahua	221	299	1,356
El Encino - La Laguna ^{1/}	1 marzo de 2017	Chihuahua Durango	423	630	1,500
San Isidro - Samalayuca ^{2/}	1 enero de 2017	Chihuahua	23	109	1,135
Nueva Era ^{3/}	1 junio de 2017	Nuevo León	300	-	504
Tuxpan - Tula ^{2/}	1 diciembre de 2017	Hidalgo Puebla Veracruz	263	458	886
La Laguna - Aguascalientes ^{2/}	1 enero de 2018	Durango Zacatecas Aguascalientes	450	473	1,189
Tula - Villa de Reyes ^{2/}	1 enero de 2018	Hidalgo San Luis Potosí	420	554	886

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (mmd)	Capacidad (mmpcd)
Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara ^{2/}	1 enero de 2018	San Luis Potosí Aguascalientes Jalisco	374	294	886
Samalayuca - Sásabe ^{2/}	1 abril de 2018	Chihuahua Sonora	614	571	472
Total ^{4/}			4,920	6,402	12,681

^{1/} Programa Nacional de Infraestructura. ^{2/} Programa Nacional de Infraestructura y Plan Quinquenal. ^{3/} Programa Nacional de Infraestructura. Desarrollado por un privado. CFE reservó 504 mmpcd durante la temporada abierta, la empresa no se ha pronunciado sobre la capacidad total del gasoducto. ^{4/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

TABLA 4.1.5. GASODUCTOS EN FASE DE PERMISOS

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (mmd)	Capacidad (mmpcd)
Nueces - Brownsville	1 de septiembre de 2018	Texas	225	1,366	2,600
Matamoros - Tuxpan (Marino) ^{1/}	1 de octubre de 2018	Tamaulipas Veracruz	800	2,111	2,600
Total ^{2/}			1,025	3,477	5,200

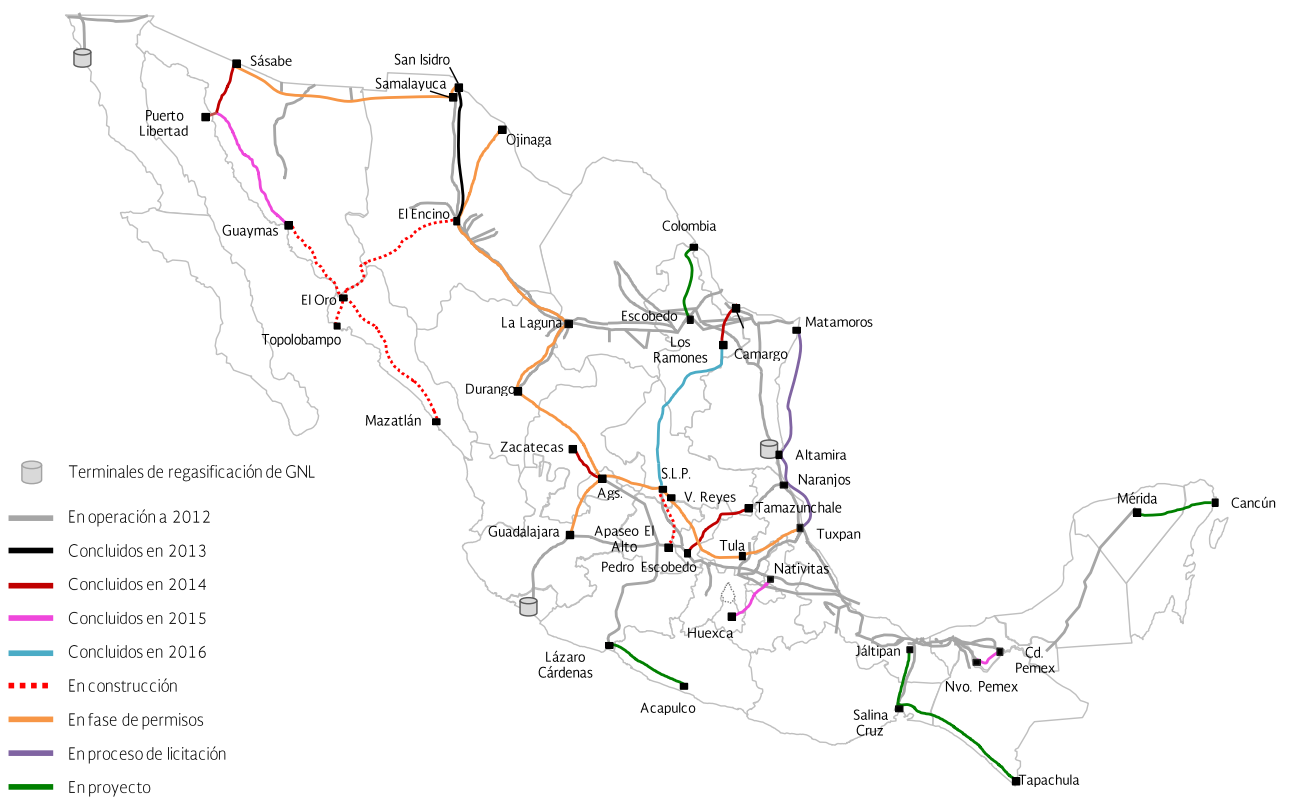
^{1/} Programa Nacional de Infraestructura y Plan Quinquenal. ^{2/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

TABLA 4.1.6. GASODUCTOS EN PROYECTOS

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (mmd)	Capacidad (mmpcd)
Ehrenberg - Los Algodones - San Luis Río Colorado	2017	Baja California Sonora	160	249	ND
Mérida - Cancún ^{1/}	2016	Yucatán Quintana Roo	300	463	ND
Jáltipan - Salina Cruz ^{2/}	2018-2019	Veracruz Oaxaca	247	643	ND
Lázaro Cárdenas - Acapulco ^{2/}	2018-2019	Michoacán Guerrero	331	456	33
Salina Cruz - Tapachula ^{1/}	2018	Oaxaca Chiapas	400	442	40
Ramones - Cempoala ^{2/}	2020	Nuevo León Veracruz	855	1980	ND
Total ^{3/}			2,293	4,233	73

^{1/} Programa Nacional de Infraestructura. ^{2/} Programa Nacional de Infraestructura y Plan Quinquenal. ^{3/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

MAPA 4.1.3. RED NACIONAL DE GASODUCTOS

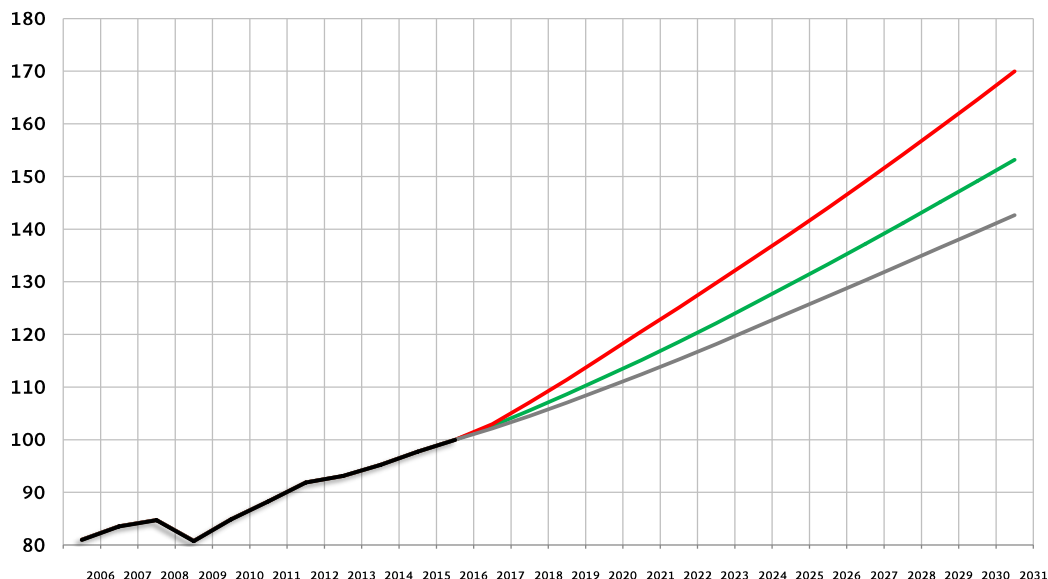


Fuente: Subsecretaría de Hidrocarburos y CENAGAS.

GRÁFICO 4.1.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO: REAL Y PRONOSTICADO 2006-2031

(Índice Base 2016 = 100)

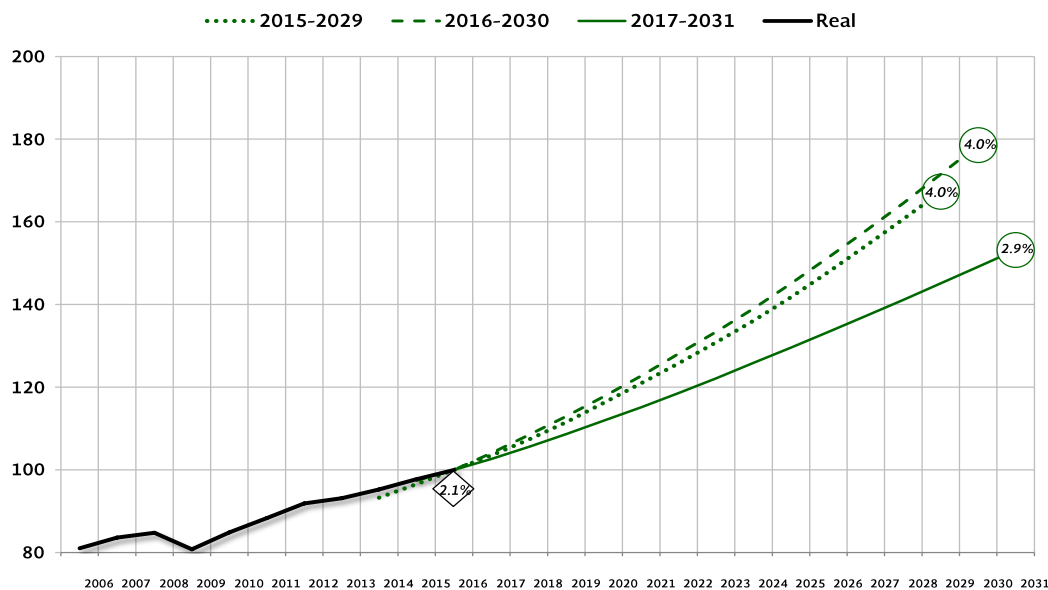
Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA ^{1/} (%)	2.4	2.9	3.6



^{1/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.1.2. TRAYECTORIAS DE PRONÓSTICOS DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO (ESCENARIOS DE PLANEACIÓN)

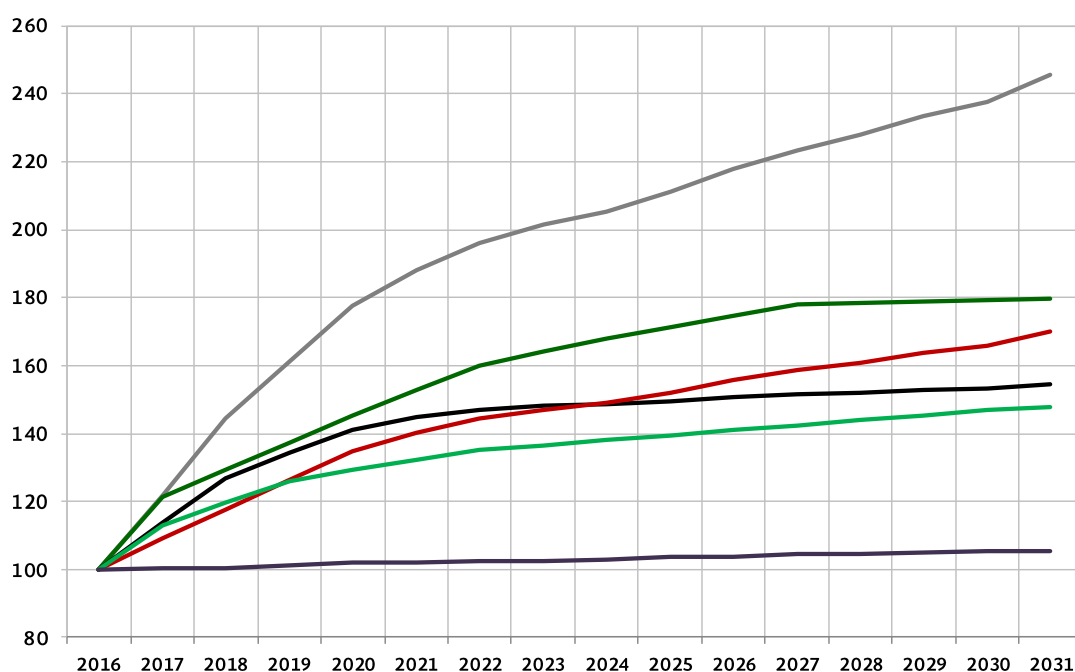
(Índice Base 2016 = 100)



Nota: Tasa media de crecimiento anual (referida al periodo de planeación). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 4.1.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2017-2031. ESCENARIO DE PLANEACIÓN
(Índice Base 2016 = 100)

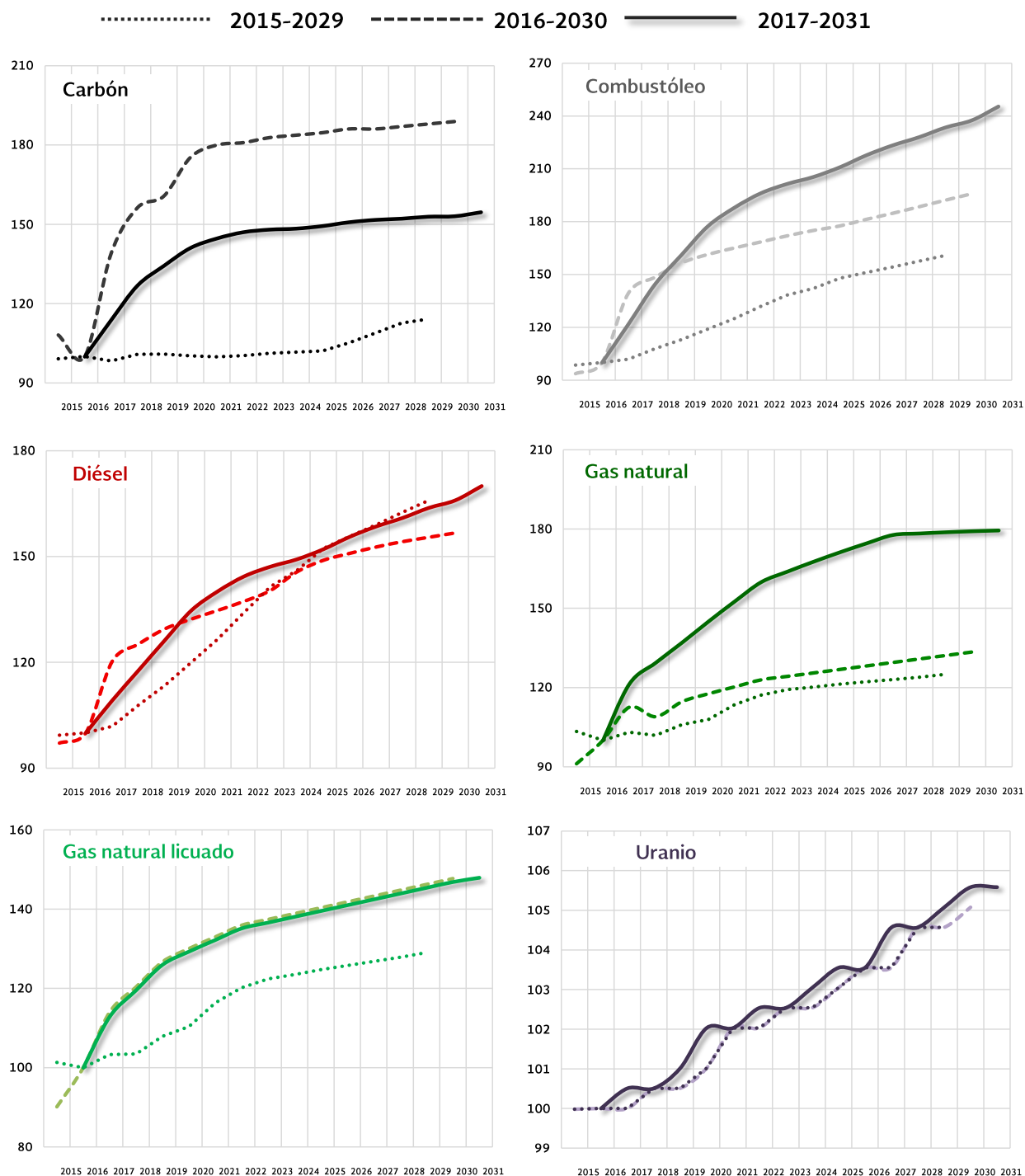
Escenario	TMCA ^{1/} (%)		
	Bajo	Planeación	Alto
Carbón	2.4	2.9	3.3
Combustóleo	0.9	6.2	11.4
Diésel	0.15	3.6	7.6
Gas Natural	3.4	4.0	7.1
Gas Natural Licuado	2.3	2.6	2.6
Uranio	0.4	0.4	0.4



^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.1.4. TRAYECTORIAS DE PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (ESCENARIOS DE PLANEACIÓN)

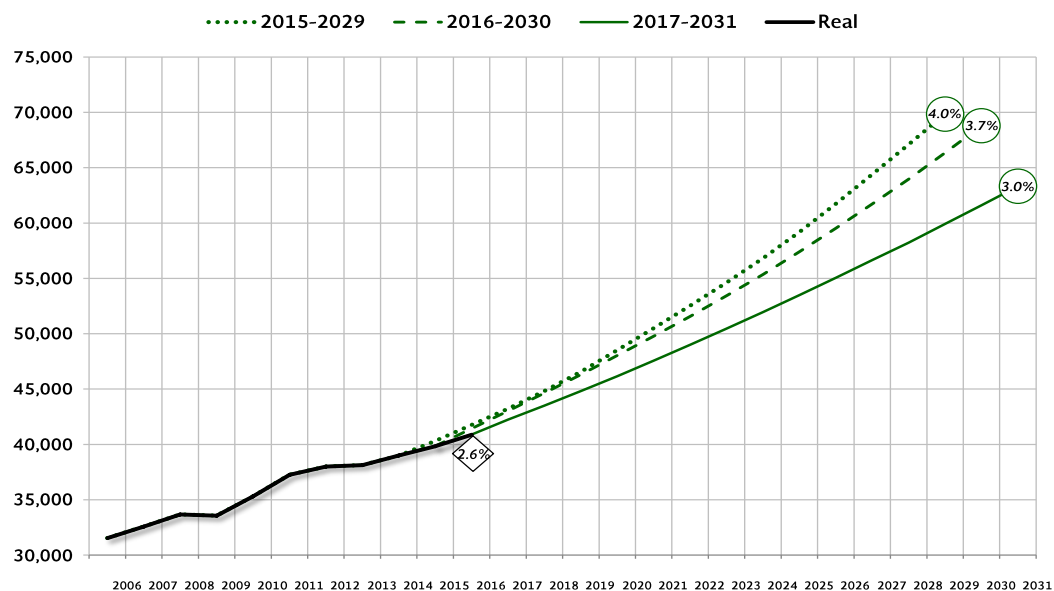
(Índice Base 2016 = 100)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.1.9. TRAYECTORIAS DE PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN (ESCENARIOS DE PLANEACIÓN)

(Megawatt-hora/hora)



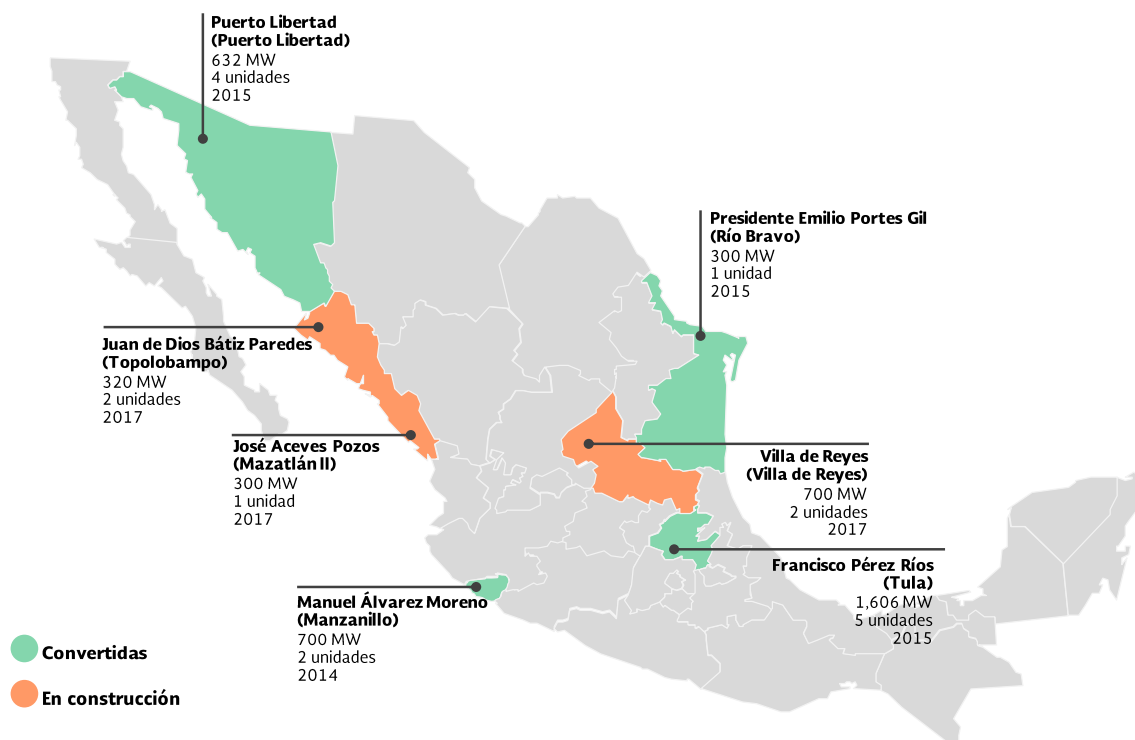
Nota: Tasa media de crecimiento anual (referida al periodo de planeación). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 4.2.1. REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS-CFE



^{1/} Recuperación de capacidad de la unidad 4 (156.5 MW) y decremento de capacidad de las unidades 1 a 3 (13.9 MW cada una) en noviembre de 2016. ^{2/} Incremento de capacidad de la unidad 2 (110 MW) en enero de 2015. Decremento de capacidad de la unidad 2 (7 MW) e incremento de capacidad de la unidad 1 (105 MW) en enero de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE.

MAPA 4.2.2. PROGRAMA DE CONVERSIÓN A DUAL-CFE



Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE.

TABLA 4.2.1. CAPACIDAD FIRME

Tecnología	Factor
Ciclo combinado	0.89
Eólica	0.15
Hidroeléctrica	Con regulación: 0.79 Central: 0.78 Oriental: 0.77 Occidental: 0.80 Noroeste: 0.25 Norte: 0.74 Noreste: 0.82 Baja California: 0.82
Solar	0.46
Turbogás	0.88

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en la información de las centrales en operación (2000-2016).

TABLA 4.2.2. EFICIENCIA TÉRMICA
(Porcentaje)

Tecnología	Intervalo
Carboeléctrica	30 - 40
Ciclo combinado	40 - 51
Combustión Interna	30 - 45
Nucleoeléctrica	35
Termoeléctrica convencional	17 - 30
Turbogás	22 - 45

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en información de las centrales eléctricas en operación (2013-2015).

TABLA 4.2.3. EMISIONES CONTAMINANTES
(Kg/MWh)

Tecnología	Contaminante			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Partículas
Carboeléctrica (≤ 350 MW)	818.7	9.9	6.1	0.5
Carboeléctrica (> 350 MW)	542.4	3.0	4.0	0.3
Ciclo combinado	417.3	0.2	1.4	0.0
Combustión Interna (≤ 20 MW)	757.7	14.7	16.5	0.2
Combustión Interna (> 20 MW)	619.4	14.5	11.6	0.3
Lecho fluidizado	860.0	2.6	0.0	0.1
Termoeléctrica convencional (≤ 115 MW)	805.7	14.7	1.3	1.0
Termoeléctrica convencional (≤ 250 MW)	600.5	9.7	0.9	0.6
Termoeléctrica convencional (> 250 MW)	678.4	12.7	1.1	0.8
Turbogás (diésel)	1408.3	47.2	8.2	0.1
Turbogás (gas)	525.5	0.0	1.8	0.0

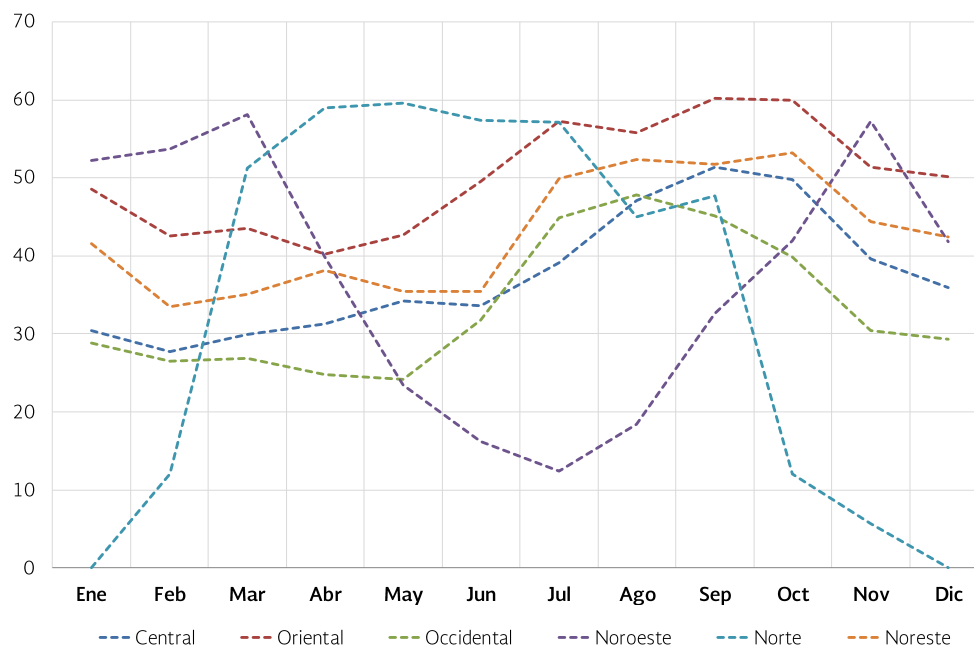
Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016).

TABLA 4.2.4. FACTOR DE PLANTA
(Porcentaje)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	80.0
Ciclo combinado (≤ 300 MW)	85.0
Ciclo combinado (> 300 MW)	70.0
Combustión Interna (≤ 3 MW)	65.0
Combustión Interna (> 3 MW)	75.0
Geotérmica	80.0
Lecho Fluidizado	85.0
Nucleoeléctrica	90.0
Termoeléctrica convencional	60.0
Turbogás (≤ 42 MW)	65.0
Turbogás (> 42 MW)	40.0

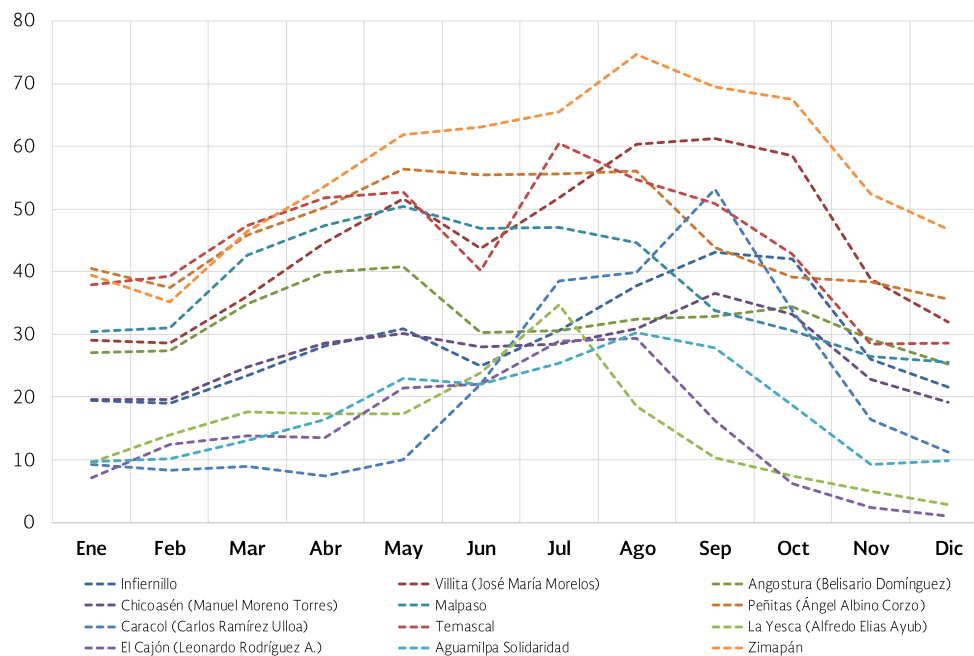
Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con los factores de planta máximos reportados por las centrales eléctricas en operación (2014-2016), según su tamaño y tecnología.

GRÁFICO 4.2.1. FACTOR DE PLANTA MENSUAL POR REGIÓN DE CONTROL
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con los factores de planta promedio reportados por las centrales eléctricas en operación (2000-2016).

GRÁFICO 4.2.2. FACTOR DE PLANTA MENSUAL DE LAS HIDROELÉCTRICAS MAYORES (CON REGULACIÓN)
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con los factores de planta promedio reportados por las centrales eléctricas en operación (2000-2016).

MAPA 4.2.3. FACTORES DE PLANTA EÓLICOS POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN

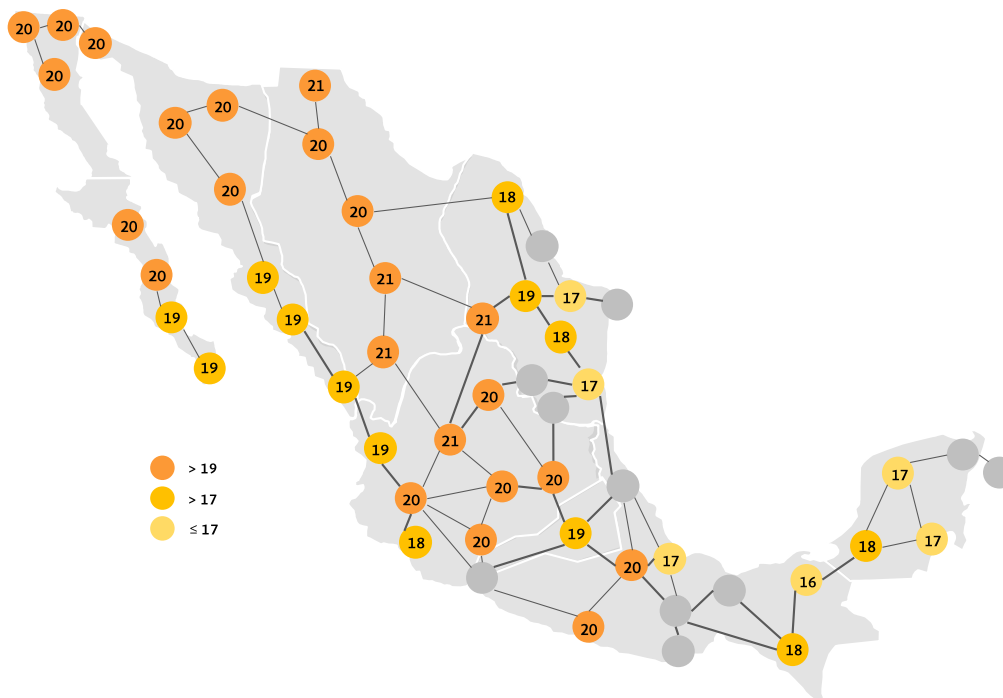
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la AMDEE y AZEL.

MAPA 4.2.4. FACTORES DE PLANTA SOLAR POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de NREL y AZEL.

TABLA 4.2.5. TASAS DE MANTENIMIENTO
(Porcentaje)

Tecnología	Región de Control							
	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California ^{1/}
Carboeléctrica	15.1					9.3		
Ciclo combinado	10.5	4.3	3.0	11.9	6.4	5.6	10.8	5.2
Combustión Interna			10.6				5.3	10.6
Geotérmica		4.6	5.1					5.4
Hidroeléctrica	6.2	9.9	5.1	7.7	9.9	3.4		
Nucleoeléctrica		10.7						
Termoeléctrica convencional	8.4	9.0	10.1	13.0	15.8	17.5	10.9	6.7
Turbogás	8.1	5.8	1.1	11.5	5.1	1.1	10.5	1.8

^{1/} Incluye Baja California Sur y Mulegé. Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en la información de mantenimientos reales de las centrales en operación en los años 2015 y 2016 y las tasas de mantenimiento reportadas por el CENACE para el periodo 2010-2014.

TABLA 4.2.6. TASAS DE SALIDA FORZADA
(Porcentaje)

Tecnología	Tasa de salida forzada
Carboeléctrica	6.6
Ciclo combinado	8.8
Combustión Interna	7.1
Geotérmica	13.2
Hidroeléctrica	1.0
Nucleoeléctrica	11.7
Termoeléctrica convencional	6.7
Turbogás	6.8

Fuente: Elaborado por la SENER con información reportada por el CENACE para el periodo 2010-2014.

TABLA 4.2.7. RÉGIMEN TÉRMICO
(GJ/MWh)

Tecnología	Intervalo
Carboeléctrica	9 - 12
Ciclo combinado	7 - 9
Combustión Interna	8 - 12
Nucleoeléctrica	10.4
Termoeléctrica convencional	12 - 21
Turbogás	8 - 16

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en información de las centrales eléctricas en operación (2013-2015).

TABLA 4.2.8. USOS PROPIOS

(Porcentaje)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	7.3
Ciclo combinado	2.6
Combustión Interna	3.0
Eólica	1.0
Frenos Regenerativos	1.0
Geotérmica	5.1
Hidroeléctrica Mayores	0.8
Hidroeléctrica Menores	1.2
Lecho Fluidizado	7.3
Nucleoeléctrica	3.5
Solar fotovoltaica	1.9
Termoeléctrica convencional	6.5
Termosolar	1.9
Turbogás	2.1

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en información de las centrales eléctricas en operación (2014-2016).

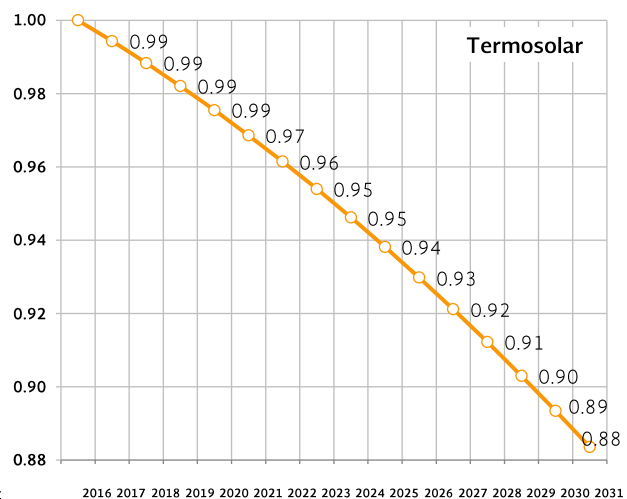
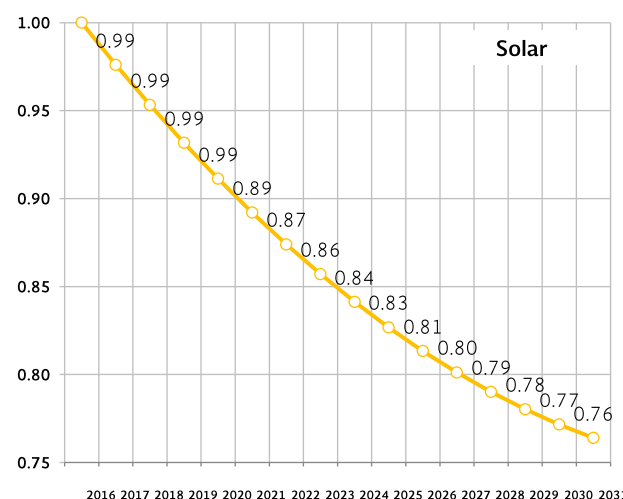
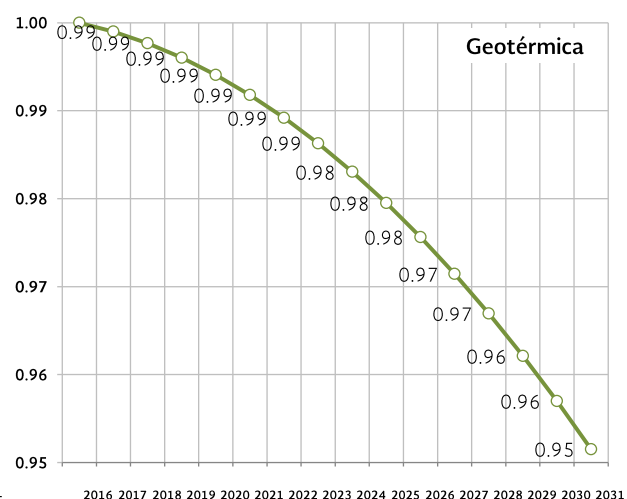
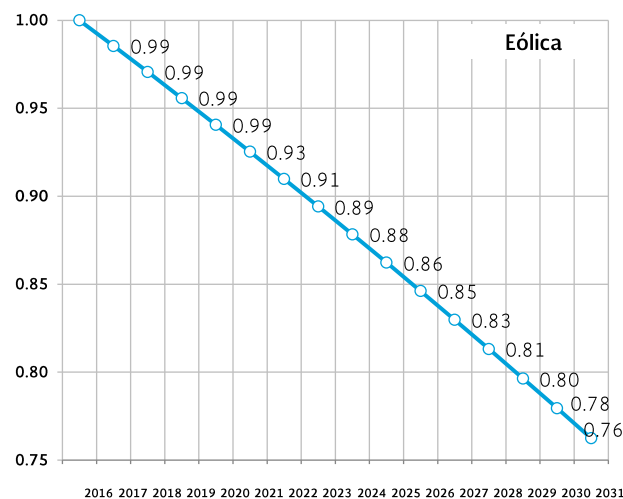
TABLA 4.2.9. VIDA ÚTIL

(Años)

Tecnología	Vida útil
Carboeléctrica	40
Ciclo combinado	30
Combustión Interna	25
Eólica	25
Frenos Regenerativos	25
Geotérmica	30
Hidroeléctrica	60
Lecho Fluidizado	40
Nucleoeléctrica	60
Solar fotovoltaica	30
Termoeléctrica convencional	30
Termosolar	35
Turbogás	30

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016), Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis 10.0 (Lazard, 2016), Projected Costs of Generating Electricity (IEA 2015), Technology Data for Energy Plants Updated chapters (Danish Energy Agency, 2016).

GRÁFICO 4.2.3. CURVAS DE APRENDIZAJE (Índice Base 2016=1)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de 1. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch. 2. Modeling Technology Learning for Electricity Supply Technologies, The Electric Power Research Institute (EPRI), 2013.

TABLA 4.2.10. COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

(Dólares/kilowatt-año)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	33.2
Ciclo combinado	18.6
Combustión Interna	45.7
Eólica	37.5
Geotérmica	103.4
Hidroeléctrica	24.0
Nucleoeléctrica	99.5
Solar fotovoltaica	10.5
Termoeléctrica convencional	35.3
Termosolar	47.8
Turbogás	5.0

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016), Lazard's Levelized Cost of energy Analysis (Versión 10.0).

TABLA 4.2.11. COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN

(Dólares/kilowatt)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	1,402.4
Ciclo combinado	959.0
Combustión Interna	2,888.3
Eólica	1,400.0
Geotérmica	1,859.0
Hidroeléctrica	1,900.0
Nucleoeléctrica	3,924.0
Solar fotovoltaica	1,375.0
Termoeléctrica convencional	1,613.5
Termosolar	6,500.0
Turbogás	800.0

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016), Lazard's Levelized Cost of energy Analysis (Versión 10.0).

TABLA 4.2.12. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

(Dólares/Megawatt-hora)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	2.4
Ciclo combinado	3.3
Combustión Interna	5.1
Geotérmica	0.1
Nucleoeléctrica	2.4
Termoeléctrica convencional	3.0
Turbogás	4.7

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016), Lazard's Levelized Cost of energy Analysis (Versión 10.0).

TABLA 4.2.13. CAPACIDAD ACTUAL Y FUTURA DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2016-2023
(Megawatt)

Región de Control/Enlace		2016 ^{1/} (MW)	Capacidad Futura ^{1/}	Fecha de Entrada en Operación Factible
01-CENTRAL				
QUERÉTARO (30)	CENTRAL (31)	1,400	-	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CENTRAL (31)	3,000	-	
POZA RICA (32)	CENTRAL (31)	4,000	-	
PUEBLA (34)	CENTRAL (31)	3,000	5,500	2021
02-ORIENTAL				
ACAPULCO (35)	PUEBLA (34)	300	-	
VERACRUZ (33)	PUEBLA (34)	1,200	-	
VERACRUZ (33)	TEMASCAL (36)	440	-	
VERACRUZ (33)	POZA RICA (32)	750	-	
GRIJALVA (39)	TEMASCAL (36)	2,800	-	
GRIJALVA (39)	COATZACOALCOS (37)	2,100	-	
COATZACOALCOS (37)	TEMASCAL (36)	1,750	-	
POZA RICA (32)	PUEBLA (34)	310	-	
TEMASCAL (36)	PUEBLA (34)	3,000	-	
IXTEPEC (40)	TEMASCAL (36)	2,500	2,800	2021
IXTEPEC (40)	PUEBLA (34)	-	3,000	2021
GRIJALVA (39)	TABASCO (38)	1400	-	
03-OCCIDENTAL				
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)	1,200	-	
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)	2,100	-	
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)	1,000	-	
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)	700	-	
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)	700	-	
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)	600	-	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)	600	-	
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)	700	-	
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)	1,400	-	
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)	1,300	-	
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)	300	-	
SALAMANCA (26)	QUERÉTARO (30)	1,500	-	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	ACAPULCO (35)	350	-	
04-NOROESTE				
CANANEA (2)	MOCTEZUMA (8)	380	-	
CANANEA (2)	HERMOSILLO (1)	870	-	
HERMOSILLO (1)	OBREGÓN (3)	630	1,260	2018
OBREGÓN (3)	LOS MOCHIS (4)	600	1,060/1,230	2018/2019
CULIACÁN (5)	LOS MOCHIS (4)	750	1,700	2019
MAZATLÁN (6)	CULIACÁN (5)	1,450	-	
MAZATLÁN (6)	TEPIC (22)	1,380	-	
05-NORTE				
JÚAREZ (7)	MOCTEZUMA (8)	640	965	2018
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)	640	815	2019
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)	330	-	
LAGUNA (11)	DURANGO (10)	550	-	
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)	300	-	
DURANGO (10)	MAZATLÁN (6)	600	-	
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)	550	-	
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)	500	-	
06-NORESTE				
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)	400	-	
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)	100	-	
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)	1,400	-	

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Región de Control/Enlace		2016 ^{1/}	Capacidad Futura ^{1/}	Fecha de Entrada en
RÍO ESCONDIDO (12)	MONTERREY (16)	2,100	-	
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)	1,810	2,810	2022
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)	1,700	1,800	2018
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)	1,500	1,800	2018
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)	1,260	1,500	2018
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)	1,450	-	
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)	1,500	-	
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)	1,750	-	
HUASTECA (19)	VALLES (18)	1,050	-	
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)	1,200	-	
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)	1,450	1,600	2018
07-PENINSULAR				
TABASCO (38)	LERMA (41)	1200	-	
LERMA (41)	MÉRIDA (42)	800	-	
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)	800	-	
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)	150	-	
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)	54	194	2021
LERMA (41)	CHETUMAL (44)	206	-	
08-BAJA CALIFORNIA				
TIJUANA (46)	MEXICALI (48)	510	1,000	2022
TIJUANA (46)	ENSENADA (47)	255	-	
TIJUANA (46)	E.U.A. - WECC	408	-	
MEXICALI (48)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)	315	-	
HERMOSILLO (1)	MEXICALI (48)	1500	1,500	2022
09-CALIFORNIA SUR				
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)	90	840	2023
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)	180	-	
HERMOSILLO (1)	MULEGÉ (53)	-	1,020	2023
MULEGÉ (53)	VILLA CONSTITUCIÓN (50)	-	180	2023

^{1/} Bajo condiciones de demanda máxima (verano). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 4.2.14. COSTO DE CONSTRUCCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN, CIRCUITO Y CONDUCTOR POR FASE^{1/}
(Dólares por kilómetro)

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
1	Acapulco	Puebla	373.6	404.6	628.0	749.0
2	Aguascalientes	Salamanca	559.8	590.8	885.8	1,006.8
3	Cananea	Hermosillo	263.1	294.1	475.0	494.8
4	Cananea	Moctezuma	623.1	654.1	973.4	1,094.4
5	Carapan	Salamanca	539.5	570.5	857.7	978.7
6	Chihuahua	Laguna	717.9	748.8	1,104.6	1,225.6
7	Coatzacoalcos	Temascal	314.8	345.7	546.5	667.5
8	Durango	Aguascalientes	387.6	418.5	647.3	768.2
9	Grijalva	Coatzacoalcos	314.8	345.7	546.5	667.5
10	Grijalva	Tabasco	265.8	296.8	478.7	599.6
11	Grijalva	Temascal	205.0	235.9	394.4	515.4
12	Guadalajara	Aguascalientes	476.9	507.9	771.0	892.0
13	Guadalajara	Carapan	464.7	495.7	754.1	875.1
14	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	464.7	495.7	754.1	875.1
15	Guadalajara	Salamanca	662.1	693.1	1,027.4	1,148.4
16	Huasteca	Tamazunchale	394.9	425.8	657.4	778.4
17	Huasteca	Valles	394.9	425.8	657.4	778.4
18	Huasteca	Monterrey	378.8	409.8	635.2	756.2
19	Huasteca	Poza Rica	409.7	440.7	678.0	798.9
20	Laguna	Durango	435.9	466.9	714.2	835.1
21	Laguna	Saltillo	452.6	483.6	737.4	858.3
22	Lázaro Cárdenas	Acapulco	431.6	462.6	708.3	829.3
23	Lázaro Cárdenas	Carapan	342.2	373.1	584.4	705.4
24	Lázaro Cárdenas	Salamanca	539.5	570.5	857.7	978.7
25	Lázaro Cárdenas	Central	627.3	658.3	979.3	1,100.2
26	Lerma	Chetumal	434.3	423.9	708.3	847.2
27	Lerma	Mérida	414.8	445.8	685.0	494.8
28	Manzanillo	Guadalajara	465.9	496.9	755.7	876.7
29	Matamoros	Reynosa	380.3	411.3	637.2	758.2
30	Mazatlán	Culiacán	271.4	302.4	486.5	607.4
31	Mazatlán	Durango	345.3	376.2	588.7	709.7
32	Mazatlán	Tepic	403.6	434.5	669.4	790.4
33	Mérida	Cancún	309.7	340.7	539.4	660.4
34	Mérida	Chetumal	309.7	340.7	539.4	660.4
35	Mexicali	Ensenada	555.0	586.0	879.2	1,000.2
36	Poza Rica	Central	547.2	578.2	868.4	989.3
37	Poza Rica	Puebla	317.9	348.9	550.9	671.8
38	Querétaro	San Luis Potosí	388.7	419.7	648.9	769.9
39	Querétaro	Central	408.2	439.2	675.9	796.9
40	Reynosa	Nuevo Laredo	380.3	411.3	637.2	758.2
41	Río Escondido	Chihuahua	983.1	1,014.1	1,471.9	1,592.8

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
42	Río Escondido	Monterrey	591.9	622.9	930.2	1,051.2
43	Río Escondido	Nuevo Laredo	542.1	573.0	861.2	982.2
44	Salamanca	Central	671.9	702.8	1,040.9	1,161.9
45	Salamanca	Querétaro	567.2	598.2	896.0	1,017.0
46	San Luis Potosí	Aguascalientes	374.6	390.9	629.4	750.4
47	Tabasco	Lerma	402.6	433.6	668.1	789.1
48	Tamazunchale	Central	627.6	658.6	979.6	1,100.6
49	Tamazunchale	Querétaro	388.7	419.7	648.9	769.9
50	Temascal	Acapulco	370.5	401.4	623.6	744.6
51	Temascal	Puebla	223.0	254.0	419.4	540.4
52	Tepic	Guadalajara	561.5	592.5	888.1	1,009.1
53	Tijuana	Ensenada	555.0	586.0	879.2	1,000.2
54	Valles	San Luis Potosí	380.0	411.0	636.8	757.8
55	Veracruz	Poza Rica	409.7	440.7	678.0	798.9
56	Veracruz	Puebla	317.9	348.9	550.9	671.8
57	Veracruz	Temascal	314.8	345.7	546.5	667.5

^{1/} Valor medio que incluye los conceptos de construcción, ingeniería, supervisión y pruebas, y derechos de vía. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 4.2.15. FACTOR DE PARTICIPACIÓN POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN

(Porcentaje)

Región de Control	Región de Transmisión	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
NOROESTE		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	1 Hermosillo	33.9	34.5	34.5	34.7	34.7	34.6	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.6	34.5
	2 Cananea	11.5	11.0	10.6	10.1	9.8	9.5	9.2	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.8	7.8
	3 Obregón	16.9	16.7	16.8	16.7	16.7	16.7	16.7	16.8	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0	17.1	17.1
	4 Los Mochis	13.4	13.6	13.9	14.2	14.4	14.7	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8
	5 Culiacán	15.6	15.6	15.6	15.6	15.7	15.8	15.9	16.0	16.1	16.3	16.4	16.5	16.6	16.7	16.8
	6 Mazatlán	8.7	8.6	8.6	8.6	8.6	8.7	8.7	8.7	8.8	8.8	8.9	8.9	9.0	9.0	9.0
NORTE		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	7 Juárez	20.1	20.0	19.8	19.8	20.1	20.4	20.7	21.1	21.4	21.7	22.0	22.2	22.5	22.8	23.0
	8 Moctezuma	9.9	9.7	9.6	9.5	9.5	9.5	9.6	9.7	9.7	9.8	9.8	9.8	9.9	9.9	9.9
	9 Chihuahua	36.9	36.9	36.7	36.9	36.9	36.9	36.7	36.5	36.3	36.2	36.1	36.0	35.9	35.8	35.7
	10 Durango	8.0	8.0	8.6	8.8	8.9	8.8	8.8	8.7	8.7	8.6	8.6	8.6	8.5	8.5	8.5
	11 Laguna	25.1	25.4	25.4	25.0	24.5	24.4	24.2	24.1	23.9	23.7	23.6	23.4	23.2	23.0	22.9
NORESTE		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	12 Río Escondido	4.8	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9
	13 Nuevo Laredo	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.0	3.0	3.0
	14 Reynosa	7.5	7.5	7.5	7.6	7.7	7.7	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.9	7.9	7.9
	15 Matamoros	4.6	4.5	4.4	4.3	4.3	4.3	4.2	4.2	4.2	4.2	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0
	16 Monterrey	56.5	56.4	56.8	57.0	57.1	57.2	57.2	57.2	57.2	57.3	57.3	57.4	57.5	57.5	57.5
	17 Saltillo	11.0	11.3	11.1	11.1	11.0	11.0	11.0	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
	18 Valles	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2
	19 Huasteca	7.1	7.0	6.8	6.8	6.7	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2
	20 Tamazunchale	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	21 Güemez	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
OCCIDENTAL		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	22 Tepic	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.6	5.7	5.8	5.9	5.9	6.0	6.1	6.2
	23 Guadalajara	24.1	24.0	23.9	23.8	23.6	23.4	23.2	23.0	22.8	22.6	22.4	22.2	22.1	21.9	21.7
	24 Aguascalientes	17.4	17.3	17.2	17.1	16.9	16.9	16.9	16.9	16.8	16.8	16.8	16.8	16.7	16.7	16.6
	25 San Luis Potosí	10.1	10.0	10.1	10.1	10.1	10.2	10.3	10.3	10.4	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.6
	26 Salamanca	10.6	10.8	10.9	11.1	11.2	11.3	11.3	11.4	11.5	11.6	11.7	11.8	11.8	11.9	12.0
	27 Manzanillo	3.8	3.8	3.8	3.7	3.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
	28 Carapan	5.9	6.0	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.0
	30 Querétaro	23.0	22.9	22.9	22.9	22.8	22.8	22.8	22.9	23.0	23.0	23.0	23.1	23.1	23.1	23.2

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Región de Control	Región de Transmisión	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CENTRAL		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	31 Central	97.5	97.6	97.7	97.8	97.8	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.6	97.6	97.6
	29 Lázaro Cárdenas	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4
ORIENTAL		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	32 Poza Rica	10.7	10.6	10.6	10.5	10.4	10.3	10.4	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1
	33 Veracruz	8.7	8.7	8.6	8.5	8.7	8.6	8.6	8.8	8.8	8.8	8.7	8.6	8.6	8.6	8.6
	34 Puebla	25.2	25.0	24.9	24.9	24.8	24.9	24.8	24.7	24.6	24.6	24.5	24.4	24.3	24.1	24.0
	35 Acapulco	6.7	6.8	6.8	6.7	6.7	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
	36 Temascal	11.4	11.4	11.3	11.2	11.1	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7
	37 Coatzacoalcos	11.7	11.7	11.6	11.4	11.3	11.2	11.0	10.9	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.5	10.5
	38 Tabasco	13.3	13.5	13.7	14.0	14.2	14.4	14.5	14.6	14.8	14.9	15.1	15.2	15.4	15.6	15.7
	39 Grijalva	8.6	8.7	8.8	9.0	9.1	9.2	9.3	9.4	9.4	9.5	9.6	9.7	9.7	9.8	9.9
	40 Ixtepec	3.6	3.7	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1
PENINSULAR		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	41 Lerma	15.1	15.1	15.2	15.3	15.4	15.4	15.4	15.5	15.5	15.4	15.3	15.3	15.2	15.1	15.1
	42 Mérida	32.4	32.0	31.7	31.6	31.4	31.3	31.1	30.8	30.6	30.5	30.4	30.2	30.1	30.1	30.0
	43 Cancún	45.5	45.9	46.1	46.2	46.3	46.4	46.5	46.7	46.9	47.0	47.1	47.3	47.5	47.5	47.7
	44 Chetumal	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	5.0	5.0
	45 Cozumel	2.4	2.4	2.5	2.5	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
BAJA CALIFORNIA		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	46 Tijuana	30.0	30.2	30.4	30.5	30.7	30.8	30.9	30.9	30.9	31.0	31.0	31.0	31.1	31.1	31.2
	47 Ensenada	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.1	8.2	8.2	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.4
	48 Mexicali	51.1	50.8	50.5	50.3	50.0	49.8	49.7	49.6	49.5	49.4	49.3	49.2	49.1	49.1	49.0
	49 San Luis Río Colorado	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.3	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
BCS - LA PAZ		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	50 Villa Constitución	13.3	13.1	13.0	12.9	12.8	12.9	12.8	12.6	12.5	12.3	12.2	12.1	12.0	11.8	11.7
	51 La Paz	37.1	36.8	36.7	36.5	36.4	36.2	36.0	35.9	35.7	35.6	35.4	35.3	35.2	35.0	34.9
	52 Los Cabos	49.6	50.0	50.3	50.6	50.8	50.9	51.2	51.5	51.8	52.1	52.4	52.6	52.9	53.1	53.4
BCS - MULEGÉ	53 Mulegé	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Demandas coincidentes por región de transmisión en el punto operativo demanda máxima para cada una de las regiones de control. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.2.16. FLUJO MÁXIMO POR NIVEL DE TENSIÓN, CIRCUITO Y CONDUCTOR POR FASE^{1/}
(Megawatt)

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
1	Acapulco	Puebla	173.6	218.4	660.4	733.1
2	Aguascalientes	Salamanca	250.6	315.2	953.4	1,058.4
3	Cananea	Hermosillo	174.7	247.9	664.5	737.6
4	Cananea	Moctezuma	149.6	166.1	569.0	631.6
5	Carapan	Salamanca	197.1	193.3	749.8	832.4
6	Chihuahua	Laguna	132.1	221.0	502.3	557.6
7	Coatzacoalcos	Temascal	153.7	226.4	0.0	648.9
8	Durango	Aguascalientes	175.7	221.0	668.5	742.2
9	Grijalva	Coatzacoalcos	180.0	180.4	684.8	760.2
10	Grijalva	Tabasco	175.7	203.4	668.5	742.2
11	Grijalva	Temascal	143.4	256.8	545.6	605.6
12	Guadalajara	Aguascalientes	161.7	181.8	615.1	682.9
13	Guadalajara	Carapan	204.2	189.7	776.7	862.2
14	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	144.5	208.0	549.7	610.3
15	Guadalajara	Salamanca	150.8	259.8	573.7	636.9
16	Huasteca	Tamazunchale	165.4	210.6	629.1	698.4
17	Huasteca	Valles	206.5	194.0	785.7	872.2
18	Huasteca	Monterrey	167.4	190.9	636.9	707.0
19	Huasteca	Poza Rica	154.3	182.3	586.9	651.5
20	Laguna	Durango	151.8	192.1	577.3	640.9
21	Laguna	Saltillo	145.0	202.9	551.4	612.1
22	Lázaro Cárdenas	Acapulco	152.7	166.1	580.9	644.9
23	Lázaro Cárdenas	Carapan	161.3	179.5	613.6	681.2
24	Lázaro Cárdenas	Salamanca	132.1	258.8	502.3	557.6
25	Lázaro Cárdenas	Central	142.8	206.0	543.0	602.8
26	Lerma	Chetumal	205.8	258.8	782.7	868.9
27	Lerma	Mérida	163.8	188.1	622.9	691.5
28	Manzanillo	Guadalajara	168.7	212.1	641.6	712.2
29	Matamoros	Reynosa	246.9	310.5	939.0	1,042.4
30	Mazatlán	Culiacán	151.5	190.5	576.1	639.6
31	Mazatlán	Durango	149.9	188.5	570.2	632.9
32	Mazatlán	Tepic	140.8	177.1	535.5	594.5
33	Mérida	Cancún	169.5	213.1	644.7	715.7
34	Mérida	Chetumal	132.6	166.8	504.5	560.1
35	Mexicali	Ensenada	192.4	242.0	731.9	812.5
36	Poza Rica	Central	143.6	180.7	546.4	606.6
37	Poza Rica	Puebla	192.4	242.0	731.9	812.5
38	Querétaro	San Luis Potosí	186.4	234.5	709.2	787.3
39	Querétaro	Central	216.7	272.5	824.3	915.0
40	Reynosa	Nuevo Laredo	242.1	304.5	921.1	1,022.5
41	Río Escondido	Chihuahua	120.9	152.0	459.8	510.4

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
42	Río Escondido	Monterrey	166.6	209.6	633.8	703.6
43	Río Escondido	Nuevo Laredo	165.4	208.0	629.1	698.4
44	Salamanca	Central	166.2	209.0	632.2	701.9
45	Salamanca	Querétaro	246.9	310.5	939.0	1,042.4
46	San Luis Potosí	Aguascalientes	178.4	224.4	678.7	753.4
47	Tabasco	Lerma	130.9	164.7	498.0	552.9
48	Tamazunchale	Central	130.9	164.7	498.0	552.9
49	Tamazunchale	Querétaro	155.5	195.6	591.7	656.8
50	Temascal	Acapulco	148.3	186.5	564.2	626.3
51	Temascal	Puebla	146.7	184.6	558.2	619.7
52	Tepic	Guadalajara	177.9	223.7	676.7	751.2
53	Tijuana	Ensenada	218.6	274.9	831.4	923.0
54	Valles	San Luis Potosí	139.5	175.4	530.5	588.9
55	Veracruz	Poza Rica	185.4	233.1	705.1	782.8
56	Veracruz	Puebla	151.1	190.1	574.9	638.3
57	Veracruz	Temascal	214.8	270.2	817.1	907.1

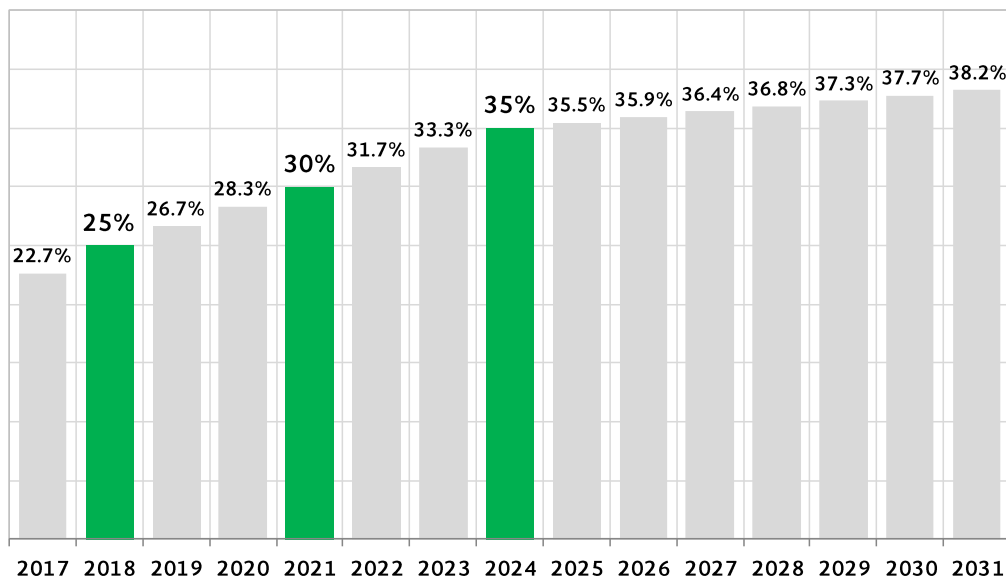
^{1/} Valor medio del flujo máximo (MW). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 4.2.17. PARÁMETROS DE RESISTENCIA
(p.u.)

Concepto	Resistencia
Enlaces Existentes ^{1/}	0.004847
Enlaces Propuestos ^{1/}	0.005360
Proyectos de Transmisión Genéricos ^{2/}	
Tensión 230 Kv Circuito: 2 Conductor por fase: 1	0.013000
Tensión 230 Kv Circuito: 2 Conductor por fase: 2	0.006570
Tensión 400 Kv Circuito: 2 Conductor por fase: 2	0.002000
Tensión 400 Kv Circuito: 3 Conductor por fase: 3	0.001100

^{1/} Resistencia Promedio. ^{2/} Valor Típico. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE y la CFE.

GRÁFICO 4.2.4. TRAYECTORIA DE LAS METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS 2017-2031
(Porcentaje)



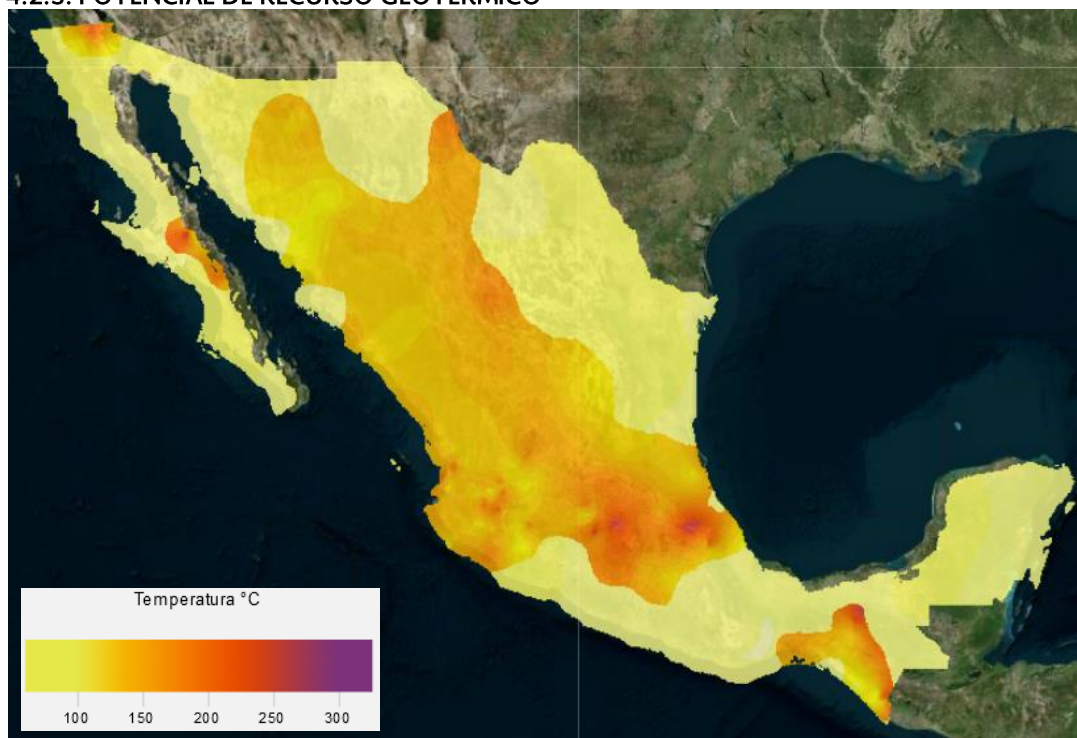
Fuente: Elaborado por la SENER con información de la LTE.

TABLA 4.2.18. POTENCIAL DE ENERGÍAS LIMPIAS

Tecnología	Potencial Disponible (MW)	Tipo	Fuente
Bioenergía	1,500	Referente al potencial económicamente competitivo.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Biomasa (SENER, 2012). http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html
Cogeneración Eficiente	7,045	Referente al potencial nacional en un escenario medio.	Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México (SENER, 2009). http://www.cogeneramexico.org.mx/documentos.php
Eólica	12,000	Referente conservador del potencial nacional.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Eólica (SENER, 2012). http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html El potencial eólico mexicano: Oportunidades y retos en el nuevo sector eléctrico (Asociación Mexicana de Energía Eólica - AMDEE - y PwC; 2014). http://www.amdee.org/amdee-estudios
Geotérmica	1,932	De acuerdo a las expectativas de crecimiento de la geotermia.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico
Hidroeléctrica	8,763	De acuerdo con el potencial probable y un factor de planta del 30%.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico
Solar Fotovoltaica	8,000	De acuerdo con el potencial técnicamente viable.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Solar FV (SENER, 2012). http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029. http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico

Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.2.5. POTENCIAL DE RECURSO GEOTÉRMICO



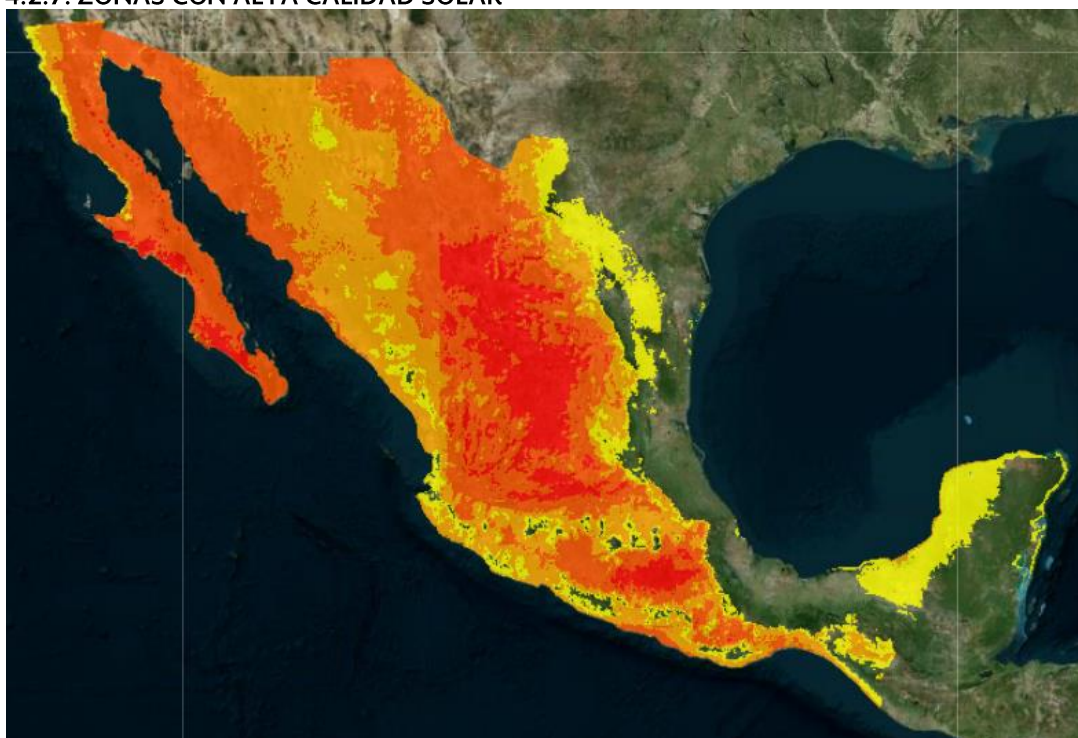
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<https://dgel.energia.gob.mx/inere/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.6. ZONAS CON ALTA CALIDAD EÓLICA



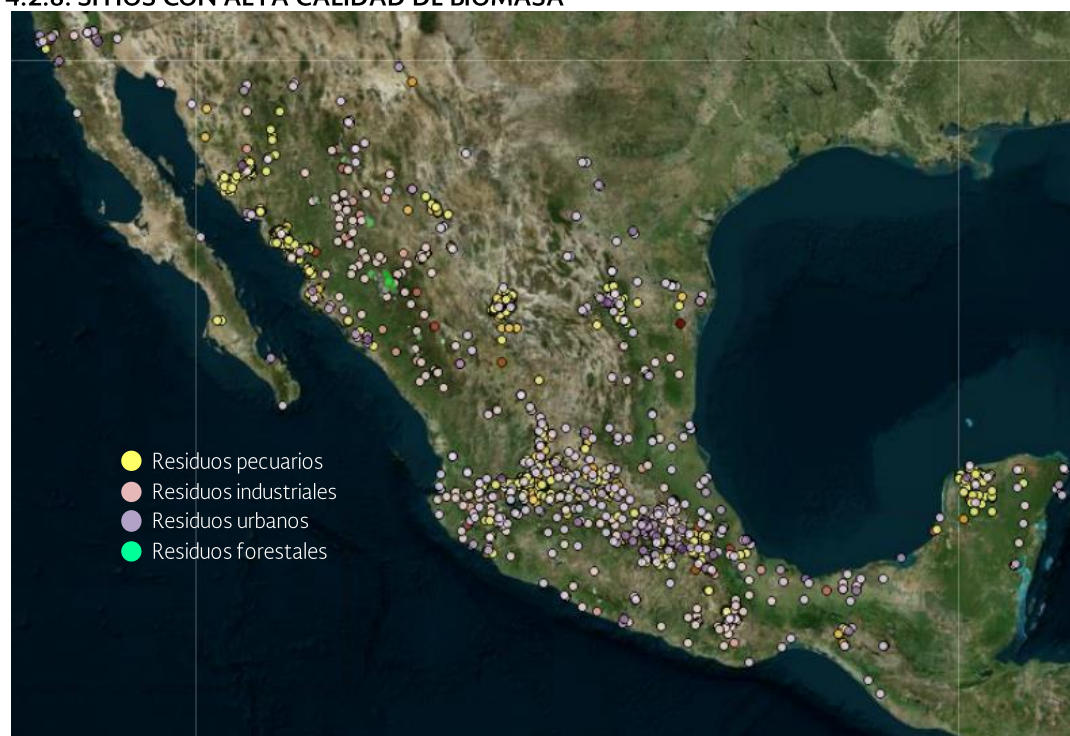
Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.7. ZONAS CON ALTA CALIDAD SOLAR



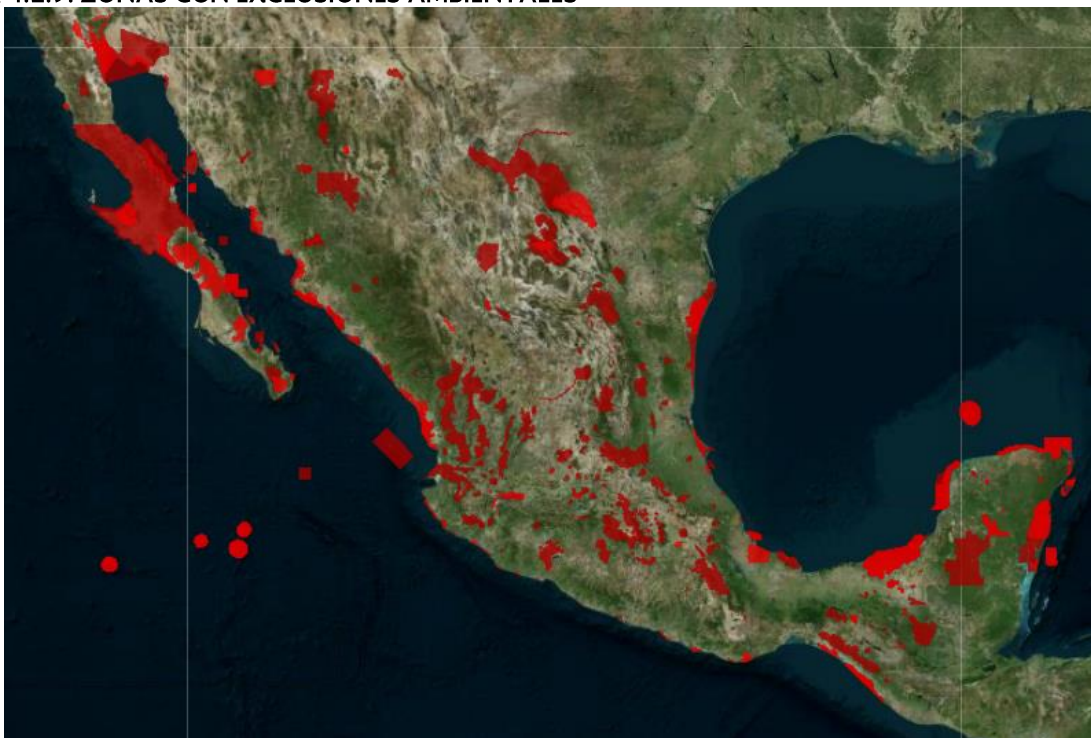
Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.8. SITIOS CON ALTA CALIDAD DE BIOMASA



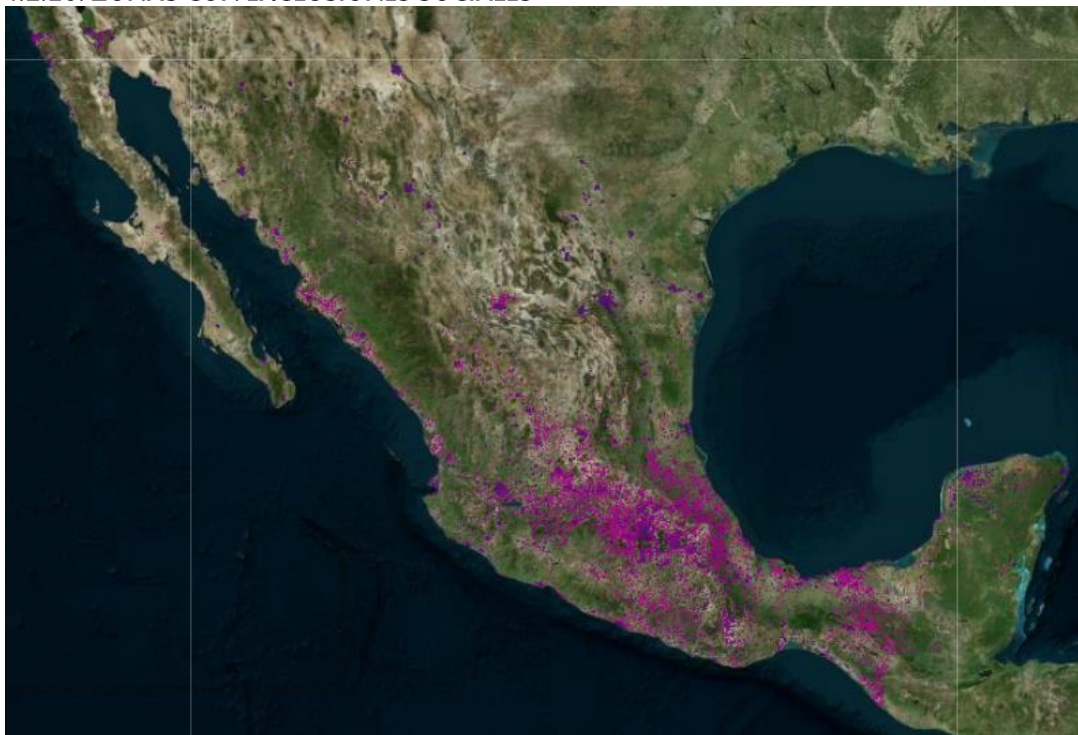
Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.9. ZONAS CON EXCLUSIONES AMBIENTALES



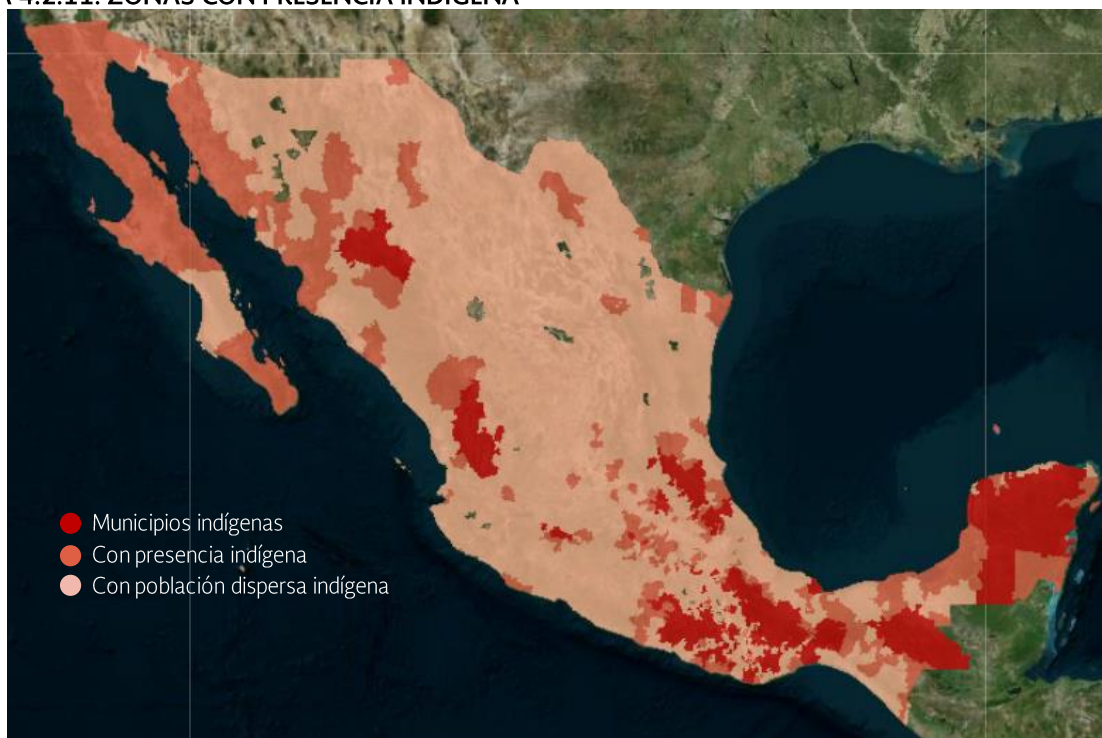
Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.10. ZONAS CON EXCLUSIONES SOCIALES



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.11. ZONAS CON PRESENCIA INDÍGENA



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.12. ZONAS LEJANAS A LA RNT (>20 Km)



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 4.4.1. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
1	CBIO 001	Bioenergía	PP	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En construcción	2017	1	25
2	CBIO 002	Bioenergía	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En construcción	2017	1	84
3	CBIO 003	Bioenergía	GEN	CAMP	42-Mérida	07-Peninsular	En operación	2017	14	557
4	CBIO 004	Bioenergía	GEN	OAX	36-Temascal	02-Oriental	En construcción	2017	50	2,064
5	CCC 001	Ciclo Combinado	Sin permiso	SON	03-Obregón	04-Noroeste	En construcción	2017	733	14,445
6	CCC 002	Ciclo Combinado	GEN	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2017	49	973
7	CCC 003	Ciclo Combinado	GEN	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2017	49	973
8	CCC 004	Ciclo Combinado	GEN	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	En construcción	2017	50	985
9	CCC 005	Ciclo Combinado	GEN	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2017	50	983
10	CCC 006	Ciclo Combinado	GEN	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En construcción	2017	49	973
11	CCC 007 ^{8/}	Ciclo Combinado	GEN	HGO	31-Central	01-Central	En construcción	2017	65	1,271
12	CCE 001	Cogeneración Eficiente	COG	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	En construcción	2017	261	4,402
13	CCE 002	Cogeneración Eficiente	GEN	HGO	31-Central	01-Central	En construcción	2017	33	2,018
14	CCE 003	Cogeneración Eficiente	COG	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	En construcción	2017	2	108
15	CCE 004	Cogeneración Eficiente	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2017	1	16
16	CCE 005	Cogeneración Eficiente	COG	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2017	1	62
17	CCE 006	Cogeneración Eficiente	GEN	CDMX	31-Central	01-Central	En construcción	2017	1	16
18	CCE 007	Cogeneración Eficiente	COG	CDMX	31-Central	01-Central	En construcción	2017	1	62
19	CCE 008	Cogeneración Eficiente	COG	CDMX	31-Central	01-Central	En construcción	2017	1	62
20	CCE 009	Cogeneración Eficiente	GEN	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En construcción	2017	7	463

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
21	CCE 010	Cogeneración Eficiente	GEN	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2017	1	28
22	CCE 011	Cogeneración Eficiente	COG	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En construcción	2017	61	1,728
23	CCE 012	Cogeneración Eficiente	COG	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	En construcción	2017	62	1,745
24	CCE 013	Cogeneración Eficiente	GEN	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	En construcción	2017	2	123
25	CCE 014	Cogeneración Eficiente	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2017	8	130
26	CCE 015	Cogeneración Eficiente	COG	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En construcción	2017	2	118
27	CCE 016	Cogeneración Eficiente	GEN	COAH	11-Laguna	05-Norte	En operación	2017	8	493
28	CCE 017	Cogeneración Eficiente	GEN	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En construcción	2017	1	85
29	CCE 018	Cogeneración Eficiente	COG	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	En construcción	2017	13	212
30	CCE 019	Cogeneración Eficiente	GEN	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En construcción	2017	1	68
31	CCE 020	Cogeneración Eficiente	GEN	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	En operación	2017	6	368
32	CCE 021	Cogeneración Eficiente	COG	SON	02-Cananea	04-Noroeste	En construcción	2017	30	851
33	CCI 001	Combustión Interna	Sin permiso	BCS	53-Mulegé	10-Mulegé	En construcción	2017	8	480
34	CCI 002	Combustión Interna	GEN	CDMX	31-Central	01-Central	En construcción	2017	3	162
35	CCI 003	Combustión Interna	GEN	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	En construcción	2017	4	243
36	CCI 004	Combustión Interna	GEN	CDMX	31-Central	01-Central	En construcción	2017	3	162
37	CCI 005	Combustión Interna	GEN	VER	34-Puebla	02-Oriental	En construcción	2017	1	74
38	CCI 006	Combustión Interna	GEN	HGO	31-Central	01-Central	En construcción	2017	2	119

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
39	CE 001	Eólica	PP	ZAC	25-San Luis Potosí	03-Occidental	En construcción	2017	30	862
40	CE 002	Eólica	AUT	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En construcción	2017	50	1,436
41	CE 003	Eólica	AUT	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En construcción	2017	70	2,011
42	CE 004	Eólica	GEN	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	En construcción	2017	2	57
43	CE 005	Eólica	AUT	BC	47-Ensenada	08-Baja California	En construcción	2017	30	862
44	CE 006	Eólica	AUT	CHIS	39-Grijaiva	02-Oriental	En construcción	2017	20	574
45	CE 007	Eólica	AUT	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2017	180	5,171
46	CE 008	Eólica	AUT	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2017	71	2,040
47	CE 009	Eólica	AUT	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En construcción	2017	15	431
48	CE 010	Eólica	AUT	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En construcción	2017	86	2,465
49	CE 011	Eólica	AUT	ZAC	17-Saltilla	06-Noreste	En construcción	2017	40	1,149
50	CG 001	Geotérmica	Sin permiso	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En fase de pruebas	2017	26	1,003
51	CH 001	Hidroeléctrica	PP	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2017	15	585
52	CS 001	Solar fotovoltaica	PP	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2017	16	451
53	CS 002	Solar fotovoltaica	PP	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2017	16	451
54	CS 003	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	Por iniciar obras	2017	30	846
55	CS 004	Solar fotovoltaica	AUT	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	En fase de pruebas	2017	3	85
56	CS 005	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	Por iniciar obras	2017	30	846
57	CS 006	Solar fotovoltaica	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2017	30	846
58	CS 007	Solar fotovoltaica	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2017	30	846

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
59	CS 008	Solar fotovoltaica	PP	SON	03-Obregón	04-Noroeste	En construcción	2017	30	846
60	CS 009	Solar fotovoltaica	PP	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En construcción	2017	14	406
61	CS 010	Solar fotovoltaica	PP	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En construcción	2017	14	406
62	CS 011	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	Por iniciar obras	2017	30	846
63	CS 012	Solar fotovoltaica	AUT	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En construcción	2017	30	846
64	CS 013	Solar fotovoltaica	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	En construcción	2017	27	752
65	CS 014	Solar fotovoltaica	AUT	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2017	2	56
66	CS 015	Solar fotovoltaica	AUT	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	En construcción	2017	1	40
67	CS 016	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	Por iniciar obras	2017	30	846
68	CS 017	Solar fotovoltaica	PP	DGO	09-Chihuahua	05-Norte	Por iniciar obras	2017	30	846
69	CS 018	Solar fotovoltaica	PP	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En construcción	2017	30	846
70	CTS 001	Termosolar	GEN	SON	02-Cananea	04-Noroeste	En construcción	2017	14	1,867
71	CCC 008	Ciclo Combinado	Sin permiso	SON	03-Obregón	04-Noroeste	En construcción	2018	854	16,833
72	CCC 009	Ciclo Combinado	PIE	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2018	880	17,339
73	CCC 010	Ciclo Combinado	PIE	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En construcción	2018	949	18,694
74	CCC 011	Ciclo Combinado	Sin permiso	MÉX	31-Central	01-Central	En construcción	2018	660	13,009
75	CCC 012	Ciclo Combinado	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2018	30	590
76	CCC 013	Ciclo Combinado	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2018	30	590
77	CCE 022	Cogeneración Eficiente	COG	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En construcción	2018	750	11,962
78	CCI 007	Combustión	Sin permiso	BCS	53-Mulegé	10-Mulegé	Autorizado	2018	13	833

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
		Interna								
79	CE 012	Eólica	AUT	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En construcción	2018	396	11,377
80	CE 013	Eólica	AUT	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	En construcción	2018	200	5,746
81	CE 014	Eólica	AUT	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2018	76	2,183
82	CE 015	Eólica	AUT	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2018	40	1,149
83	CE 016	Eólica	AUT	VER	40-Ixtepec	02-Oriental	En construcción	2018	40	1,149
84	CE 017	Eólica	AUT	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	En construcción	2018	30	862
85	CE 018 ^{6/}	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	30	862
86	CE 019 ^{6/}	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	30	862
87	CE 020 ^{6/}	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	76	2,183
88	CE 021 ^{6/}	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En construcción	2018	90	2,586
89	CE 022 ^{6/}	Eólica	GEN	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2018	168	4,826
90	CG 002 ^{7/}	Geotérmica	Sin permiso	MICH	28-Carapan	03-Occidental	En proceso de trámites	2018	25	954
91	CH 002	Hidroeléctrica	PP	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En construcción	2018	6	242
92	CH 003	Hidroeléctrica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En construcción	2018	8	324
93	CH 004 ^{8/}	Hidroeléctrica	GEN	OAX	36-Temascal	02-Oriental	Por iniciar obras	2018	14	553
94	CS 019	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En construcción	2018	29	828
95	CS 020	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En construcción	2018	4	113
96	CS 021	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En construcción	2018	4	113
97	CS 022	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En construcción	2018	7	198
98	CS 023	Solar fotovoltaica	AUT	DGO	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2018	30	846

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
99	CS 024	Solar fotovoltaica	PP	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En construcción	2018	30	846
100	CS 025	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	En construcción	2018	25	705
101	CS 026	Solar fotovoltaica	PP	DGO	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2018	23	635
102	CS 027	Solar fotovoltaica	PP	DGO	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2018	14	394
103	CS 028	Solar fotovoltaica	PP	DGO	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2018	8	234
104	CS 029	Solar fotovoltaica	PP	DGO	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2018	21	603
105	CS 030	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En construcción	2018	30	846
106	CS 031	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2018	30	846
107	CS 032	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2018	30	846
108	CS 033	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	En construcción	2018	20	564
109	CS 034	Solar fotovoltaica	AUT	COAH	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2018	20	559
110	CS 035	Solar fotovoltaica	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	En construcción	2018	30	846
111	CS 036	Solar fotovoltaica	PP	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	En construcción	2018	30	846
112	CS 037	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2018	10	282
113	CS 038	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2018	15	423
114	CS 039	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2018	23	649
115	CS 040	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En construcción	2018	30	846
116	CS 041 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2018	63	1,778

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
117	CS 042 ^{7/}	Solar fotovoltaica	PP	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2018	30	846
118	CS 043 ^{7/}	Solar fotovoltaica	PP	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2018	30	846
119	CS 044 ^{7/}	Solar fotovoltaica	PP	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2018	30	846
120	CS 045 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2018	30	846
121	CS 046 ^{7/}	Solar fotovoltaica	PP	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2018	30	846
122	CS 047 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2018	207	5,841
123	CS 048 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2018	250	7,054
124	CS 049 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2018	330	9,311
125	CS 050 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	En construcción	2018	30	846
126	CS 051 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	En construcción	2018	30	846
127	CS 052 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	70	1,975
128	CS 053 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2018	100	2,822
129	CS 054 ^{6/}	Solar fotovoltaica	PP	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	18	508
130	CS 055 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	30	846
131	CS 056 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	Por iniciar obras	2018	23	649
132	CS 057 ^{6/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	En proceso de trámites	2018	100	2,822
133	CS 058 ^{6/}	Solar fotovoltaica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2018	500	14,108
134	CCAR 001 ^{8/}	Carboeléctrica	GEN	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	En construcción	2019	129	3,738

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
135	CCC 014	Ciclo Combinado	PIE	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	En construcción	2019	911	17,953
136	CCC 015	Ciclo Combinado	Sin permiso	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	Adjudicado	2019	716	14,101
137	CCC 016	Ciclo Combinado	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2019	950	18,711
138	CE 023	Eólica	AUT	COAH	11-Laguna	05-Norte	En construcción	2019	50	1,436
139	CE 024	Eólica	AUT	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En construcción	2019	64	1,839
140	CE 025	Eólica	AUT	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En construcción	2019	150	4,309
141	CE 026	Eólica	AUT	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En construcción	2019	150	4,309
142	CE 027 ^{7/}	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En proceso de trámites	2019	252	7,240
143	CE 028 ^{7/}	Eólica	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En construcción	2019	249	7,153
144	CE 029 ^{7/}	Eólica	AUT	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2019	60	1,724
145	CE 030 ^{7/}	Eólica	AUT	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2019	60	1,724
146	CE 031 ^{7/}	Eólica	GEN	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2019	55	1,580
147	CE 032 ^{7/}	Eólica	AUT	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	En construcción	2019	55	1,580
148	CE 033 ^{7/}	Eólica	AUT	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2019	158	4,525
149	CE 034 ^{7/}	Eólica	GEN	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2019	100	2,874
150	CE 035 ^{7/}	Eólica	GEN	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En construcción	2019	50	1,422
151	CS 059	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	En construcción	2019	29	822
152	CS 060	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En construcción	2019	25	705
153	CS 061	Solar fotovoltaica	PP	SON	03-Obregón	04-Noroeste	En construcción	2019	30	839
154	CS 062 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2019	140	3,950
155	CS 063 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	COAH	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2019	83	2,328
156	CS 064 ^{7/}	Solar	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	En construcción	2019	50	1,411

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
		fotovoltaica								
157	CS 065 ^{7/}	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2019	30	846
158	CS 066 ^{7/}	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2019	30	846
159	CS 067 ^{7/}	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2019	30	846
160	CS 068 ^{7/}	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2019	40	1,129
161	CS 069 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	SON	03-Obregón	04-Noroeste	Por iniciar obras	2019	90	2,539
162	CS 070 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2019	125	3,527
163	CS 071 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En proceso de trámites	2019	80	2,257
164	CS 072 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	MOR	34-Puebla	02-Oriental	En proceso de trámites	2019	70	1,975
165	CS 073 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	SLP	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2019	300	8,465
166	CS 074 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2019	30	837
167	CS 075 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En proceso de trámites	2019	41	1,157
168	CS 076 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	En proceso de trámites	2019	30	846
169	CS 077 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En proceso de trámites	2019	148	4,176
170	CS 078 ^{7/}	Solar fotovoltaica	GEN	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2019	100	2,822
171	CS 079 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	COAH	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2019	101	2,852
172	CS 080 ^{7/}	Solar fotovoltaica	Sin permiso	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2019	126	3,555
173	CCC 017	Ciclo Combinado	GEN	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	875	17,227

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
174	CCC 018	Ciclo Combinado	Sin permiso	SON	49-San Luis Río Colorado	08-Baja California	Autorizado	2020	368	7,257
175	CE 036	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	200	5,746
176	CE 037	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	100	2,873
177	CE 038	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	48	1,379
178	CE 039	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	150	4,309
179	CE 040	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	200	5,746
180	CE 041	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2020	70	2,011
181	CE 042	Eólica	AUT	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	40	1,149
182	CE 043	Eólica	AUT	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	105	3,017
183	CE 044	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	110	3,160
184	CE 045	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por iniciar obras	2020	70	2,011
185	CS 081	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
186	CS 082	Solar fotovoltaica	PP	COAH	09-Chihuahua	05-Norte	Por iniciar obras	2020	29	828
187	CS 083	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	07-Juárez	05-Norte	Por iniciar obras	2020	29	828
188	CS 084	Solar fotovoltaica	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2020	19	536
189	CS 085	Solar fotovoltaica	PP	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	30	846
190	CS 086	Solar fotovoltaica	AUT	SON	03-Obregón	04-Noroeste	Por iniciar obras	2020	10	282
191	CS 087	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	Por iniciar obras	2020	150	4,232
192	CS 088	Solar fotovoltaica	PP	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	30	846
193	CS 089	Solar fotovoltaica	GEN	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	Por iniciar obras	2020	30	846

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
194	CS 090	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
195	CS 091	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
196	CS 092	Solar fotovoltaica	PP	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	839
197	CS 093	Solar fotovoltaica	PP	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	838
198	CS 094	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
199	CS 095	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
200	CS 096	Solar fotovoltaica	GEN	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	8	223
201	CS 097	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
202	CS 098	Solar fotovoltaica	PP	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2020	30	846
203	CS 099	Solar fotovoltaica	AUT	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	200	5,643
204	CS 100	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2020	100	2,822
205	CS 101	Solar fotovoltaica	PP	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	30	846
206	CS 102	Solar fotovoltaica	PP	COAH	16-Monterrey	06-Noreste	Por iniciar obras	2020	30	846
207	CS 103	Solar fotovoltaica	PP	COAH	16-Monterrey	06-Noreste	Por iniciar obras	2020	30	846
208	CS 104	Solar fotovoltaica	PP	COAH	16-Monterrey	06-Noreste	Por iniciar obras	2020	30	846
209	CS 105	Solar fotovoltaica	PP	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	Por iniciar obras	2020	10	282
210	CS 106	Solar fotovoltaica	PP	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	839
211	CS 107	Solar fotovoltaica	PP	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
212	CS 108	Solar fotovoltaica	PP	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	30	846
213	CS 109	Solar fotovoltaica	AUT	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	60	1,693
214	CS 110	Solar fotovoltaica	GEN	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	Por iniciar obras	2020	30	846
215	CS 111	Solar fotovoltaica	PP	COAH	09-Chihuahua	05-Norte	Por iniciar obras	2020	29	828
216	CS 112	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
217	CS 113	Solar fotovoltaica	AUT	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	Por iniciar obras	2020	30	846
218	CS 114	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	Por iniciar obras	2020	30	846
219	CTC 001 ^{8/}	Termoeléctrica Convencional	Sin permiso	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En construcción	2020	341	9,054
220	CBIO 005	Bioenergía	AUT	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En construcción	2021	4	260
221	CBIO 006	Bioenergía	GEN	HGO	31-Central	01-Central	En construcción	2021	55	2,286
222	CBIO 007	Bioenergía	AUT	MÉX	31-Central	01-Central	Por iniciar obras	2021	30	1,239
223	CBIO 008	Bioenergía	PP	MÉX	31-Central	01-Central	En construcción	2021	30	1,239
224	CBIO 009	Bioenergía	PP	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por iniciar obras	2021	30	492
225	CBIO 010	Bioenergía	GCO	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	Por desarrollar	2021	50	2,064
226	CBIO 011	Bioenergía	GCO	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	Por desarrollar	2021	50	2,064.372
227	CBIO 012	Bioenergía	GCO	MÉX	31-Central	01-Central	Por desarrollar	2021	50	2,064.372
228	CCC 019	Ciclo Combinado	GEN	BC	48-Mexicali	08-Baja California	En construcción	2021	20	393.996
229	CCC 020	Ciclo Combinado	AUT	BC	48-Mexicali	08-Baja California	Por iniciar obras	2021	130	2,564.911
230	CCE 023	Cogeneración Eficiente	GEN	MÉX	31-Central	01-Central	En construcción	2021	1	61.911
231	CCE 024	Cogeneración Eficiente	COG	JAL	27-Manzanillo	03-Occidental	En construcción	2021	28	1,156
232	CCE 025	Cogeneración	COG	VER	36-Temascal	02-Oriental	En construcción	2021	28	1,156

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
		Eficiente								
233	CCE 026	Cogeneración Eficiente	GCO	BC	48-Mexicali	08-Baja California	Por desarrollar	2021	95	1,560
234	CE 046	Eólica	GEN	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	Por iniciar obras	2021	30	862
235	CE 047	Eólica	Sin permiso	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2021	50	1,436
236	CE 048	Eólica	AUT	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	En proceso de trámites	2021	94	2,701
237	CE 049	Eólica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En construcción	2021	50	1,436
238	CE 050	Eólica	AUT	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	Por iniciar obras	2021	150	4,309
239	CE 051	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por iniciar obras	2021	76	2,172
240	CG 003	Geotérmica	AUT	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En construcción	2021	25	954
241	CH 005	Hidroeléctrica	AUT	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En construcción	2021	28	1,076
242	CLF 001	Lecho fluidizado	AUT	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	En construcción	2021	461	13,371
243	CS 115	Solar fotovoltaica	Sin permiso	VER	33-Veracruz	02-Oriental	Por iniciar obras	2021	100	2,822
244	CS 116	Solar fotovoltaica	PP	BC	48-Mexicali	08-Baja California	En construcción	2021	15	435
245	CS 117	Solar fotovoltaica	PP	SON	49-San Luis Río Colorado	08-Baja California	En construcción	2021	30	846
246	CS 118	Solar fotovoltaica	PP	BC	47-Ensenada	08-Baja California	Por iniciar obras	2021	30	846
247	CS 119	Solar fotovoltaica	PP	BC	47-Ensenada	08-Baja California	Por iniciar obras	2021	30	846
248	CE 052	Eólica	Sin permiso	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	100	2,873
249	CE 053	Eólica	Sin permiso	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	140	4,022
250	CE 054	Eólica	Sin permiso	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	60	1,724
251	CE 055	Eólica	Sin permiso	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	84	2,413

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
252	CE 056	Eólica	Sin permiso	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	60	1,724
253	CE 057	Eólica	Sin permiso	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	66	1,896
254	CE 058	Eólica	AUT	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	96	2,758
255	CE 059	Eólica	GEN	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	171	4,902
256	CE 060	Eólica	Sin permiso	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por iniciar obras	2022	168	4,826
257	CG 004	Geotérmica	GEN	NAY	22-Tepic	03-Occidental	En construcción	2022	25	954
258	CG 005	Geotérmica	AUT	HGO	30-Querétaro	03-Occidental	En proceso de trámites	2022	25	954
259	CS 120	Solar fotovoltaica	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2022	90	2,539
260	CS 121	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2022	30	846
261	CS 122	Solar fotovoltaica	AUT	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2022	20	564
262	CS 123	Solar fotovoltaica	GEN	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2022	23	635
263	CTG 001	Turbogás	GCO	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	Por desarrollar	2022	93	1,534
264	CBIO 013	Bioenergía	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En proceso de trámites	2023	3	196
265	CBIO 014	Bioenergía	GCO	SON	03-Obregón	04-Noroeste	Por desarrollar	2023	50	3,096
266	CBIO 015	Bioenergía	GCO	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	Por desarrollar	2023	50	3,096
267	CBIO 016	Bioenergía	GCO	DGO	10-Durango	05-Norte	Por desarrollar	2023	50	3,096
268	CBIO 017	Bioenergía	GCO	NL	16-Monterrey	06-Noreste	Por desarrollar	2023	50	2,064
269	CBIO 018	Bioenergía	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2023	50	3,096
270	CBIO 019	Bioenergía	GCO	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por desarrollar	2023	50	3,096
271	CBIO 020	Bioenergía	GCO	ZAC	25-San Luis Potosí	03-Occidental	Por desarrollar	2023	50	3,096

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
272	CBIO 021	Bioenergía	GCO	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	Por desarrollar	2023	50	3,096
273	CBIO 022	Bioenergía	GCO	JAL	27-Manzanillo	03-Occidental	Por desarrollar	2023	50	3,096
274	CBIO 023	Bioenergía	GCO	GRO	29-Lázaro Cárdenas	01-Central	Por desarrollar	2023	50	3,096
275	CBIO 024	Bioenergía	GCO	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	Por desarrollar	2023	50	3,096
276	CBIO 025	Bioenergía	GCO	MÉX	31-Central	01-Central	Por desarrollar	2023	50	3,096
277	CBIO 026	Bioenergía	GCO	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	Por desarrollar	2023	50	3,096
278	CBIO 027	Bioenergía	GCO	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	Por desarrollar	2023	50	3,096
279	CBIO 028	Bioenergía	GCO	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	Por desarrollar	2023	50	3,096
280	CBIO 029	Bioenergía	GCO	NAY	22-Tepic	03-Occidental	Por desarrollar	2023	13	780
281	CBIO 030	Bioenergía	GCO	MÉX	31-Central	01-Central	Por desarrollar	2023	50	3,096
282	CBIO 031	Bioenergía	GCO	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	Por desarrollar	2023	4	248
283	CCC 021	Ciclo Combinado	Sin permiso	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Autorizado	2023	532	10,478
284	CCC 022	Ciclo Combinado	GEN	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	696	13,710
285	CE 061	Eólica	AUT	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	En proceso de trámites	2023	200	5,746
286	CE 062	Eólica	GCO	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	Por desarrollar	2023	155	4,456
287	CG 006	Geotérmica	GCO	NAY	22-Tepic	03-Occidental	Por desarrollar	2023	30	1,144
288	CH 006	Hidroeléctrica	AUT	PUE	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	60	2,339
289	CH 007	Hidroeléctrica	PP	PUE	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	44	1,719
290	CH 008	Hidroeléctrica	AUT	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	42	1,638
291	CH 009	Hidroeléctrica	AUT	VER	33-Veracruz	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	165	6,433
292	CH 010	Hidroeléctrica	AUT	VER	33-Veracruz	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	165	6,433

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
293	CH 011	Hidroeléctrica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2023	39	1,539
294	CS 124	Solar fotovoltaica	AUT	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	En proceso de trámites	2023	30	846
295	CS 125	Solar fotovoltaica	AUT	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	Por iniciar obras	2023	100	2,822
296	CBIO 032	Bioenergía	AUT	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2024	3	186
297	CBIO 033	Bioenergía	GEN	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2024	30	1,878
298	CBIO 034	Bioenergía	GCO	NL	16-Monterrey	06-Noreste	Por desarrollar	2024	50	3,096
299	CBIO 035	Bioenergía	GCO	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	Por desarrollar	2024	50	3,096
300	CCC 023	Ciclo Combinado	Sin permiso	VER	33-Veracruz	02-Oriental	En proceso de trámites	2024	1,000	19,700
301	CCC 024	Ciclo Combinado	GCO	BC	49-San Luis Río Colorado	08-Baja California	Por desarrollar	2024	516	10,156
302	CCC 025	Ciclo Combinado	GCO	BC	48-Mexicali	08-Baja California	Por desarrollar	2024	516	10,156
303	CCE 027	Cogeneración Eficiente	COG	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En proceso de trámites	2024	8	131
304	CCE 028	Cogeneración Eficiente	COG	MÉX	31-Central	01-Central	En proceso de trámites	2024	84	4,763
305	CCE 029	Cogeneración Eficiente	COG	CHIS	38-Tabasco	02-Oriental	En proceso de trámites	2024	662	10,558
306	CE 063	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En proceso de trámites	2024	76	2,172
307	CE 064	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En proceso de trámites	2024	76	2,172
308	CE 065	Eólica	Sin permiso	TAMS	18-Valles	06-Noreste	En proceso de trámites	2024	300	8,619
309	CE 066	Eólica	PP	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En proceso de trámites	2024	30	862
310	CE 067	Eólica	AUT	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En proceso de trámites	2024	70	2,011
311	CE 068	Eólica	GEN	SLP	25-San Luis	03-Occidental	En proceso de	2024	250	7,182

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
					Potosí		trámites			
312	CE 069	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En proceso de trámites	2024	10	287
313	CE 070	Eólica	GCO	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	Por desarrollar	2024	99	2,844
314	CG 007	Geotérmica	PP	NAY	23-Guadalajara	03-Occidental	En proceso de trámites	2024	30	1,144
315	CG 008	Geotérmica	GCO	NAY	22-Tepic	03-Occidental	Por desarrollar	2024	30	1,144
316	CG 009	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2024	30	1,144
317	CG 010	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2024	26	1,003
318	CS 126	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2024	30	846
319	CS 127	Solar fotovoltaica	GEN	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2024	90	2,528
320	CTG 002	Turbogás	PP	SON	02-Cananea	04-Noroeste	En proceso de trámites	2024	30	492
321	CTG 003	Turbogás	PP	SON	02-Cananea	04-Noroeste	En proceso de trámites	2024	30	492
322	CTG 004	Turbogás	PP	SON	02-Cananea	04-Noroeste	En proceso de trámites	2024	23	373
323	CTG 005	Turbogás	PP	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2024	29	473
324	CBIO 036	Bioenergía	GEN	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2025	30	1,878
325	CCC 026	Ciclo Combinado	GEN	SLP	20-Tamazunchale	06-Noreste	En proceso de trámites	2025	532	10,480
326	CCC 027	Ciclo Combinado	GCO	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	Por desarrollar	2025	238	4,689
327	CCE 030	Cogeneración Eficiente	GCO	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	Por desarrollar	2025	200	3,369
328	CCE 031	Cogeneración Eficiente	GCO	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	Por desarrollar	2025	200	3,369
329	CE 071	Eólica	GEN	COAH	17-Salttillo	06-Noreste	En proceso de	2025	96	2,758

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
							trámites			
330	CE 072	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	200	5,746
331	CE 073	Eólica	GCO	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por desarrollar	2025	307	8,827
332	CE 074	Eólica	GCO	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por desarrollar	2025	288	8,270
333	CG 011	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2025	26	1,003
334	CG 012	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2025	26	1,003
335	CG 013	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2025	26	1,003
336	CG 014	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2025	26	1,003
337	CH 012	Hidroeléctrica	Sin permiso	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	136	5,292
338	CH 013	Hidroeléctrica	AUT	OAX	34-Puebla	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	30	1,170
339	CH 014	Hidroeléctrica	PP	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	21	819
340	CH 015	Hidroeléctrica	GEN	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	18	698
341	CH 016	Hidroeléctrica	PP	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	30	1,154
342	CH 017	Hidroeléctrica	GEN	GRO	35-Acapulco	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	4	156
343	CH 018	Hidroeléctrica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	30	1,170
344	CH 019	Hidroeléctrica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	4	156
345	CH 020	Hidroeléctrica	PP	PUE	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	3	117
346	CH 021	Hidroeléctrica	AUT	PUE	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	9	351
347	CH 022	Hidroeléctrica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de	2025	7	273

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
							trámites			
348	CH 023	Hidroeléctrica	AUT	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	8	331
349	CH 024	Hidroeléctrica	AUT	PUE	32-Poza Rica	02-Oriental	En proceso de trámites	2025	27	1,068
350	CS 128	Solar fotovoltaica	PP	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	30	846
351	CS 129	Solar fotovoltaica	PP	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2025	22	607
352	CS 130	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2025	30	846
353	CS 131	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En proceso de trámites	2025	10	282
354	CS 132	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	En proceso de trámites	2025	10	282
355	CS 133	Solar fotovoltaica	PP	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	30	846
356	CS 134	Solar fotovoltaica	GEN	SLP	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	40	1,129
357	CS 135	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	10	282
358	CS 136	Solar fotovoltaica	PP	DGO	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2025	10	282
359	CS 137	Solar fotovoltaica	PP	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	10	282
360	CS 138	Solar fotovoltaica	Sin permiso	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2025	50	1,411
361	CS 139	Solar fotovoltaica	PP	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	10	282
362	CS 140	Solar fotovoltaica	PP	DGO	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2025	30	846
363	CS 141	Solar fotovoltaica	PP	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	30	846
364	CS 142	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2025	10	282

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
365	CS 143	Solar fotovoltaica	PP	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2025	30	846
366	CS 144	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En proceso de trámites	2025	30	846
367	CS 145	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	30	846
368	CS 146	Solar fotovoltaica	GEN	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2025	23	635
369	CS 147	Solar fotovoltaica	GEN	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2025	23	635
370	CS 148	Solar fotovoltaica	PP	COAH	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2025	30	846
371	CS 149	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	10	282
372	CS 150	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2025	30	846
373	CTG 006	Turbogás	GCO	QR	43-Cancún	07-Peninsular	Por desarrollar	2025	169	2,782
374	CTG 007	Turbogás	GCO	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por desarrollar	2025	169	2,782
375	CCC 028	Ciclo Combinado	GEN	SLP	20-Tamazunchale	06-Noreste	En proceso de trámites	2026	1,013	19,956
376	CCC 029	Ciclo Combinado	GCO	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	Por desarrollar	2026	950	18,714
377	CCE 032	Cogeneración Eficiente	GEN	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En proceso de trámites	2026	4	67
378	CCE 033	Cogeneración Eficiente	GEN	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En proceso de trámites	2026	35	575
379	CCE 034	Cogeneración Eficiente	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2026	35	575
380	CCE 035	Cogeneración Eficiente	GCO	NL	16-Monterrey	06-Noreste	Por desarrollar	2026	200	3,369
381	CCE 036	Cogeneración Eficiente	GCO	NL	16-Monterrey	06-Noreste	Por desarrollar	2026	32	520
382	CCI 008	Combustión Interna	GCO	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	Por desarrollar	2026	137	7,750
383	CE 075	Eólica	GEN	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	En proceso de	2026	76	2,172

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
							trámites			
384	CE 076	Eólica	Sin permiso	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	En proceso de trámites	2026	69	1,975
385	CE 077	Eólica	Sin permiso	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	En proceso de trámites	2026	275	7,900
386	CE 078	Eólica	GCO	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por desarrollar	2026	303	8,713
387	CE 079	Eólica	GCO	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por desarrollar	2026	303	8,713
388	CG 015	Geotérmica	Sin permiso	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	26	1,003
389	CG 016	Geotérmica	GCO	PUE	31-Central	01-Central	Por desarrollar	2026	26	1,003
390	CG 017	Geotérmica	GCO	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	Por desarrollar	2026	80	3,040
391	CH 025	Hidroeléctrica	AUT	VER	33-Veracruz	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	17	660
392	CH 026	Hidroeléctrica	AUT	OAX	36-Temascal	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	19	740
393	CH 027	Hidroeléctrica	AUT	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	29	1,111
394	CH 028	Hidroeléctrica	Sin permiso	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	30	1,170
395	CH 029	Hidroeléctrica	PP	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	16	624
396	CH 030	Hidroeléctrica	AUT	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	20	780
397	CH 031	Hidroeléctrica	PP	OAX	36-Temascal	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	28	1,076
398	CH 032	Hidroeléctrica	AUT	VER	33-Veracruz	02-Oriental	En proceso de trámites	2026	28	1,082
399	CS 151	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2026	30	846
400	CS 152	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En proceso de trámites	2026	30	846
401	CS 153	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2026	30	846

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
402	CS 154	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2026	30	846
403	CCC 030	Ciclo Combinado	GCO	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por desarrollar	2027	539	10,622
404	CCE 037	Cogeneración Eficiente	COG	VER	37-Coatzacoalcos	02-Oriental	En proceso de trámites	2027	200	3,283
405	CCE 038	Cogeneración Eficiente	Sin permiso	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2027	380	6,061
406	CE 080	Eólica	PP	SLP	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2027	30	862
407	CE 081	Eólica	Sin permiso	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2027	153	4,396
408	CE 082	Eólica	AUT	GTO	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2027	40	1,149
409	CE 083	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En proceso de trámites	2027	300	8,619
410	CE 084	Eólica	Sin permiso	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2027	70	2,011
411	CE 085	Eólica	GEN	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2027	200	5,746
412	CE 086	Eólica	GCO	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por desarrollar	2027	220	6,320
413	CG 018	Geotérmica	GCO	NAY	22-Tepic	03-Occidental	Por desarrollar	2027	231	8,802
414	CH 033	Hidroeléctrica	GCO	GRO	35-Acapulco	02-Oriental	Por desarrollar	2027	230	8,966
415	CS 155	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2027	13	367
416	CS 156	Solar fotovoltaica	GEN	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2027	30	838
417	CS 157	Solar fotovoltaica	PP	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	En proceso de trámites	2027	30	846
418	CS 158	Solar fotovoltaica	PP	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2027	30	846
419	CCC 031	Ciclo Combinado	Sin permiso	DGO	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2028	983	19,362
420	CCC 032	Ciclo Combinado	AUT	NL	13-Nuevo	06-Noreste	En proceso de	2028	340	6,698

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
					Laredo		trámites			
421	CCC 033	Ciclo Combinado	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2028	498	9,810
422	CCC 034	Ciclo Combinado	GCO	BC	47-Ensenada	08-Baja California	Por desarrollar	2028	565	11,127
423	CCC 035	Ciclo Combinado	GCO	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	Por desarrollar	2028	539	10,622
424	CCE 039	Cogeneración Eficiente	Sin permiso	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	En proceso de trámites	2028	350	5,582
425	CCE 040	Cogeneración Eficiente	Sin permiso	VER	37-Coatzacoalcos	02-Oriental	En proceso de trámites	2028	450	7,177
426	CCE 041	Cogeneración Eficiente	GCO	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	Por desarrollar	2028	80	1,313
427	CCE 042	Cogeneración Eficiente	GCO	NL	16-Monterrey	06-Noreste	Por desarrollar	2028	80	1,313
428	CCE 043	Cogeneración Eficiente	GCO	NL	16-Monterrey	06-Noreste	Por desarrollar	2028	80	1,313
429	CCI 009	Combustión Interna	GCO	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	Por desarrollar	2028	43	2,647
430	CE 087	Eólica	GEN	PUE	34-Puebla	02-Oriental	En proceso de trámites	2028	50	1,448
431	CE 088	Eólica	AUT	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En proceso de trámites	2028	60	1,724
432	CE 089	Eólica	Sin permiso	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	En proceso de trámites	2028	150	4,309
433	CE 090	Eólica	GEN	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En proceso de trámites	2028	300	8,619
434	CE 091	Eólica	GEN	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2028	83	2,370
435	CE 092	Eólica	AUT	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En proceso de trámites	2028	161	4,625
436	CE 093	Eólica	AUT	COAH	17-Salttillo	06-Noreste	En proceso de trámites	2028	50	1,436
437	CE 094	Eólica	GEN	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2028	37	1,074
438	CE 095	Eólica	AUT	COAH	17-Salttillo	06-Noreste	En proceso de	2028	50	1,436

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
							trámites			
439	CG 019	Geotérmica	AUT	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En proceso de trámites	2028	25	954
440	CG 020	Geotérmica	GCO	MICH	28-Carapan	03-Occidental	Por desarrollar	2028	30	1,144
441	CG 021	Geotérmica	GCO	MICH	28-Carapan	03-Occidental	Por desarrollar	2028	26	1,003
442	CH 034	Hidroeléctrica	GCO	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	Por desarrollar	2028	352	13,705
443	CS 159	Solar fotovoltaica	GEN	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En proceso de trámites	2028	50	1,411
444	CS 160	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2028	30	846
445	CS 161	Solar fotovoltaica	PP	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	Por iniciar obras	2028	30	846
446	CCC 036	Ciclo Combinado	Sin permiso	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	En proceso de trámites	2029	834	16,428
447	CCC 037	Ciclo Combinado	GEN	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2029	240	4,728
448	CCE 044	Cogeneración Eficiente	Sin permiso	VER	37-Coatzacoalcos	02-Oriental	En proceso de trámites	2029	360	5,742
449	CCE 045	Cogeneración Eficiente	Sin permiso	OAX	36-Temascal	02-Oriental	En proceso de trámites	2029	515	8,214
450	CCI 010	Combustión Interna	GCO	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	Por desarrollar	2029	117	6,643
451	CE 096	Eólica	AUT	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En proceso de trámites	2029	58	1,666
452	CE 097	Eólica	AUT	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	En proceso de trámites	2029	26	747
453	CE 098	Eólica	PP	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	En proceso de trámites	2029	30	862
454	CE 099	Eólica	AUT	COAH	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2029	300	8,619
455	CE 100	Eólica	AUT	SON	02-Cananea	04-Noroeste	En proceso de trámites	2029	104	2,973
456	CE 101	Eólica	GCO	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	Por desarrollar	2029	200	5,749

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
457	CE 102	Eólica	GCO	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	Por desarrollar	2029	303	8,705
458	CG 022	Geotérmica	GCO	GTO	28-Carapan	03-Occidental	Por desarrollar	2029	30	1,144
459	CN 001 ^{9/}	Nucleoeléctrica	GCO	VER	33-Veracruz	02-Oriental	Por desarrollar	2029	1,360	109,535
460	CS 162	Solar fotovoltaica	Sin permiso	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2029	100	2,822
461	CE 103	Eólica	Sin permiso	NL	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2030	140	4,022
462	CE 104	Eólica	Sin permiso	TAMS	18-Valles	06-Noreste	En proceso de trámites	2030	96	2,749
463	CE 105	Eólica	Sin permiso	COAH	16-Monterrey	06-Noreste	En proceso de trámites	2030	50	1,422
464	CE 106	Eólica	Sin permiso	COAH	11-Laguna	05-Norte	En proceso de trámites	2030	200	5,746
465	CE 107	Eólica	EXP	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En proceso de trámites	2030	301	8,642
466	CG 023	Geotérmica	GCO	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por desarrollar	2030	30	1,144
467	CN 002 ^{9/}	Nucleoeléctrica	GCO	VER	33-Veracruz	02-Oriental	Por desarrollar	2030	1,360	109,535
468	CS 163	Solar fotovoltaica	PP	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	En proceso de trámites	2030	24	670
469	CS 164	Solar fotovoltaica	GCO	COAH	11-Laguna	05-Norte	Por desarrollar	2030	150	4,232
470	CCI 011	Combustión Interna	GCO	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	Por desarrollar	2031	122	6,934
471	CE 108	Eólica	GEN	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En proceso de trámites	2031	58	1,652
472	CE 109	Eólica	GEN	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En proceso de trámites	2031	46	1,322
473	CE 110	Eólica	AUT	DGO	10-Durango	05-Norte	En proceso de trámites	2031	121	3,468
474	CE 111	Eólica	AUT	BC	46-Tijuana	08-Baja California	En proceso de trámites	2031	72	2,068
475	CE 112	Eólica	GCO	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	Por desarrollar	2031	350	10,055

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Modalidad ^{2/}	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Estatus ^{3/}	Año ^{4/}	Capacidad Bruta ^{4/} (MW)	Inversión estimada ^{5/} (millones de pesos)
476	CE 113	Eólica	GCO	BC	46-Tijuana	08-Baja California	Por desarrollar	2031	99	2,858
477	CE 114	Eólica	GCO	BC	46-Tijuana	08-Baja California	Por desarrollar	2031	100	2,873
478	CG 024	Geotérmica	GCO	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por desarrollar	2031	30	1,144
479	CG 025	Geotérmica	GCO	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	Por desarrollar	2031	30	1,144
480	CG 026	Geotérmica	GCO	MICH	28-Carapan	03-Occidental	Por desarrollar	2031	100	3,815
481	CG 027	Geotérmica	GCO	HGO	30-Querétaro	03-Occidental	Por desarrollar	2031	30	1,144
482	CG 028	Geotérmica	GCO	MÉX	31-Central	01-Central	Por desarrollar	2031	226	8,610
483	CN 003 ^{9/}	Nucleoeléctrica	GCO	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	Por desarrollar	2031	1,360	109,535
484	CS 165	Solar fotovoltaica	PP	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2031	15	422
485	CS 166	Solar fotovoltaica	GEN	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En proceso de trámites	2031	50	1,411
486	CS 167	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	07-Juárez	05-Norte	En proceso de trámites	2031	30	846
487	CS 168	Solar fotovoltaica	PP	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	En proceso de trámites	2031	10	282
Total^{10/}									55,840	1,655,225

^{1/} CBIO: Central Bioenergía, CCAR: Central Carboeléctrica, CCC: Central Ciclo Combinado, CCE: Central Cogeneración Eficiente, CCI: Central Combustión Interna, CE: Central Eólica, CG: Central Geotérmica, CH: Central Hidroeléctrica, CLF: Central Lecho Fluidizado, CN: Central Nucleoeléctrica, CS: Central Solar Fotovoltaica, CTS: Central Termosolar, CTC: Central Termoeléctrica Convencional, CTG: Central Turbogás. ^{2/} AUT: Autoabastecimiento, COG: Cogeneración, EXP: Exportación, GEN: Generación, GCO: Genérico, PIE: Productor Independiente de Energía, PP: Pequeña Producción, Sin permiso (proyectos que aún no cuentan con un permiso de generación de energía eléctrica otorgado por la CRE). ^{3/} Actualizado al 30 de abril de 2017, con información de la CFE, la CRE y el CENACE. En proceso de trámites: el número de trámites depende de las características, tecnología y avance de los proyectos (Evaluación de Impacto Social-SENER, Consulta sobre inserción en zonas de monumentos históricos o arqueológicos-INAH; Manifestación de Impacto Ambiental, Solicitud de cambio de uso de suelo, Registro de residuos peligrosos, Licencias-SEMARNAT; Permisos y concesiones en materia aguas-CONAGUA; Estudios y Contrato de Interconexión-CENACE; Permisos derecho de vía-SCT; Permiso de generación de energía eléctrica-CRE; Contrato de participante del MEM-CENACE). ^{4/} La capacidad y la fecha de inicio de operación pueden variar de acuerdo a las condiciones del SEN. ^{5/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. Tipo de cambio al cierre de 2016: 20.5206. ^{6/} Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015). ^{7/} Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2016). ^{8/} Proyecto de rehabilitación y modernización. ^{9/} Conforme a los artículos 27, párrafo octavo, y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, corresponde a la Nación de manera exclusiva la generación de energía nuclear. ^{10/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR SITUACIÓN DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍA 2017-2031
(Megawatt)

Tecnología	En construcción, por iniciar obras	Adjudicado, autorizado, en proceso de trámites	Por desarrollar	En operación, en fase de pruebas	Total ^{1/}
Limpia	11,989	12,254	10,664	57	34,964
Bioenergía	202	67	1,067	14	1,348
Eólica	5,313	5,457	2,728	0	13,498
Geotérmica	50	131	1,090	26	1,298
Hidroeléctrica	71	1,028	581	0	1,681
Nucleoeléctrica	0	0	4,081	0	4,081
Solar Fotovoltaica	5,044	2,488	150	3	7,685
Termosolar	14	0	0	0	14
Cogeneración Eficiente	1,296	3,083	967	14	5,359
Convencional	8,286	7,877	4,713	0	20,876
Carboeléctrica	129	0	0	0	129
Ciclo Combinado	7,336	7,752	3,862	0	18,950
Combustión Interna	20	13	419	0	452
Lecho fluidizado	461	0	0	0	461
Termoeléctrica Convencional	341	0	0	0	341
Turbogás	0	112	432	0	544
Total ^{1/}	20,275	20,131	15,377	57	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR SITUACIÓN DEL PROYECTO Y MODALIDAD 2017-2031
(Megawatt)

Modalidad	En construcción, por iniciar obras	Adjudicado, autorizado, en proceso de trámites	Por desarrollar	En operación, en fase de pruebas	Total ^{1/}
Autoabastecimiento	4,252	2,641	0	3	6,895
Cogeneración	1,239	954	0	0	2,193
Exportación	0	301	0	0	301
Generación	5,895	4,899	0	27	10,821
Genérico	0	0	15,377	0	15,377
Pequeña Producción	1,896	1,046	0	0	2,942
PIE	2,740	0	0	0	2,740
Sin permiso de generación de energía eléctrica	4,253	10,291	0	26	14,570
Total ^{1/}	20,275	20,131	15,377	57	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.4.4. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD Y TECNOLOGÍA 2017-2031
(Megawatt)

Concepto	Autoabastecimiento	Cogeneración	Exportación	Generación	Genérico	Pequeña Producción	PIE	Sin permiso de generación de energía eléctrica	Total ^{1/}
Limpia	5,965	2,193	301	5,544	10,664	2,771	0	7,527	34,964
Bioenergía	42			180	1,067	61			1,348
Eólica	3,936		301	2,542	2,728	120		3,870	13,498
Geotérmica	75			25	1,090	30		78	1,298
Hidroeléctrica	735			36	581	162		166	1,681
Nucleoeléctrica					4,081				4,081
Solar Fotovoltaica	1,176			2,603	150	2,398		1,358	7,685
Termosolar				14					14
Cogeneración Eficiente		2,193		144	967			2,055	5,359
Convencional	931	0	0	5,277	4,713	171	2,740	7,043	20,876
Carboeléctrica				129					129
Ciclo Combinado	470			5,136	3,862	60	2,740	6,681	18,950
Combustión Interna				12	419			21	452
Lecho Fluidizado	461								461
Termoeléctrica Convencional								341	341
Turbogás					432	112			544
Total ^{1/}	6,895	2,193	301	10,821	15,377	2,942	2,740	14,570	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.4.5. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2017-2031
(Megawatt)

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total ^{1/}
Convencionales	1,066	3,417	2,706	1,584	611	93	1,228	2,143	1,109	2,100	539	2,968	1,191	0	122	20,876
Ciclo Combinado	1,046	3,404	2,577	1,243	150	0	1,228	2,031	770	1,963	539	2,925	1,074	0	0	18,950
Termoeléctrica Convencional	0	0	0	341	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	341
Carboeléctrica	0	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129
Turbogás	0	0	0	0	0	93	0	112	339	0	0	0	0	0	0	544
Combustión Interna	20	13	0	0	0	0	0	0	0	137	0	43	117	0	122	452
Lecho fluidizado	0	0	0	0	461	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	461
Limpia	1,611	4,344	3,179	2,427	1,159	1,157	1,850	2,033	2,290	1,770	2,156	2,524	3,386	2,350	2,727	34,964
Renovable	1,043	3,594	3,179	2,427	708	1,157	1,031	1,146	1,860	1,464	1,576	1,484	1,151	990	1,366	24,176
Hidroeléctrica	15	29	0	0	28	0	516	0	327	186	230	352	0	0	0	1,681
Eólica	594	1,176	1,452	1,093	450	945	355	910	891	1,026	1,013	941	1,021	786	846	13,498
Geotérmica	26	25	0	0	25	50	30	116	105	132	231	81	30	30	416	1,298
Solar Fotovoltaica	394	2,364	1,727	1,334	205	163	130	120	537	120	103	110	100	174	105	7,685
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	568	750	0	0	452	0	820	887	430	306	580	1,040	2,235	1,360	1,360	10,789
Bioenergía	65	0	0	0	300	0	820	133	30	0	0	0	0	0	0	1,348
Cogeneración Eficiente	503	750	0	0	152	0	0	754	400	306	580	1,040	875	0	0	5,359
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	4,081
Total ^{1/}	2,677	7,761	5,885	4,011	1,770	1,251	3,078	4,176	3,399	3,869	2,696	5,492	4,577	2,350	2,849	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.4.6. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR MODALIDAD 2017-2031
(Megawatt)

Modalidad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total ^{1/}
Autoabastecimiento	660	900	927	695	972	141	805	73	146	142	40	686	488	0	223	6,895
Cogeneración	433	750	0	0	56	0	0	754	0	0	200	0	0	0	0	2,193
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301	0	301
Generación	474	2,071	1,987	1,012	182	308	696	521	765	1,163	230	1,018	240	0	154	10,821
Genérico	0	0	0	0	245	93	1,002	1,316	1,677	2,031	1,220	1,795	2,010	1,540	2,448	15,377
Pequeña Producción	343	558	84	716	165	30	44	202	425	134	103	60	30	24	25	2,942
PIE	0	1,829	911	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,740
Sin permiso de generación de energía eléctrica	767	1,653	1,976	1,587	150	678	532	1,310	386	400	903	1,933	1,809	485	0	14,570
Total^{1/}	2,677	7,761	5,885	4,011	1,770	1,251	3,078	4,176	3,399	3,869	2,696	5,492	4,577	2,350	2,849	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.4. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE TURBOGÁS 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.5. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.6. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS, LECHO FLUIDIZADO Y NUCLEOELÉCTRICAS 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.7. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES EÓLICAS 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.8. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS Y TERMOSOLAR 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.9. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.10. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2017-2031



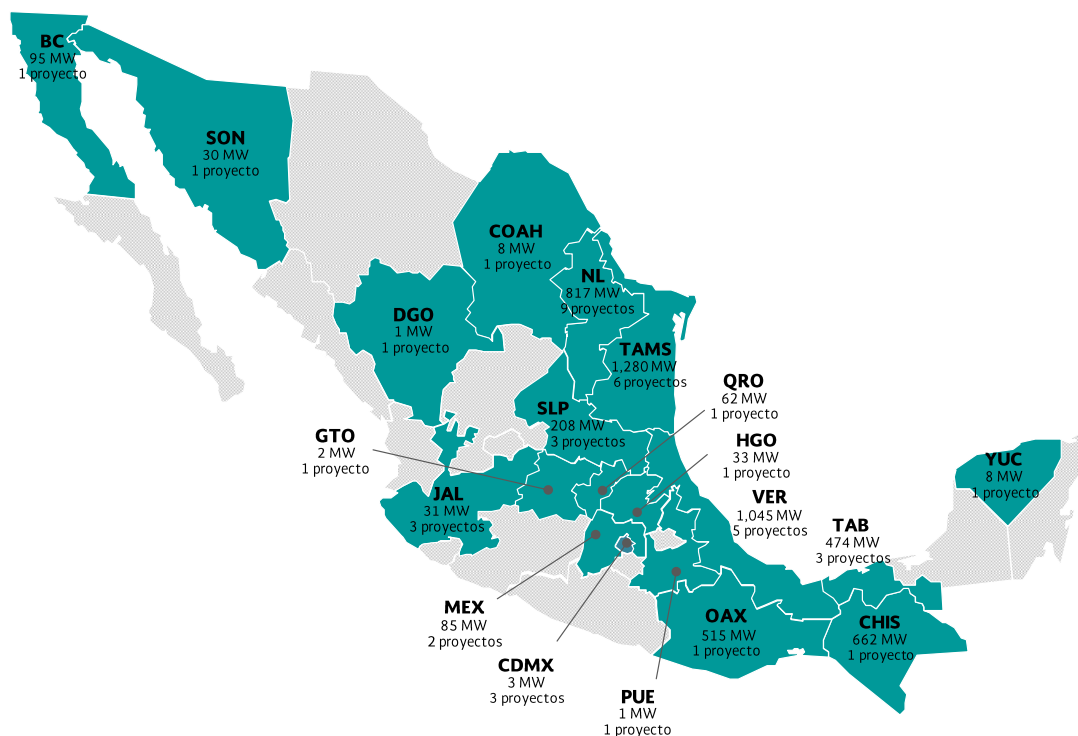
Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.11. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE BIOENERGÍA 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.12. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2017-2031



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.4.7. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017-2031
(Megawatt)

Entidad Federativa	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total ^{1/}
Aguascalientes	0	213	396	0	0	0	50	90	0	0	183	0	0	0	60	991
Baja California	30	0	41	0	352	0	0	1,031	0	0	0	565	0	301	375	2,695
Baja California Sur	8	66	25	0	50	143	0	30	82	197	43	73	117	0	122	956
Campeche	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Chiapas	50	30	0	0	0	0	42	662	136	65	0	0	0	0	0	984
Chihuahua	121	993	257	389	0	0	3	0	50	1,010	0	402	30	0	80	3,336
Ciudad de México	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Coahuila	58	800	362	278	641	0	355	99	126	0	0	100	300	400	0	3,518
Durango	31	234	0	30	0	23	50	0	175	0	30	983	0	0	121	1,676
Estado de México	0	660	0	0	111	0	100	84	0	0	0	0	0	0	226	1,181
Guanajuato	24	367	30	180	50	0	50	0	30	0	40	0	30	0	0	801
Guerrero	0	0	0	0	0	0	50	0	4	0	230	0	0	0	0	284
Hidalgo	99	0	0	0	55	25	0	0	0	0	0	0	0	0	30	209
Jalisco	103	176	64	922	53	0	100	56	185	80	420	62	100	24	10	2,355
Michoacán	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	0	0	100	181
Morelos	0	0	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70
Nayarit	0	0	0	0	0	25	43	60	0	0	231	0	0	0	0	358
Nuevo León	12	920	1,199	0	0	90	50	82	0	267	380	998	240	140	0	4,377
Oaxaca	65	410	252	878	0	0	0	10	825	653	300	150	818	0	0	4,361
Puebla	28	0	300	0	0	0	104	0	57	53	0	50	0	0	0	592
Querétaro	63	30	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	143
Quintana Roo	0	0	0	60	0	0	50	0	169	0	0	0	0	0	0	279
San Luis Potosí	8	30	300	335	94	0	0	250	772	1,013	30	0	0	0	350	3,182
Sinaloa	0	0	1,627	0	50	0	80	0	0	0	0	0	834	0	0	2,591
Sonora	896	989	425	527	30	0	150	83	0	0	0	0	104	0	0	3,204
Tabasco	274	0	0	0	0	0	746	0	200	30	0	0	0	0	0	1,250
Tamaulipas	395	918	537	341	0	945	0	350	0	383	0	951	284	96	1,360	6,559
Veracruz	9	55	0	0	208	0	423	1,000	338	45	200	450	1,720	1,360	0	5,808
Yucatán	133	844	0	70	76	0	532	259	169	76	539	539	0	0	0	3,237
Zacatecas	250	0	0	0	0	0	50	30	80	0	70	113	0	30	15	637
Total^{1/}	2,677	7,761	5,885	4,011	1,770	1,251	3,078	4,176	3,399	3,869	2,696	5,492	4,577	2,350	2,849	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.4.8. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR REGIÓN DE CONTROL 2017-2031
(Megawatt)

Región	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total ^{1/}
Central	107	660	0	0	166	0	150	84	0	26	0	0	0	0	226	1,420
Oriental	425	495	622	878	208	0	1,316	1,672	1,560	819	730	650	2,538	1,360	0	13,273
Occidental	407	841	790	1,437	197	50	343	486	535	80	973	231	130	54	565	7,119
Noroeste	896	989	2,052	159	50	0	230	83	0	0	0	0	937	0	0	5,396
Norte	160	1,827	491	597	30	23	53	0	255	1,010	30	1,384	330	350	201	6,741
Noreste	497	2,038	1,865	441	611	1,035	405	531	628	1,663	380	2,049	524	285	1,360	14,311
Peninsular	146	844	0	130	76	0	582	259	339	76	539	539	0	0	0	3,530
Baja California	30	0	41	368	382	0	0	1,031	0	0	0	565	0	301	375	3,094
Baja California Sur	0	53	25	0	50	143	0	30	82	197	43	73	117	0	122	935
Mulegé	8	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21
Total^{1/}	2,677	7,761	5,885	4,011	1,770	1,251	3,078	4,176	3,399	3,869	2,696	5,492	4,577	2,350	2,849	55,840

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.4.9. PROGRAMA INDICATIVO PARA EL RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2017-2031

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
1	Los Cabos U1	Turbogás	008-Los Cabos	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	2017	30.0
2	Los Cabos U3	Turbogás	008-Los Cabos	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	2017	27.3
3	Chávez U1	Turbogás	009-Francisco I. Madero	COAH	11-Laguna	05-Norte	2017	14.0
4	Chávez U2	Turbogás	009-Francisco I. Madero	COAH	11-Laguna	05-Norte	2017	14.0
5	Culiacán	Turbogás	006-Culiacán	SIN	05-Culiacán	04-Noroeste	2017	30.0
6	Dos Bocas U3	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2017	63.0
7	Dos Bocas U4	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2017	63.0
8	Dos Bocas U6	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2017	100.0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
9	Fundidora	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2017	12.0
10	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U1	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2017	84.0
11	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U2	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2017	84.0
12	Huicot	Combustión Interna	017-Tepic	NAY	22-Tepic	03-Occidental	2017	1.2
13	Industrial Caborca U1	Turbogás	017-Caborca	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2017	12.0
14	Industrial Juárez	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2017	18.0
15	La Laguna U5	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2017	14.0
16	La Laguna U7	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2017	14.0
17	La Laguna U8	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2017	14.0
18	Leona U1	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2017	12.0
19	Leona U2	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2017	12.0
20	Lerma (Campeche) U2	Termoeléctrica convencional	002-Campeche	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2017	37.5
21	Lerma (Campeche) U3	Termoeléctrica convencional	002-Campeche	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2017	37.5
22	Lerma (Campeche) U4	Termoeléctrica convencional	002-Campeche	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2017	37.5
23	Los Humeros U3	Geotérmica	054-Chignautla	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2017	5.0
24	Los Humeros U6	Geotérmica	054-Chignautla	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2017	5.0
25	Los Humeros U8	Geotérmica	054-Chignautla	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2017	5.0
26	Monclova U1	Turbogás	018-Monclova	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2017	18.0
27	Monclova U2	Turbogás	018-Monclova	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2017	30.0
28	Nonoalco U1	Turbogás	015-Cuauhtémoc	CDMX	31-Central	01-Central	2017	32.0
29	Nonoalco U2	Turbogás	015-Cuauhtémoc	CDMX	31-Central	01-Central	2017	32.0
30	Nonoalco U3	Turbogás	015-Cuauhtémoc	CDMX	31-Central	01-Central	2017	42.0
31	Parque U2	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2017	18.0
32	Parque U3	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2017	13.0
33	Tecnológico	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2017	26.0
34	Universidad U1	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2017	12.0

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
35	Universidad U2	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2017	12.0
36	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U1	Termoeléctrica convencional	102-Valladolid	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2017	37.5
37	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U2	Termoeléctrica convencional	102-Valladolid	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2017	37.5
38	Valle de México U2	Termoeléctrica convencional	002-Acolman	MEX	31-Central	01-Central	2017	150.0
39	Los Azufres U2	Geotérmica	034-Hidalgo	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2018	5.0
40	Los Azufres U6	Geotérmica	034-Hidalgo	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2018	5.0
41	Los Azufres U10	Geotérmica	034-Hidalgo	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2018	5.0
42	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U3	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	158.0
43	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U4	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	158.0
44	Santa Rosalía U3	Combustión Interna	002-Mulegé	BCS	53-Mulegé	10-Mulegé	2018	1.2
45	Santa Rosalía U4	Combustión Interna	002-Mulegé	BCS	53-Mulegé	10-Mulegé	2018	1.2
46	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U1	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2018	350.0
47	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U2	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2018	350.0
48	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U3	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2018	350.0
49	Samalayuca U1	Termoeléctrica convencional	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2019	158.0
50	Samalayuca U2	Termoeléctrica convencional	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2019	158.0
51	Huinalá	Ciclo combinado	041-Pesquería	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2019	377.7
52	Industrial Caborca U2	Turbogás	017-Caborca	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2019	30.0
53	La Laguna U6	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2019	14.0
54	Parque U4	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2019	28.0
55	Salamanca U3	Termoeléctrica convencional	027-Salamanca	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2019	300.0
56	Salamanca U4	Termoeléctrica convencional	027-Salamanca	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2019	250.0
57	Valle de México U1	Termoeléctrica convencional	002-Acolman	MEX	31-Central	01-Central	2019	150.0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
58	Valle de México U3	Termoeléctrica convencional	002-Acolman	MEX	31-Central	01-Central	2019	150.0
59	Xul - Ha U1	Turbogás	004-Othón P. Blanco	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	2019	14.0
60	Xul - Ha U2	Turbogás	004-Othón P. Blanco	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	2019	25.7
61	Francisco Villa U4	Termoeléctrica convencional	021-Delicias	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2019	150.0
62	Francisco Villa U5	Termoeléctrica convencional	021-Delicias	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2019	150.0
63	Mazatlán II (José Aceves Pozos) U1	Termoeléctrica convencional	012-Mazatlán	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2019	158.0
64	Mexicali U1	Turbogás	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2019	26.0
65	Mexicali U2	Turbogás	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2019	18.0
66	Mexicali U3	Turbogás	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2019	18.0
67	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Termoeléctrica convencional	033-Río Bravo	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2019	300.0
68	Tijuana U1	Turbogás	004-Tijuana	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2019	30.0
69	Tijuana U2	Turbogás	004-Tijuana	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2019	30.0
70	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U4	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2019	350.0
71	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U5	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2019	350.0
72	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U6	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2019	350.0
73	Cerro Prieto I U5	Geotérmica	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2020	30.0
74	Lerdo (Guadalupe Victoria) U1	Termoeléctrica convencional	012-Lerdo	DGO	11-Laguna	05-Norte	2020	160.0
75	Lerdo (Guadalupe Victoria) U2	Termoeléctrica convencional	012-Lerdo	DGO	11-Laguna	05-Norte	2020	160.0
76	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U9	Termoeléctrica convencional	007-Manzanillo	COL	27-Manzanillo	03-Occidental	2020	300.0

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
77	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U10	Termoeléctrica convencional	007-Manzanillo	COL	27-Manzanillo	03-Occidental	2020	300.0
78	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz) U1	Termoeléctrica convencional	001-Ahome	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2020	160.0
79	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz) U2	Termoeléctrica convencional	001-Ahome	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2020	160.0
80	Dos Bocas U1	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2020	63.0
81	Dos Bocas U2	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2020	63.0
82	Dos Bocas U5	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2020	100.0
83	Mazatlán II (José Aceves Pozos) U2	Termoeléctrica convencional	012-Mazatlán	SIN	06-Mazatlan	04-Noroeste	2020	158.0
84	Altamira U3	Termoeléctrica convencional	003-Altamira	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2020	250.0
85	Altamira U4	Termoeléctrica convencional	003-Altamira	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2020	250.0
86	Puerto Libertad U1	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	158.0
87	Puerto Libertad U2	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	158.0
88	Puerto Libertad U3	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	158.0
89	Puerto Libertad U4	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	158.0
90	Cancún U3	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2021	30.0
91	Cancún U5	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2021	44.0
92	Chankanaab U4	Turbogás	001-Cozumel	QR	45-Cozumel	07-Peninsular	2021	25.0
93	Ciprés	Turbogás	001-Ensenada	BC	47-Ensenada	08-Baja California	2021	27.4
94	Gómez Palacio U1	Ciclo combinado	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2021	73.4
95	Gómez Palacio U2	Ciclo combinado	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2021	73.4
96	Gómez Palacio U3	Ciclo combinado	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2021	93.0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
97	Mérida II	Turbogás	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2021	30.0
98	Nachi - Cocom	Turbogás	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2021	30.0
99	Nizuc U1	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2021	44.0
100	Nizuc U2	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2021	44.0
101	Presidente Juárez (Rosarito) U5	Termoeléctrica convencional	005-Playas de Rosarito	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2021	160.0
102	Presidente Juárez (Rosarito) U6	Termoeléctrica convencional	005-Playas de Rosarito	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2021	160.0
103	Cancún U1	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2021	14.0
104	Cancún U2	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2021	14.0
105	Chankanaab U1	Turbogás	001-Cozumel	QR	45-Cozumel	07-Peninsular	2021	14.0
106	Chankanaab U2	Turbogás	001-Cozumel	QR	45-Cozumel	07-Peninsular	2021	14.0
107	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Ciclo combinado	102-Valladolid	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2021	220.0
108	Ciudad Constitución	Turbogás	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2022	33.2
109	Ciudad del Carmen U1	Turbogás	003-Carmen	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2022	14.0
110	Ciudad del Carmen U2	Turbogás	003-Carmen	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2022	16.0
111	Ciudad del Carmen U3	Turbogás	003-Carmen	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2022	17.0
112	Los Cabos U2	Turbogás	008-Los Cabos	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	2022	27.4
113	CCC Poza Rica	Ciclo combinado	175-Tehuacán	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2022	231.8
114	Mérida II U1	Termoeléctrica convencional	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	84.0
115	Mérida II U2	Termoeléctrica convencional	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	84.0
116	San Carlos (Agustín Olachea A.) U1	Combustión Interna	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2022	31.5
117	Villa de Reyes U1	Termoeléctrica convencional	050-Villa de Reyes	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2022	350.0
118	Villa de Reyes U2	Termoeléctrica convencional	050-Villa de Reyes	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2022	350.0
119	Punta Prieta II U1	Termoeléctrica convencional	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	37.5
120	Punta Prieta II U2	Termoeléctrica convencional	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	37.5
121	Punta Prieta II U3	Termoeléctrica	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja	2023	37.5

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año de retiro ^{1/}	Capacidad (MW)
		convencional				California Sur		
122	Tijuana U3	Turbogás	004-Tijuana	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2023	150.0
123	Mazatlán II (José Aceves Pozos) U3	Termoeléctrica convencional	012-Mazatlán	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2023	300.0
124	La Paz U1	Turbogás	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	18.0
125	La Paz U2	Turbogás	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	25.0
126	Tula (Francisco Pérez Ríos) U3	Termoeléctrica convencional	076-Tula de Allende	HGO	31-Central	01-Central	2023	322.8
127	Tula (Francisco Pérez Ríos) U4	Termoeléctrica convencional	076-Tula de Allende	HGO	31-Central	01-Central	2023	322.8
128	Tula (Francisco Pérez Ríos) U5	Termoeléctrica convencional	076-Tula de Allende	HGO	31-Central	01-Central	2024	300.0
129	San Carlos (Agustín Olachea A.) U2	Combustión Interna	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2024	31.5
130	Tula (Francisco Pérez Ríos) U1	Termoeléctrica convencional	076-Tula de Allende	HGO	31-Central	01-Central	2024	330.0
131	Tula (Francisco Pérez Ríos) U2	Termoeléctrica convencional	076-Tula de Allende	HGO	31-Central	01-Central	2024	330.0
132	CT Altamira Unidades 1 y 2 (RM)	Termoeléctrica convencional	003-Altamira	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2027	340.0
133	Carbón II U1	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2028	350.0
134	Carbón II U2	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2028	350.0
135	Samalayuca II U3-U8	Ciclo combinado	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2028	521.8
136	Carbón II U3	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2029	350.0
137	Carbón II U4	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2029	350.0
Total^{2/}							15,814	

Nota: El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2017 - 2031 solo contempla las centrales que pertenecen a la CFE. ^{1/} La fecha de retiro puede variar de acuerdo con las condiciones del SEN. ^{2/} El Total puede no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.5.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2017-2031
(Megawatt)

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Convencional	51,798	53,847	52,967	51,795	51,295	50,150	50,127	51,278	52,387	54,486	54,684	56,430	56,921	56,921	57,043
Ciclo combinado	28,094	31,498	33,697	34,714	34,404	34,173	35,400	37,432	38,202	40,165	40,704	43,107	44,181	44,181	44,181
Termoeléctrica convencional	12,088	10,722	7,748	5,559	5,239	4,371	3,313	2,353	2,353	2,353	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012
Carboeléctrica	5,378	5,378	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	4,807	4,107	4,107	4,107
Turbogás	4,201	4,201	3,967	3,967	3,637	3,623	3,430	3,541	3,880	3,880	3,880	3,880	3,880	3,880	3,880
Combustión Interna	1,456	1,467	1,467	1,467	1,467	1,436	1,436	1,404	1,404	1,541	1,541	1,583	1,701	1,701	1,823
Lecho fluidizado	580	580	580	580	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Limpia	22,917	27,246	30,425	32,822	33,982	35,139	36,989	39,022	41,313	43,082	45,239	47,763	51,149	53,499	56,225
<i>Renovable</i>	18,406	21,985	25,164	27,561	28,269	29,426	30,457	31,603	33,463	34,927	36,503	37,987	39,138	40,127	41,494
Hidroeléctrica	12,604	12,633	12,633	12,633	12,660	12,660	13,176	13,176	13,503	13,689	13,919	14,270	14,270	14,270	14,270
Eólica	4,329	5,505	6,957	8,050	8,500	9,444	9,800	10,710	11,601	12,627	13,640	14,581	15,602	16,388	17,233
Geotérmica	920	930	930	900	925	975	1,005	1,121	1,226	1,359	1,589	1,671	1,701	1,731	2,146
Solar Fotovoltaica	539	2,903	4,630	5,965	6,170	6,332	6,462	6,582	7,119	7,239	7,341	7,451	7,551	7,725	7,830
Termosolar	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
<i>Otras</i>	4,511	5,261	5,261	5,261	5,713	5,713	6,532	7,420	7,850	8,156	8,736	9,776	12,011	13,371	14,732
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	2,968	4,329	5,689
Bioenergía	956	956	956	956	1,256	1,256	2,076	2,209	2,239	2,239	2,239	2,239	2,239	2,239	2,239
Cogeneración eficiente	1,940	2,690	2,690	2,690	2,842	2,842	2,842	3,596	3,996	4,302	4,882	5,922	6,797	6,797	6,797
Frenos regenerativos	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Total ^{1/}	74,715	81,093	83,392	84,617	85,277	85,289	87,116	90,300	93,699	97,568	99,923	104,193	108,070	110,420	113,269

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Incluye la adición y retiro de capacidad, no incluye generación distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.5.2. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017-2031

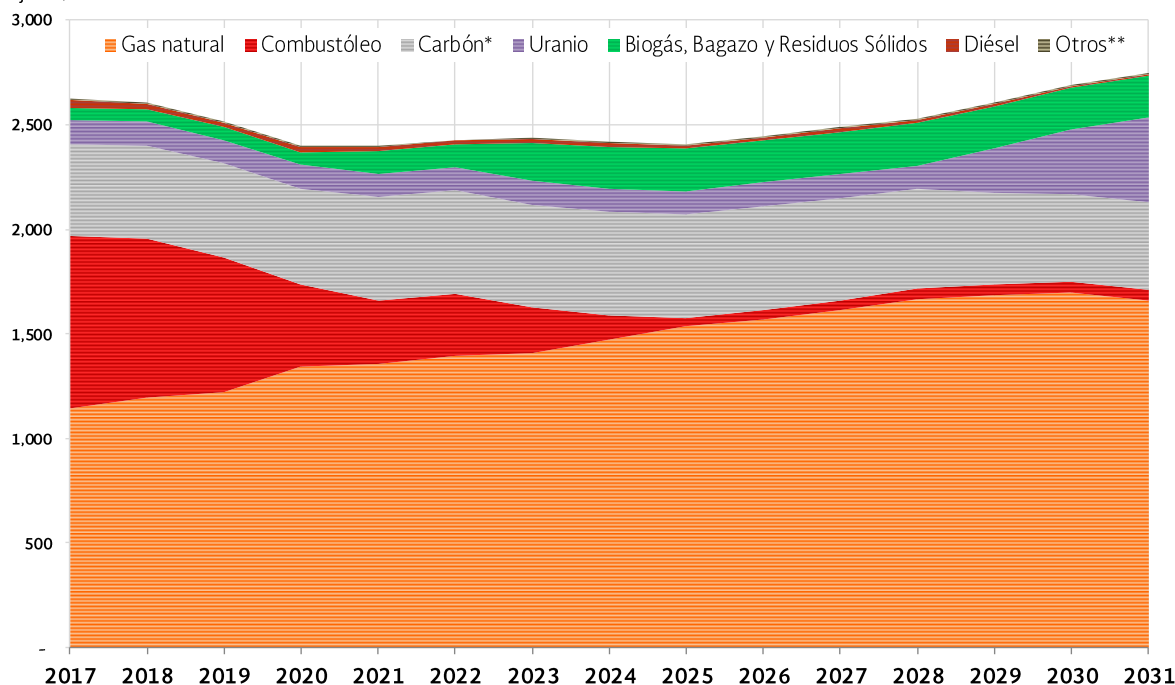
(Gigawatt-hora)

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Convencional	232,729	231,630	230,583	234,891	233,897	237,037	236,451	235,754	239,642	244,947	249,943	254,659	251,339	251,747	247,175
Ciclo combinado	148,400	152,630	157,471	171,846	171,780	174,780	178,758	183,343	190,801	195,324	200,295	206,388	206,620	208,561	203,822
Termoeléctrica convencional	38,025	35,148	29,319	17,608	13,283	13,183	9,249	4,518	829	829	829	831	797	816	629
Carboeléctrica	34,496	34,496	35,294	35,524	35,445	35,445	35,445	35,524	35,445	35,445	35,445	33,918	30,523	28,841	28,841
Turbogás	4,629	2,618	2,021	3,187	2,900	2,905	2,475	1,995	2,363	2,257	2,293	2,211	1,580	1,868	1,740
Combustión Interna	3,354	2,912	2,653	2,901	3,271	3,504	3,304	3,146	2,985	3,874	3,862	4,084	4,601	4,444	4,924
Lecho fluidizado	3,825	3,825	3,825	3,825	7,218	7,218	7,218	7,228	7,218	7,218	7,218	7,228	7,218	7,218	7,218
Limpia	70,649	80,766	91,420	96,762	107,819	115,223	126,402	138,553	145,784	151,810	158,122	165,476	180,642	192,459	209,509
<i>Renovable</i>	49,445	55,186	66,624	70,505	78,043	85,034	90,889	97,233	102,982	108,899	114,628	120,271	123,712	126,683	135,027
Hidroeléctrica	31,930	32,177	32,235	32,280	32,132	31,795	33,910	34,211	35,425	36,622	37,347	38,923	38,874	38,863	38,865
Eólica	13,863	17,116	23,769	26,730	32,557	35,563	38,805	43,762	46,669	50,258	53,469	56,703	59,877	62,341	67,581
Geotérmica	3,262	3,585	3,938	2,879	2,908	6,886	7,161	7,998	8,713	9,640	11,257	11,859	12,037	12,247	15,160
Solar Fotovoltaica	368	2,283	6,658	8,592	10,422	10,766	10,988	11,237	12,151	12,355	12,530	12,762	12,900	13,209	13,396
Termosolar	23	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
<i>Otras</i>	21,204	25,580	24,796	26,257	29,775	30,189	35,513	41,319	42,801	42,912	43,494	45,205	56,930	65,776	74,482
Nucleoeléctrica	10,925	10,925	10,925	10,955	10,925	10,925	10,925	10,955	10,925	10,925	10,925	10,955	20,167	29,410	38,652
Bioenergía	3,412	3,412	3,412	3,422	5,585	5,585	11,491	12,486	12,671	12,671	12,671	12,705	12,671	12,669	12,666
Cogeneración eficiente	6,867	11,243	10,459	11,881	13,265	13,678	13,097	17,878	19,206	19,316	19,898	21,544	24,092	23,697	23,165
Total ^{1/}	303,379	312,396	322,003	331,653	341,716	352,260	362,852	374,307	385,425	396,758	408,065	420,135	431,981	444,206	456,683

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. No incluye generación distribuida, FIRCO y autoabastecimiento local. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.6.1. CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2017-2031

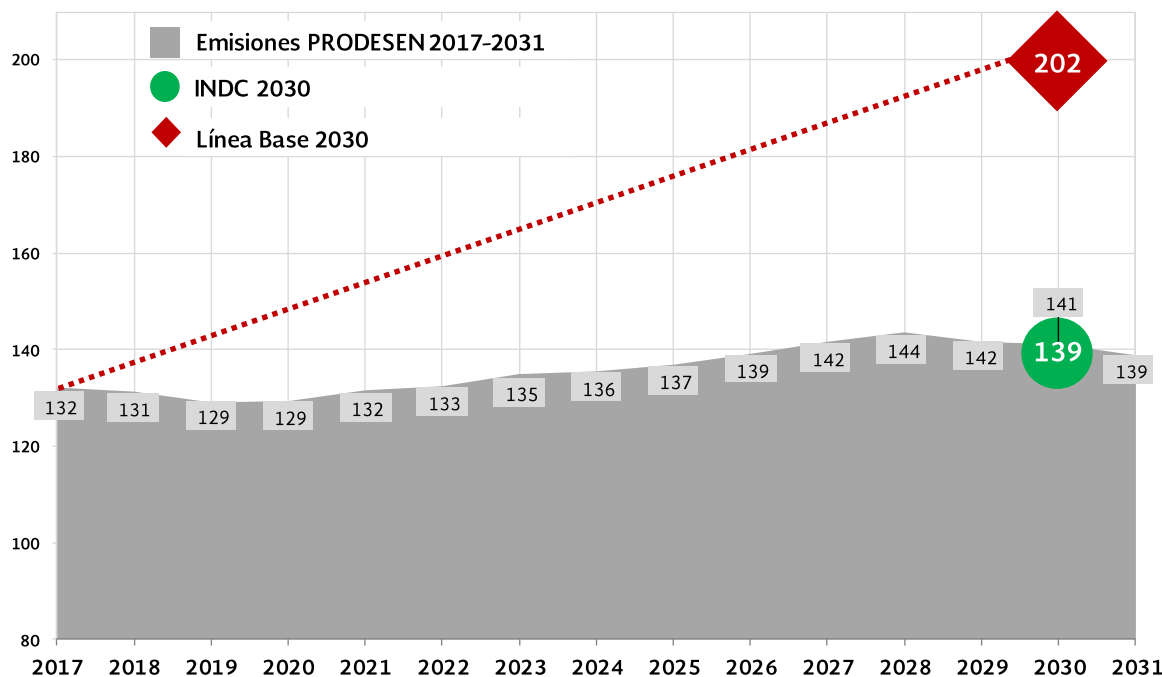
(Petajoule)



*Incluye carbón y coque. **Incluye gas residual y reacción química exotérmica. Fuente: Elaborado por la SENER.

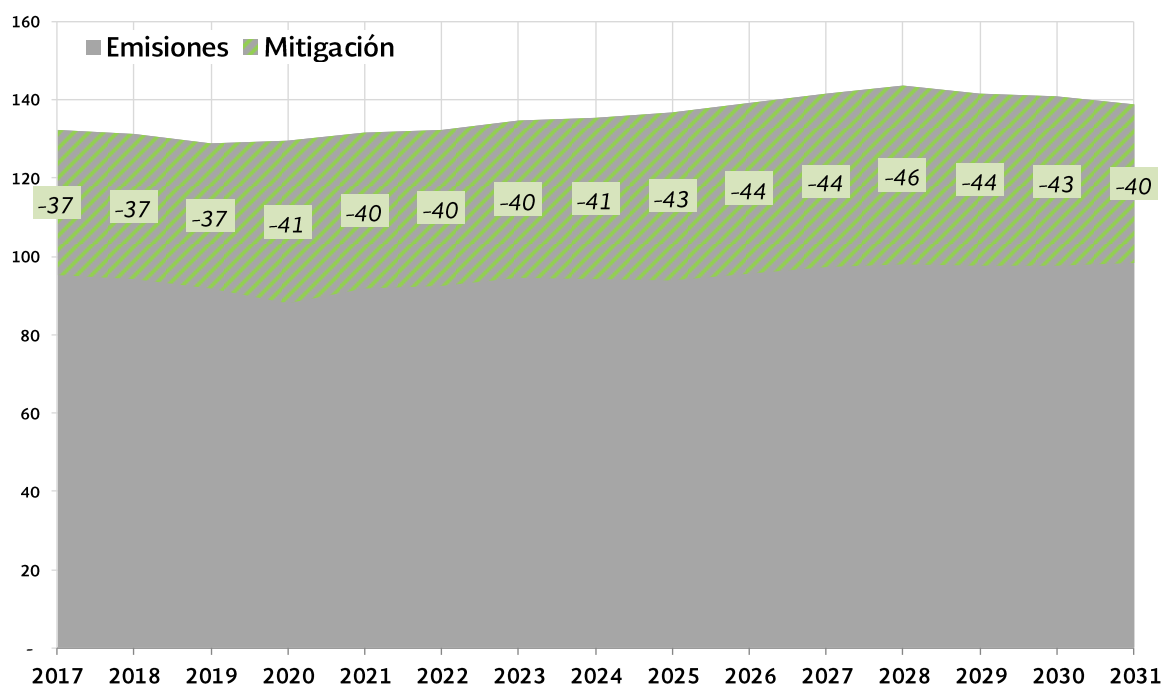
GRÁFICO 4.7.1. EMISIONES GEI SECTOR ELÉCTRICO 2017-2031

(MtCO₂e)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.7.2. MITIGACIÓN DE EMISIONES GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO 2017-2031
(MtCO₂e)



Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.6.1. CONSUMO DE COMBUSTIBLE 2017-2031
(Terajoule)

Combustible	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Gas natural	1,144,682	1,196,378	1,223,060	1,345,906	1,357,466	1,392,198	1,408,705	1,470,813	1,538,174	1,570,949	1,611,942	1,668,183	1,684,085	1,697,997	1,658,158
Combustóleo	822,172	761,806	639,367	393,490	302,156	299,802	215,883	116,418	36,987	45,224	45,091	47,708	53,739	54,103	55,106
Carbón ^{1/}	442,608	442,608	451,784	454,426	494,238	494,238	494,238	495,258	494,238	494,238	494,238	476,788	437,632	418,292	418,292
Uranio	113,622	113,622	113,622	113,933	113,622	113,622	113,622	113,933	113,622	113,622	113,622	113,933	209,741	305,860	401,979
Biogás, Bagazo y Residuos Sólidos	59,520	59,520	59,520	59,683	107,353	107,353	181,768	199,088	201,188	201,188	201,188	201,740	201,188	201,188	201,188
Diésel	35,587	25,242	20,555	25,310	21,978	15,515	19,545	15,325	16,568	15,606	15,941	14,380	10,559	9,229	8,527
Otros ^{2/}	6,220	6,220	6,220	6,237	6,220	6,220	6,220	6,237	6,220	6,220	6,220	6,237	6,220	6,220	6,220
Total	2,624,411	2,605,397	2,514,127	2,398,985	2,403,033	2,428,946	2,439,981	2,417,072	2,406,996	2,447,046	2,488,242	2,528,968	2,603,164	2,692,889	2,749,470

^{1/} Incluye carbón y coque. ^{2/} Incluye gas residual y reacción química exotérmica. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.7.1. EMISIONES GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO POR TECNOLOGÍA 2017-2031
(MtCO₂e)

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Bioenergía	3	3	3	3	5	5	8	9	9	9	9	9	9	9	9
Carboeléctrica	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	27	24	23	23
Ciclo Combinado	62	64	66	72	72	73	75	77	80	82	84	86	87	87	85
Cogeneración Eficiente	3	5	4	5	6	6	6	8	8	9	9	9	10	10	10
Combustión Interna	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
Lecho fluidizado	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Termoeléctrica convencional	26	24	20	12	9	9	7	3	1	1	1	1	1	1	1
Turbogás	5	4	3	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Total	132	131	129	129	132	133	135	136	137	139	142	144	142	141	139

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.9.1. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2017-2031
(Millones de dólares)

Año	Costos de Inversión	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	Costos Variables de Operación y Mantenimiento	Costos de Falla	Total	Variación (%)
2017	321	1,626	5,381	0	7,328	-
2018	1,057	1,571	5,335	0	7,963	8.7
2019	1,495	1,466	5,119	0	8,080	1.5
2020	1,675	1,327	5,097	0	8,099	0.2
2021	1,693	1,206	4,820	0	7,720	-4.7
2022	1,652	1,113	4,721	2	7,488	-3.0
2023	1,789	1,031	4,397	9	7,225	-3.5
2024	1,861	970	4,146	5	6,983	-3.4
2025	1,869	904	3,965	15	6,752	-3.3
2026	1,889	860	3,745	5	6,499	-3.8
2027	1,834	807	3,562	12	6,215	-4.4
2028	1,865	764	3,341	2	5,971	-3.9
2029	1,966	747	3,087	1	5,801	-2.8
2030	1,964	722	2,851	3	5,540	-4.5
2031	21,650	7,770	28,350	49	57,819	-
Total	44,581	22,882	87,917	102	155,482	

Fuente: Elaborado por la SENER.

Anexo Capítulo 5. Fichas de Otros Proyectos (Objetivo 3)

1. Donato Guerra			
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	
	Programado	Diagrama del Proyecto 	
DIAGNÓSTICO			
	El suministro de energía eléctrica hacia la Zona Metropolitana del Valle de México está soportado por infraestructura eléctrica en el nivel de tensión de 400 kV, que va desde la subestación Lázaro Cárdenas Potencia hasta las subestaciones Nopala y San Bernabé en el anillo de 400 kV y tiene una longitud aproximada de 350 km. Esta infraestructura actualmente no cuenta con compensación reactiva inductiva en toda su trayectoria.		
PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	La red troncal de 400 kV de la Región de Control Central presenta altos voltajes en las subestaciones interconectadas a la red troncal provocados por flujos mínimos de potencia en la red del corredor Lázaro Cárdenas hacia la red del anillo de 400 kV durante la condición operativa de demanda mínima.		
ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá controlar el voltaje en la red troncal de la Gerencia de Control Central que alimenta la Ciudad de México, además de que no se verá comprometida la confiabilidad de suministro de energía eléctrica ante contingencia sencilla de algún elemento de la red eléctrica. Adicionalmente, se tendrá un aprovechamiento óptimo de la infraestructura eléctrica existente, evitando costos adicionales para cumplir con la confiabilidad requerida.		
	2. Alternativas: Se revisó una opción alterna factible que consiste en instalar un reactor trifásico nuevo con una capacidad de 63.5 MVar en el nivel de tensión de 400 kV.		
CARACTERÍSTICAS			
	Trasladar e instalar reactores trifásicos R1 y R2 provenientes de la subestación Temascal II con una capacidad de 31.75 MVar en el nivel de tensión de 400 kV. Asimismo, se contempla el equipamiento necesario para el control de la conexión y desconexión de los reactores en la subestación Donato Guerra en 400 kV. El alcance del proyecto, originalmente se contemplaba un reactor de 100 MVar de capacidad nuevo, sin embargo, debido a la disponibilidad de equipo existente se ha adecuado el alcance para resolver la problemática.		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
Millones de pesos a Valor Presente 2018			
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
24.2	120	5	

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
Reactor	400	63.5	Central
Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2015			
Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2019			

1/ Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

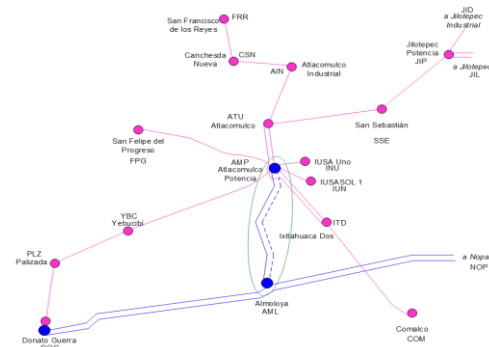
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

2. Atlacomulco Potencia-Almoloya

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	El suministro de energía eléctrica hacia la zona de distribución Atlacomulco y Valle de Bravo está soportado por dos subestaciones de la red troncal de 400 kV y una en el nivel de 230 kV, asimismo con un circuito proveniente de la zona de distribución Valle de Bravo en 115 kV. Esta infraestructura tiene una antigüedad mayor a 30 años, lo que origina una restricción en su límite de transmisión, además de que se tiene instalado calibre de conductor con baja capacidad, lo que es susceptible a problemáticas de colapso de voltaje.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	La sobrecarga en la línea de 115 kV en la trayectoria Palizada-Yebucibí-Atlacomulco Potencia y la problemática de bajo voltaje en las subestaciones de la zona Atlacomulco.		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta resolverá problemas de suministro de energía eléctrica en la zona de distribución Atlacomulco que atiende municipios como Atlacomulco, Jilotepec, San Felipe del Progreso, Ixtlahuaca, entre otros, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.</p>		
	<p>2. Alternativas: Se analizó una opción alterna factible que consiste en el reemplazo de torres existentes por nuevas de doble circuito, tendido del primero aisladas y operadas en 115 kV de los circuitos Palizada – Yebucibí y Yebucibí – Atlacomulco Potencia con un total de 23 km y calibre de mayor capacidad.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla construir el tendido del segundo circuito Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia-Almoloya de 28 km-c en 400 kV y el equipamiento en las Subestaciones para la conexión de la nueva Línea.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2016		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	119.9	178.3	1.5

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO








Diagrama del Proyecto

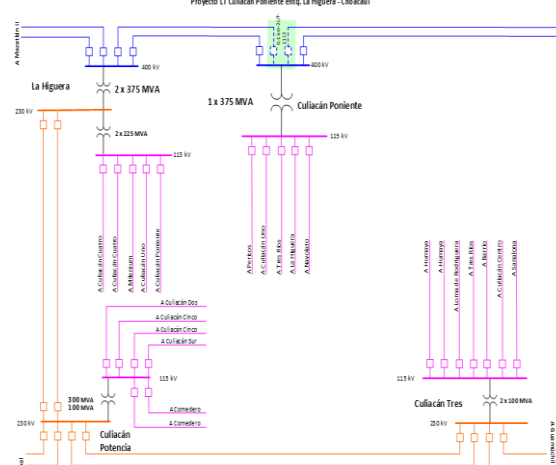



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
400	2	28	Central
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018			
Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2018			

^{1/} Ver Anexo Tabla 5.2.1.








3. Culiacán Poniente entronque Choacahui-La Higuera			
MODALIDAD			
	Programado		
DIAGNÓSTICO			
	Los estados de Sinaloa y Sonora comparten un sistema longitudinal, en donde la energía eléctrica se transmite través de la red troncal de 400 y 230 kV. Dichos estados presentan un comportamiento relacionado con la temperatura, cuya demanda de energía eléctrica es sostenida la mayor parte del año.		
PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	La saturación que se presenta en el corredor entre las zonas Los Mochis y Culiacán en los periodos de invierno, motivado por los excedentes de generación de ciclo combinado instalados al norte de la Región de Control Noroeste. Asimismo, los voltajes fuera de los límites permitidos en las subestaciones de la zona Guasave.		
ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta incrementará la capacidad de transmisión entre Los Mochis y Culiacán y se mejorarán los voltajes de operación en las Subestaciones de la zona Guasave.		
	2. Alternativa: Se analizó la instalación de una Línea de Transmisión La Higuera-Culiacán Poniente en 400 kV.		
CARACTERÍSTICAS			
	El proyecto contempla la construcción de la Línea de Transmisión Culiacán Poniente entronque Choacahui-La Higuera de 0.4 km-c en 400 Kv.		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
Millones de pesos a Valor Presente 2017			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	70.04	80.13	1.1

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO				
Diagrama del Proyecto				
Proyecto LT Culiacán Poniente entrg. La Higuera - Choacahui				
				
INFRAESTRUCTURA ^{1/}				
Transmisión				
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control	
400	2	0.4	Noroeste	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018				
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2018				

1/ Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

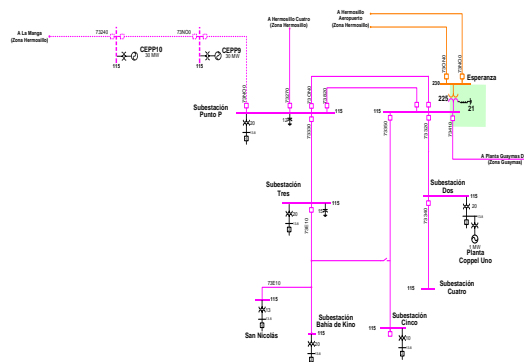
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

4. Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

	MODALIDAD						
	Programado						
	DIAGNÓSTICO						
	La zona de la Costa de Hermosillo, registra una demanda de 85 MW en el periodo de mayor demanda y disminuye hasta 30 MW en la condición de baja demanda, el pronóstico estimado de crecimiento a mediano plazo es de uno por ciento. Para el suministro de la demanda eléctrica, se cuenta con 4 líneas en 115 kV que alimentan la Subestación Punto P, de las cuales dos desde la zona Hermosillo y dos desde la zona Guaymas.						
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER						
	La falta de equipos de compensación reactiva inductiva que permita mantener dentro de los límites de operación y el voltaje en las subestaciones de la zona Costa de Hermosillo.						
	ANÁLISIS						
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta regulará el perfil de voltaje en las subestaciones de la zona Costa de Hermosillo, lo cual permitirá mantener la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica al mantener las líneas de transmisión en operación durante cualquier condición de operación.						
	2. Alternativas Se analizó la instalación de equipo de compensación reactiva inductiva en la Subestación Punto P con capacidad de 21 MVAR.						
	CARACTERÍSTICAS						
	El proyecto contempla la instalación de un equipo de compensación reactiva inductiva de 21 MVAR y 13.8 Kv en la Subestación Esperanza.						
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO						
	<div>Millones de pesos a Valor Presente 2017</div> <table><tr><th>Costo</th><th>Beneficio</th><th>Relación Beneficio/Costo</th></tr><tr><td>30.6</td><td>41.9</td><td>1.4</td></tr></table>	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	30.6	41.9	1.4
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo					
30.6	41.9	1.4					

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto




INFRAESTRUCTURA^{1/}

Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
Reactor	13.8	21	Noroeste
Fecha necesaria de entrada en operación: octubre de 2018			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

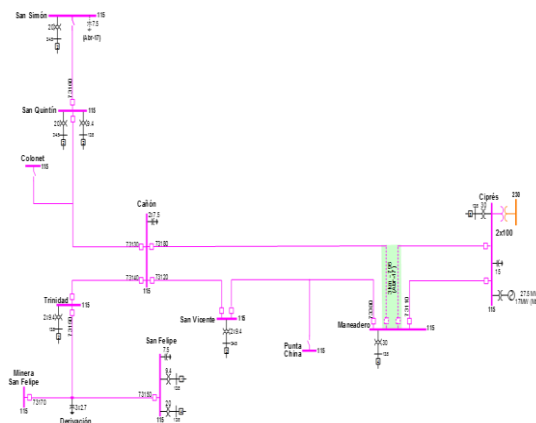
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

5. Maneadero entronque Ciprés-Cañón


MODALIDAD			
	Programado		
DIAGNÓSTICO			
	El suministro de energía eléctrica a las poblaciones ubicadas al sur de la ciudad de Ensenada se realiza desde la Subestación Ciprés mediante dos Líneas de Transmisión hacia la Subestación de transferencia Cañón y permite el suministro de energía eléctrica en 115 kV a través de dos circuitos.		
PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	El impacto ante contingencias sencillas en el comportamiento del voltaje en las Subestaciones de esta región es muy severo y está relacionado al voltaje de operación y al límite operativo de la Línea de Transmisión San Vicente-Cañón.		
ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá descargar el flujo a través de la Línea de Transmisión San Vicente-Cañón. Esto reduce considerablemente el corte de carga necesario para mantener el perfil de voltaje dentro de los límites de operación.		
	2. Alternativa: Se analizó instalar equipos de compensación capacitiva en 115 kV en las subestaciones Maneadero y San Vicente y la repotenciación del enlace sobrecargado.		
CARACTERÍSTICAS			
	El proyecto contempla la construcción de la tendida Línea de Transmisión Maneadero entronque Ciprés-Cañón de 6 km-c en 115 Kv. Asimismo, el proyecto considera dos nuevas bahías con alimentadores en 115 kV para la conexión de las líneas de transmisión.		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Millones de pesos a Valor Presente 2015		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	35.4	50.5	1.4

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto










INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	6	Baja California
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

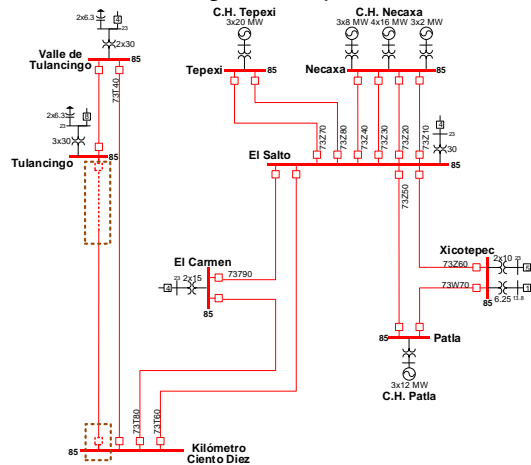
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

6. Kilómetro 110-Tulancingo

MODALIDAD			
	Programado		
DIAGNÓSTICO			
	El suministro de energía hacia el municipio de Tulancingo y poblaciones aledañas está soportado por red eléctrica en el nivel de tensión de 85 kV, mediante las subestaciones de distribución Tulancingo y Valle Tulancingo, estas subestaciones son alimentadas por tres circuitos. Parte de esta infraestructura tiene una antigüedad 40 años, adicionalmente el calibre del conductor instalado restringe su capacidad de transmisión a 50 MVA.		
PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	Los problemas de suministro de energía eléctrica en las subestaciones que alimentan el municipio de Tulancingo y poblaciones cercanas, esto, ante la contingencia sencilla del circuito Kilómetro 110-Valle Tulancingo.		
ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá cumplir con el suministro de energía eléctrica en 85 kV que demande el municipio de Tulancingo y otros municipios, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.		
	2. Alternativa: Se analizó el reemplazo del circuito Kilómetro 110-Tulancingo existente por un nuevo circuito de 16.7 km aproximadamente con mayor capacidad de transmisión en el nivel de tensión de 85 kV.		
CARACTERÍSTICAS			
	El proyecto contempla la construcción del tendido Línea de Transmisión de 4.2 km-c en 85 Kv para completar la línea existente de 13.4 km que quedo sin concluir y formar la nueva trayectoria Kilómetro 110-Tulancingo. Asimismo, el proyecto contempla el equipamiento en las Subestaciones para la conexión de la nueva Línea.		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	40.1	692.9	17.3

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO


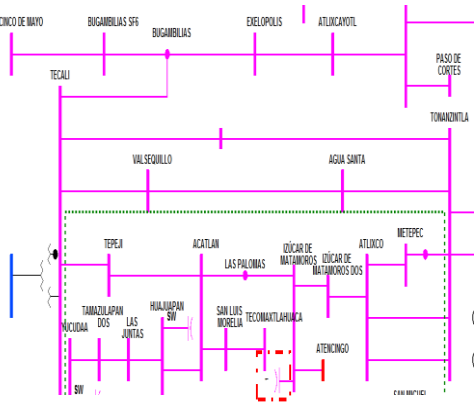




Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
85	1	4.2	Central
Fecha necesaria de entrada en operación: septiembre de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: septiembre de 2016			

^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

7. Izúcar de Matamoros MVar					
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO			
	Programado	<div>Diagrama del Proyecto</div> 			
DIAGNÓSTICO					
<p>El suministro de energía eléctrica de las zonas Izúcar de Matamoros y Huajuapán depende de la transformación instalada en la Subestación Tecali que alimenta circuitos en el nivel de tensión de 115 kV de la zona Puebla Poniente. La regulación de voltaje depende de la subestación Tecali, sin embargo, debido a la topología radial del sistema y la distancia hacia el punto de carga no se tiene suficiente apoyo en el control de voltaje.</p>					
PROBLEMÁTICA A RESOLVER					
<p>Los bajos voltaje en líneas de transmisión como es el caso del disparo de las Línea de Transmisión Atlixco-Izúcar II o Tecali-Tepeji, por el incremento de la demanda en la zona de Distribución Izúcar de Matamoros.</p>					
ANÁLISIS					
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminará los problemas de suministro de energía eléctrica en la zona de distribución Izúcar de Matamoros, ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.</p>				
	<p>2. Alternativa: Se analizó construir un nuevo circuito Atlixco-Izúcar de Matamoros II en el nivel de tensión de 115 kV de 35 km de longitud aproximadamente.</p>				
CARACTERÍSTICAS		INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
		Compensación			
		Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
		1 Capacitor	115	12.5	Oriental
<p>Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016</p>					
<p>Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019</p>					
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO					
Millones de pesos a Valor Presente 2017					
Costo	Beneficio				
16.2	82.6	5.1			

1/ Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

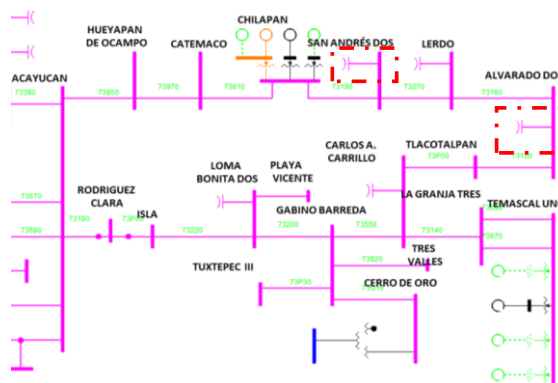
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

8. Alvarado II y San Andrés II MVar

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	El suministro de energía eléctrica de la de Los Tuxtlas y de la Subestación de Distribución Alvarado II depende de circuitos provenientes de las zonas Coatzacoalcos y Papaloapan, Subestaciones Acayucan y Tlacotalpan, respectivamente, que forman un corredor de transmisión en el nivel de 115 kV con una distancia aproximada de 198 km de longitud, sin embargo, se tienen tramos con bajo calibre que limitan la capacidad a 74.4 MW.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Los bajos voltajes y restricciones para su soporte de la Línea de Transmisión de 115 kV, ante un caso de contingencia sencilla del circuito Acayucan-Hueyapan de Ocampo o Carlos A. Carrillo-Tlacotalpan.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminará los problemas de suministro de energía eléctrica en la zona de distribución Los Tuxtlas correspondiente al estado de Veracruz, ante contingencia sencilla de algún elemento de Transmisión en 115 kV.		
	2. Alternativa: Se analizó construir un nuevo circuito Rodríguez Clara – San Andrés II en el nivel de tensión de 115 kV de 50 km de longitud aproximadamente.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la instalación de dos Capacitores en el nivel de 115 kV y 7.5 MVar de capacidad cada uno, en las Subestaciones de Distribución Alvarado II y San Andrés II.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2016		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	36.8	55.8	1.5

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO


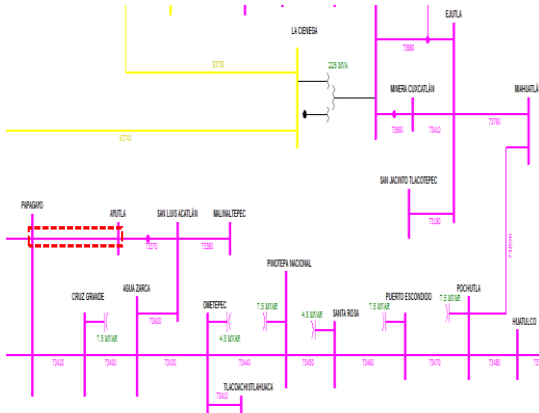







Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
2 Capacitores	115	15	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.3.

9. Ayutla-Papagayo							
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO					
	Programado	Diagrama del Proyecto 					
DIAGNÓSTICO		 El suministro de energía eléctrica en la región de la Costa Chica de Guerrero y parte de Oaxaca, que comprende las zonas de Distribución de Acapulco, Chilpancingo y Huatulco, depende de un corredor de transmisión con un circuito aislado y operado en el nivel de tensión de 115 kV, el cual está alimentado por medio de tres enlaces Juchitán II-Conejos, Mihuatlán-Pochutla y Quemado-Papagayo.					
PROBLEMÁTICA A RESOLVER		 La pérdida de carga por colapso de voltaje y el complejo control de voltaje en caso de contingencia sencilla de alguna de las Líneas de Transmisión a lo largo del corredor Juchitán II-Conejos, Mihuatlán-Pochutla y Quemado-Papagayo en condiciones de máxima demanda.					
ANÁLISIS		 1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminaría los problemas de suministro de energía eléctrica en el corredor de Transmisión en 115 kV, de la costa chica de Acapulco y Oaxaca ante contingencia sencilla de algún elemento de Transmisión.					
	2. Alternativa: Se analizó la construcción de un circuito desde la subestación Papagayo hacia San Luis Acatlán en el nivel de tensión de 115 kV con una longitud aproximada de 90 km.						
CARACTERÍSTICAS							
	El proyecto contempla la construcción de la Línea de Transmisión Ayutla-Papagayo de 56 km-c en 115 Kv. Asimismo, el proyecto considera el equipamiento en las Subestaciones para la conexión de la nueva Línea.						
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO							
	Millones de pesos a Valor Presente 2017						
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo				
	151.3	215.9	1.4				
INFRAESTRUCTURA ^{1/}							
Transmisión							
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control				
115	1	56	Oriental				
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016							
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2016							

^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

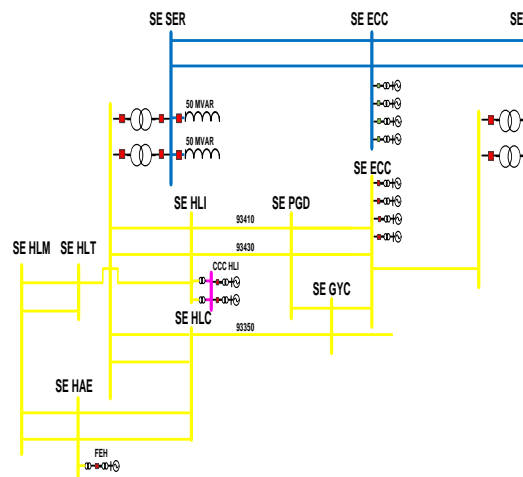
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

10. Compensación Reactiva Inductiva en Seri

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	En los estados de Sonora y Sinaloa la transmisión de potencia se realiza a través de la red troncal de 400 kV y 230 kV. Con la incorporación en el corto plazo de los proyectos de generación Empalme I y II y Topolobampo II y III, se tendrá un parque de generación a base de ciclo combinado en la región Noroeste del país; así mismo, se ha programado robustecer la red de transmisión en 400 kV desde Mazatlán hasta Hermosillo y reforzamiento en 230 kV con lo que tendrá un sistema eléctrico robusto que permitirá atender la demanda.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Los voltajes de operación fuera de los límites permitidos en las Subestaciones Seri y en las ubicadas al sur de la ciudad de Hermosillo; la absorción de reactivos y disminución de los flujos de transmisión en la red troncal ante la salida por falla o mantenimiento de las unidades de Empalme Ciclo Combinado Fuerza y Energía de Hermosillo y la central ciclo combinado de Hermosillo Cinco.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminaría los problemas de voltaje dentro de los límites permitidos y permitirá cumplir con el suministro de la demanda de energía eléctrica dentro de la ciudad de Hermosillo.		
	2. Alternativa: Se analizó la instalación de un Compensador Estático de Vars en la Subestación Seri con capacidad de ± 100 MVar.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción e instalación de dos equipos de Compensación reactiva inductiva de 50 MVar en la Subestación Seri en el nivel de 400 kV.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	245.0	393.0	1.6

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA ^{1/}

Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
2 Reactores	400	100	Noroeste
Fecha necesaria de entrada en operación: octubre de 2018			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

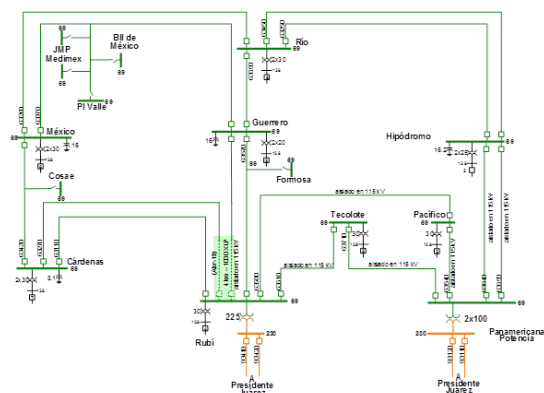
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

11. Rubí entronque Cárdenas – Guerrero

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>El noroeste de la ciudad de Tijuana es suministrada de energía eléctrica por dos Líneas de Transmisión que salen de la Subestación Rubí y que forman un anillo en 69 kV entre las Subestaciones Rubí, Cárdenas, México, Río y Guerrero; asimismo se encuentra inmersa en el área urbana y limitada al norte por la frontera con Estados Unidos de América y al poniente por el Océano Pacífico, lo que la hace área densamente poblada con un terreno irregular montañoso. La central eléctrica Presidente Juárez suministra de energía eléctrica dicha área y tiene un alto flujo de transmisión hacia la Subestación Rubí mediante la Línea de Transmisión Rubí-Cárdenas, lo que provoca que opere dentro de sus límites de transmisión.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>La Línea de Transmisión Rubí-Cárdenas presenta saturación durante el periodo de verano y alcanza su capacidad máxima de transmisión.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá que no se tengan limitaciones en la red de 69 kV al noroeste de la ciudad de Tijuana, al incrementar la confiabilidad al redistribuir los flujos de potencia en la red de 69 kV; optimizar la transmisión y balancear el flujo de transformación en las Subestaciones Rubí y Panamericana Potencia.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la construcción de una Subestación Cárdenas en forma radial en 115 kV desde la Subestación Presidente Juárez, la instalación de dos bancos de transformación de 30 MVA y relación 115/13.8 kV y una red de transmisión asociada en 115 kV.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla la construcción de dos nuevas bahías con alimentadores en 115 kV, con operación inicial en 69 kV que permitirá la conexión de las Línea que se interconectará con un tramo de Línea de Transmisión Libramiento Sur de Tijuana y que permitirá la instalación de la Línea de Transmisión Rubí entronque Cárdenas-Guerrero de 8 km-c.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	74.5	314.3	4.2

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto










INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
115	2	8	Baja California
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

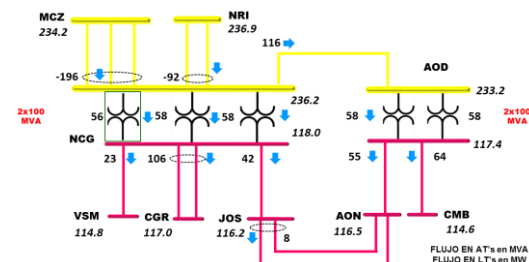
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.1.

12. Ascensión II Banco 2

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	La zona de Distribución Casas Grandes está conformada por dos subestaciones Nuevo Casas Grandes y Ascensión II, no cuenta con centrales eléctricas y su topología es radial, lo que complica la operación del sistema ante contingencias sencillas de pérdida de Líneas de Transmisión o de elementos de Transformación. Dicho sistema, suministra de energía eléctrica campos agrícolas y la zona urbana de Casas Grandes, Chihuahua. Recientemente la explotación agrícola se ha detonado de manera notable, incrementando proporcionalmente la demanda de energía eléctrica en la zona, y haciendo necesario el incremento en la capacidad de transformación en las subestaciones principales o de potencia		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	La pérdida de carga por saturación de los transformadores, o bien, por los bajos voltaje entre las Subestaciones Ascensión II y Nuevo Casas Grandes que dejarían de suministrar energía eléctrica en caso de contingencia sencilla.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta robustecerá la alimentación de la red de 115 kV en la Subestación Ascension II, agregando un nuevo punto de suministro de energía eléctrica desde la red de 230 kV; mejora la estabilidad de voltaje y brinda mayor flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.		
	2. Alternativa: Se analizó la instalación de nueva capacidad de transformación y la y la construcción de un capacitor de 30 MVAR en la subestación Nuevo Casas Grandes.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la instalación de un autotransformador de capacidad de 100 MVA y relación de transformación de 230/115 kV en la Subestación Ascension II, el cuál sería trasladado desde la subestación Moctezuma y la instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAR en el nivel de tensión de 115 kV en la subestación La Salada.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2018		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	183.4	185.3	1.0

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO


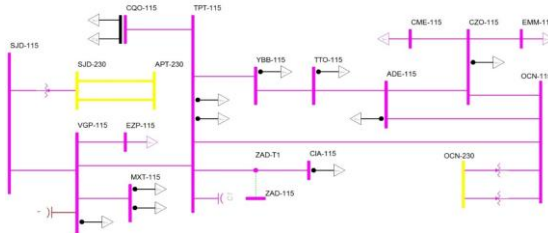






Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
3 Autotransformadores	230/115	100	Norte
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVAR	Región de Control
Capacitor	115	7.5	Norte
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2018			








^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.2 y 5.2.3.

13. Frontera Comalapa MVar				
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		
	Programado	Diagrama del Proyecto 		
DIAGNÓSTICO				
	<p>El suministro de energía eléctrica en el municipio de Frontera Comalapa se realiza a través de una red eléctrica radial con un conductor de bajo calibre y en tensión 115 kV, desde la subestación Huixtla hasta las Subestaciones Belisario Domínguez II, Motozintla y Frontera Comalapa. En la Subestación Belisario Domínguez se cuenta con un capacitor de 22.5 MVar para mejorar el perfil de voltaje en este corredor, sin embargo, para el requerimiento de potencia reactiva no es suficiente este nivel de compensación.</p>			
PROBLEMÁTICA A RESOLVER				
	<p>Voltajes no operables en las Subestaciones que dependen del circuito radial Huixtla hasta Frontera Comalapa cuando se presenta una contingencia en el circuito Belisario Domínguez-Huixtla u otro circuito de la red de la zona Tapachula.</p>			
ANÁLISIS				
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará problemas de suministro en las subestaciones Frontera Comalapa, Belisario Domínguez II y Huixtla ante una contingencia de algún elemento en la transmisión de la zona de Tapachula.</p>			
	<p>2. Alternativa: Se analizó compensar la red en 115 kV de la zona San Cristóbal o reforzar la red para reducir el impacto ante una contingencia sencilla mediante la construcción de un nuevo circuito Frontera Comalapa-Mapastepec en 115 kV con longitud aproximada de 83 km-c.</p>			
CARACTERÍSTICAS				
	<p>El proyecto contempla la instalación de un capacitor en el nivel de 115 kV en la subestación Frontera Comalapa con capacidad de 7.5 MVar.</p>			
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO				
Millones de pesos a Valor Presente 2018				
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo		
19.7	128.8	6.5		
INFRAESTRUCTURA ^{1/}				
Compensación				
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control	
1 Capacitor	115	7.5	Oriental	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017				
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019				

^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

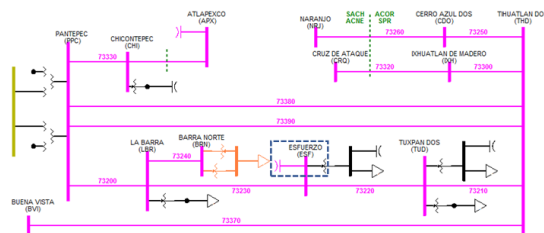
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

14. Esfuerzo MVar

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>El suministro de energía eléctrica del municipio de Tuxpan se realiza a través de un corredor de transmisión radial en 115 kV: Pantepec-Tihuatlán II-Tuxpan II-Esfuerzo-La Barra. Actualmente la principal fuente de energía y control de voltaje de este anillo, corresponde a la subestación Pantepec, sin embargo, se esperan problemas de control de voltaje en las subestaciones asociadas al anillo ante una contingencia sencilla de algún elemento de transmisión asociado y el incremento de la demanda de energía eléctrica.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Afectaciones de carga en las subestaciones asociadas al corredor de transmisión Pantepec-Tihuatlán II-Tuxpan II- Esfuerzo-La Barra, ante una contingencia sencilla de la Línea de Transmisión Tihuatlán II-Tuxpan II y al crecimiento esperado de la demanda para 2019.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará problemas de suministro de energía eléctrica en las Subestaciones Tuxpan II, Esfuerzo y La Barra ubicada en Poza Rica.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó compensar la red en 115 kV de la zona Poza Rica o reforzar la red para reducir el impacto ante contingencia sencilla mediante la construcción de un nuevo circuito Tihuatlán-Esfuerzo en 115 kV con longitud aproximada de 29 km-c.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla la instalación de un capacitor en el nivel de 115 kV en la subestación Esfuerzo con capacidad de 15 MVar.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2018		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	19.8	107.4	5.4

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto








INFRAESTRUCTURA

Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
1 Capacitor	115	15	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

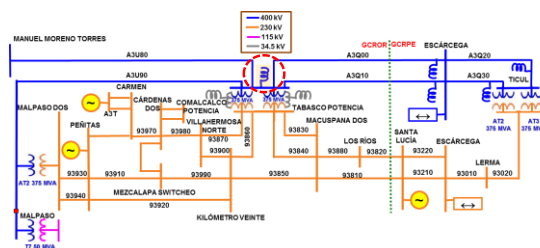
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

16. Tabasco Potencia MVar


	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>La Subestación Tabasco Potencia tiene un nivel de tensión de 400 kV y cuenta con cuatro líneas de transmisión: dos hacia la Gerencia de Control Regional Peninsular conectadas en la subestación Escárcega, una hacia la Subestación Malpaso II y la restante hacia la Subestación Manuel Moreno Torres, las cuales tienen una gran inyección de potencia reactiva de tipo capacitiva hacia las Subestaciones y altos voltajes de operación. Adicionalmente, se requiere la sustitución de equipo de compensación reactiva inductiva para habilitar el esquema de Disparo Recierre Monopolar en las Líneas de la Subestación Temascal III mediante la instalación de nuevos reactores de tipo monofásico, por lo que la CFE ha definido disponibles reactores trifásicos para su aprovechamiento.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Altos voltajes en la Subestación Tabasco Potencia y relacionadas, derivado de la incorporación de la red eléctrica hacia la subestación Escárcega.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará problemas de suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Villahermosa, Los Ríos y Chontalpa, Tabasco, y la región Peninsular ante una contingencia sencilla de algún elemento de transmisión de la red troncal de 400 kV y se permitirá aprovechar de manera óptima la infraestructura eléctrica existente, evitando costos adicionales.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la instalación de equipo de compensación reactiva inductiva para la mitigación de altos voltajes en la red troncal de transmisión, se revisó una opción alterna factible que consiste en instalar un nuevo reactor trifásico con una capacidad de 63.5 MVar en el nivel de tensión de 400 kV.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla el traslado e instalación del reactor trifásico R9 en la Subestación Tabasco Potencia proveniente de la subestación Temascal III con una capacidad de 63.5 MVar en el nivel de tensión de 400 kV. También contempla el equipamiento necesario para el control de la conexión y desconexión del reactor en la subestación Tabasco Potencia en 400 kV.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	20.9	80.6	3.9

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto






INFRAESTRUCTURA^{1/}

Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
1 Reactor	400	63.5	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

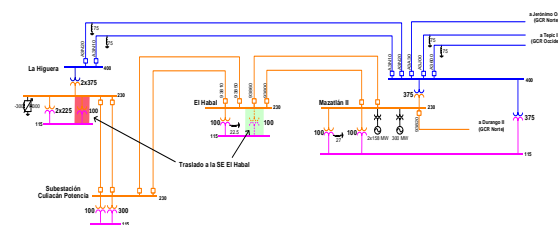
^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.3.

17. El Habal Banco 2


	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>La Subestación El Habal tenía instalados dos transformadores de 100 MVA, sin embargo, se presentaron crecimientos significativos en la zona Culiacán que llevó a la necesidad de trasladar uno de los bancos de 100 MVA de El Habal hacia La Higuera, de manera que permitiera atender el suministro de la demanda. Con la reciente entrada en operación del segundo transformador de 225 MVA y relación 230/115 kV en la Subestación La Higuera, el transformador de 100 MVA ha quedado disponible para ser trasladado a la SE El Habal. Asimismo, el comportamiento eléctrico que se registrará en la zona Mazatlán para 2019 será modificado sustancialmente con la incorporación de los ciclos combinados de Empalme I y II, y Topolobampo II, con lo cual se invertirá el sentido actual de los flujos de potencia en la red de transmisión para los niveles de tensión de 230 kV y 115 kV.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>El transformador de 100 MVA en la Subestación El Habal ha alcanzado su capacidad máxima de transformación debido a la transmisión de los excedentes de generación del norte de Sonora y Sinaloa hacia la zona de Mazatlán y a la reducción en el despacho de las Unidades de generación en Mazatlán Dos.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta incrementará la capacidad de suministro a la ciudad de Mazatlán.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la instalación de nueva transformación en la Subestación El Habal.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla el traslado de dos Autotransformadores de la Subestación La Higuera para ser instalados en la Subestación El Habal.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2016		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	14.9	23.1	1.6

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO



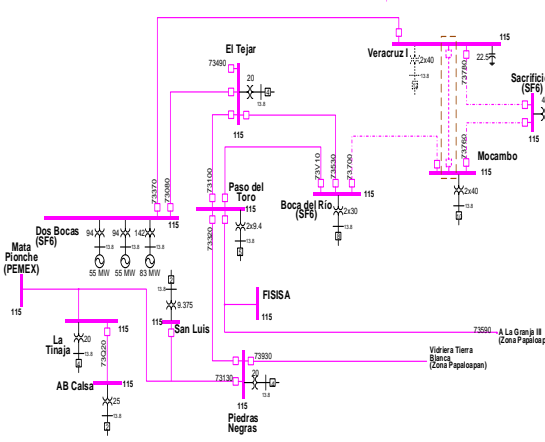





Diagrama del Proyecto




INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
Autotransformadores ³	230/115	100	Noroeste
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

^{1/} Ver Anexo, Tabla 5.2.2.

Cable Subterráneo Veracruz I-Mocambo				
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		
	Programado	Diagrama del Proyecto		
	DIAGNÓSTICO			
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	La saturación del circuito Veracruz Uno-Sacrificios que se presenta durante la condición de demanda máxima coincidente de la zona Veracruz. Asimismo, los circuitos que están limitados en su capacidad, tal como el enlace Veracruz I-Sacrificios y Sacrificios-Mocambo en 115 kV.			
	ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminará los problemas de suministro de energía eléctrica en el corredor de transmisión en 115 kV entre Dos Bocas - Veracruz I-Sacrificios-Mocambo-Boca de Río ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.			
	2. Alternativa: Se analizó la construcción de un circuito desde la subestación Veracruz I hacia el Tejar en el nivel de tensión de 115 kV con una longitud aproximada de 9.5 km, con un tramo de 4.5 km de cable subterráneo y 5 km de línea de transmisión aérea.			
	CARACTERÍSTICAS			
	El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión Veracruz I- Mocambo de 4.3 km-c en 115 kV y el equipamiento en las Subestaciones para la conexión de la nueva Línea.			
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Millones de pesos a Valor Presente 2016			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
	50.2	86.7	1.7	

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	1	4.3	Oriental


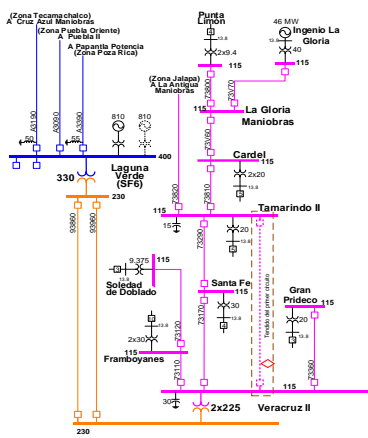






Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2015


Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	1	4.3	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2015			
Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020			

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

Veracruz II-Tamarindo II									
	MODALIDAD	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO							
	Programado	Diagrama del Proyecto 							
	DIAGNÓSTICO <p>Las zonas de Xalapa y Veracruz se encuentran interconectadas a través de un corredor de transmisión en el nivel de 115 kV, por el lado de la zona Xalapa el punto de suministro es la subestación El Castillo y por el lado de la zona Veracruz el punto de suministro es la subestación Veracruz II. Debido a la topología de la red eléctrica de este corredor y su distancia hacia los puntos de soporte de voltaje, ante la contingencia de circuitos en dicha trayectoria se presentan bajos niveles de voltaje.</p>								
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER								
	<p>El bajo voltaje resultado de la contingencia sencilla del tramo Veracruz II – Santa Fe, bajo la condición de demanda máxima coincidente de las zonas Xalapa y Veracruz y en los meses de abril a julio.</p>								
	ANÁLISIS								
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminaría los problemas de suministro de energía eléctrica en el corredor de transmisión en 115 kV que interconecta las zonas de distribución Xalapa y Veracruz ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.</p>								
	<p>2. Alternativa: Se analizó el reemplazo de torres existentes por nuevas de doble circuito, tendido del primero aisladas y operadas en 115 kV de los circuitos Palizada-Yebucibí y Yebucibí-Atacomulco Potencia con un total de 23 km y calibre de mayor capacidad.</p>								
	CARACTERÍSTICAS								
	<p>El proyecto contempla la construcción de la Línea de Transmisión Atacomulco Potencia-Almoloya de 36 km-c en 115 kV y el equipamiento en las Subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva Línea.</p>								
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO								
	Millones de pesos a Valor Presente 2016								
	<table><tr><th>Costo</th><th>Beneficio</th><th>Relación Beneficio/Costo</th></tr><tr><td>96.3</td><td>1,071.0</td><td>11.1</td></tr></table>	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	96.3	1,071.0	11.1		
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo							
96.3	1,071.0	11.1							








INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	36	Oriental

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2015			
Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020			

1/Ver Anexo Tabla 5.2.1.

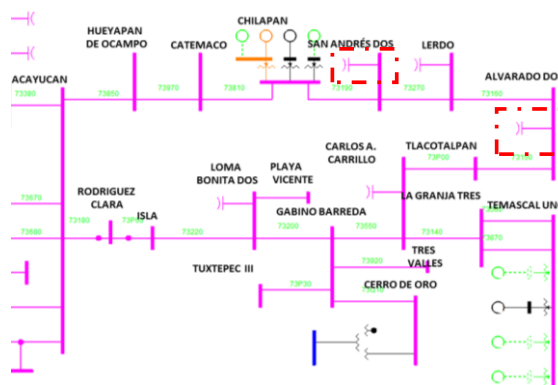
^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

Alvarado II y San Andrés II MVar

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	El suministro de energía eléctrica de la de Los Tuxtlas y de la Subestación de Distribución Alvarado II depende de circuitos provenientes de las zonas Coatzacoalcos y Papaloapan, Subestaciones Acayucan y Tlacotalpan respectivamente, que forman un corredor de transmisión en el nivel de 115 kV con una distancia aproximada de 198 km de longitud, sin embargo, se tienen tramos con bajo calibre que limitan la capacidad a 74.4 MW.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Los bajos voltajes y restricciones para su soporte de la Línea de Transmisión de 115 kV, ante un caso de contingencia sencilla del circuito Acayucan-Hueyapan de Ocampo o Carlos A. Carrillo-Tlacotalpan.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta eliminará los problemas de suministro de energía eléctrica en la zona de distribución Los Tuxtlas correspondiente al estado de Veracruz, ante contingencia sencilla de algún elemento de Transmisión en 115 kV.		
	2. Alternativa: Se analizó construir un nuevo circuito Rodríguez Clara – San Andrés II en el nivel de tensión de 115 de 50 km de longitud aproximadamente.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la instalación de dos Capacitores en el nivel de 115 kV y 7.5 MVar de capacidad cada uno, en las Subestaciones de Distribución Alvarado II y San Andrés II.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2016		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	36.8	55.8	1.5

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto




INFRAESTRUCTURA^{1/}

Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
2 Capacitores	115	15	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

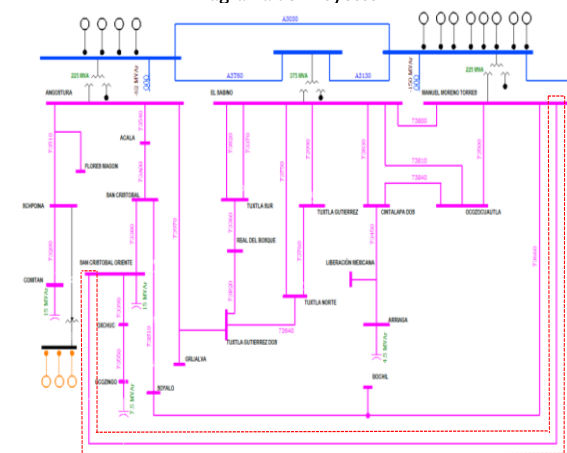
^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.3.

Manuel Moreno Torres-San Cristóbal Oriente


	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>El suministro de energía eléctrica en la ciudad de San Cristóbal de las Casas en el estado de Chiapas y municipios cercanos es atendido con las subestaciones de Distribución San Cristóbal, San Cristóbal Oriente, Oxchuc y Ocosingo en 115 kV, que a su vez dependen de dos circuitos de Transmisión. Este corredor tiene una distancia aproximada de 117 km desde la subestación Manuel Moreno Torres hasta Angostura.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Los bajos voltajes en subestaciones cercanas, caso de contingencia sencilla del circuito Angostura-Acala en 115 kV, y las afectaciones en el suministro de energía eléctrica en la ciudad de San Cristóbal de las Casas, en condición de demanda máxima.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará los problemas de suministro en las zonas de distribución Tuxtla Gutiérrez y San Cristóbal ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión en 115 kV.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la construcción de un circuito desde la subestación El Sabino hacia San Cristóbal Oriente en el nivel de tensión de 115 kV con una longitud aproximada de 65 km.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla la construcción del tendido del primer circuito de la Línea de Transmisión Manuel Moreno Torres – San Cristóbal Oriente de 60 km-c en 115 Kv, en Torre de acero de doble circuito. Asimismo, el proyecto considera el equipamiento en las Subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva Línea.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	179.7	424.3	2.4

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

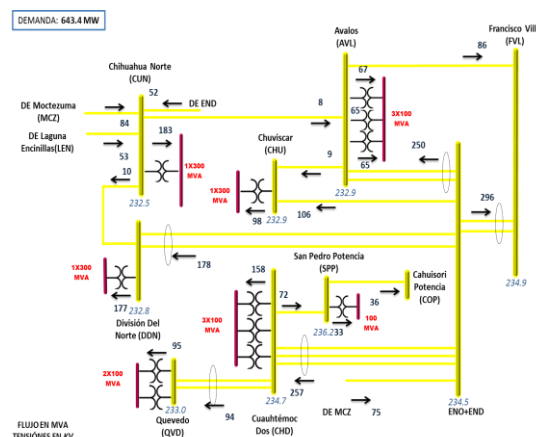
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	60	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

¹/Ver Anexo Tablas 5.2.1.

Chihuahua Norte Banco 5			
	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>La red eléctrica de la zona norte Chihuahua es alimentada por una Línea de Transmisión en 230 kV, seis transformadores que se encuentran instalados en diferentes Subestaciones a lo largo de la zona. La zona industrial del norte de la ciudad de Chihuahua se alimenta en un nivel de tensión de 115 kV desde la subestación Chihuahua Norte, por lo cual el flujo de potencia activa por la transformación 230/115 kV de esta Subestación es de las más elevadas y constantes de dicho lugar.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Los valores de carga superiores al 95% en los transformadores de la Subestación Chihuahua Norte que se prevén para el año 2019, derivado del incremento en la demanda, lo que reducirá la capacidad de suministro de energía eléctrica para nuevas solicitudes de carga, así como la capacidad de regulación de voltaje de la zona.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta representaría un incremento en la capacidad de transformación, la alimentación de la red y la regulación de voltaje.</p>		
	<p>Alternativa: Se analizó la construcción de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la actual subestación Chihuahua Planta. Esta subestación se conectaría en 230 kV mediante un circuito desde la Subestación Chihuahua Norte.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla la instalación de un nuevo banco de transformación 230/115 kV, de 300 MVA de capacidad en la subestación Chihuahua Norte. Debido a que la instalación de este nuevo banco de transformación dejaría dos transformadores disponibles, el proyecto incluye el traslado de uno de ellos hacia la subestación Ávalos y el segundo a la subestación Nuevo Casas Grandes.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2016		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	491.7	604.1	1.2

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto










INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transformación			
Equipo		Relación	Capacidad (MVA)
1 Autotransformador		230/115	300
Fecha necesaria de entrada en operación:		abril de 2019	
Fecha factible de entrada en operación:		abril de 2020	

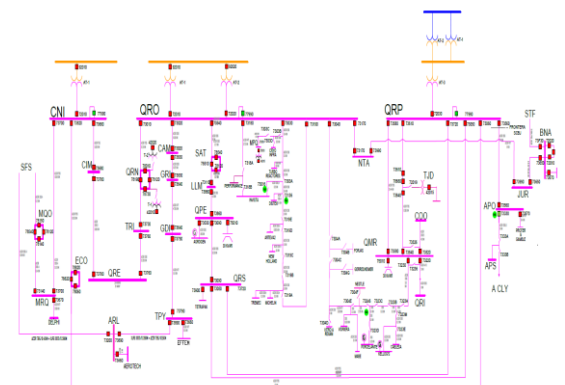
^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.2.

Querétaro Banco I


	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	La Subestación Querétaro es parte de la red interconectada del estado de Querétaro, cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV, con capacidad nominal de 100 MVA y otro de 225 MVA. El suministro de energía que proporciona esta subestación es principalmente para cargas de tipo industrial, comercial y residencial de la capital del estado.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	La saturación en el autotransformador instalado en la Subestación Querétaro, lo cual se prevé considerando el pronóstico de la demanda para el año 2018, lo que reduciría la capacidad de suministro de energía eléctrica de nuevas solicitudes de carga, así como la capacidad de regulación de voltaje de la zona.		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta incrementaría la capacidad de transformación de la zona y ayudaría a mantener estable la regulación de voltaje.</p>		
	<p>2. Alternativas: Se analizó la construcción de una nueva subestación con transformación 230/115 kV de 225 MVA (con fase de reserva), esta subestación se conecta en 230 kV mediante el entronque de la línea Querétaro – Querétaro Potencia de aproximadamente 4.6 km en 115 kV, con las subestaciones Querétaro Poniente y Cablesa.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la sustitución del banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA de capacidad de la subestación Querétaro por uno de 225 MVA.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2015		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	45.8	225.3	4.9

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
3 Autotransformadores	230/115	225	Occidental

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020


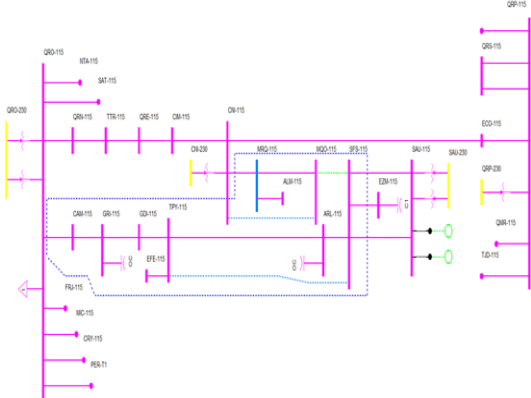






¹/Ver Anexo Tabla 5.2.2.


Irapuato II Banco 3				
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		
	Programado	Diagrama del Proyecto		
	DIAGNÓSTICO			
	La Subestación Irapuato II es parte de la Red interconectada del estado de Guanajuato, cuenta con dos Bancos de Transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno para alimentar carga industrial, comercial y residencial de la ciudad de Irapuato. En la zona del Bajío se tienen convenidas cargas industriales por un aproximado total de 80 MW, localizadas al norte de la ciudad de Irapuato e impactan en el flujo de potencia de los transformadores de Irapuato II.			
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	Los valores de carga superiores a su capacidad nominal para nuevas solicitudes y la capacidad limitada de regulación de voltaje en la zona ante el pronóstico de la demanda y despacho de unidades de generación esperada 2019, derivado de las condición de demanda máxima de verano.			
	ANÁLISIS			
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta robustecerá el suministro de energía eléctrica en la zona Irapuato, agregando un nuevo punto de suministro de energía eléctrica directamente de la Red de 230 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y se evitará la saturación de los transformadores actualmente instalados.</p>			
	2. Alternativa:			
	Se analizó la instalación de un banco de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en la Subestación Irapuato I, para ello se requeriría del entronque de la línea Irapuato II – Silao Potencia en 230 kV (0.2 km en calibre 1113 ACSR) y dos alimentadores en 230 kV en Irapuato I para realizar la conexión del entronque.			
CARACTERÍSTICAS				
	<p>Recalibración a calibre 795 ACSR del doble circuito Irapuato I – Irapuato II de 18 km-c e Instalación de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la Subestación Irapuato II. El banco sería un traslado del banco que se propone sustituir en la Subestación Querétaro. Adicionalmente, el proyecto considera la recalibración de bus en la Subestación Irapuato Poniente a un calibre 1113 ACSR.</p>			
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO				
	Millones de pesos a Valor Presente 2016			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
	61.9	3976.5	64.3	

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	18	Occidental
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
4 Autotransformadores	230/115	133	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

1/Ver Anexo Tablas 5.2.1. y 5.2.2.

¹Ver Anexo Tablas 5.2.1. y 5.2.2.

Líneas Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac				
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		
	Programado	Diagrama del Proyecto		
DIAGNÓSTICO				
	El estado de Querétaro ha tenido un crecimiento industrial importante en los últimos años, siendo uno de los corredores logísticos más importantes del país. Dicha zona cuenta con Subestaciones que suministran energía eléctrica a cargas principalmente de tipo industrial de las zonas Querétaro y San Juan del Río. No obstante, existe una limitante en la cargabilidad de la línea Conín - El Marqués debido al calibre del bus en la subestación El Marqués lo cual reduce la capacidad de transmisión a un límite de 86.9 MVA, aun cuando el calibre del conductor es de 795 ACSR.			
PROBLEMÁTICA A RESOLVER				
	Los flujos superiores a los límites operativos en las Líneas de Transmisión Conín-El Marqués, asimismo la sobrecarga en la Línea Querétaro-Campanario, ante el disparo de la línea San Ildefonso-Aeroespacial.			
ANÁLISIS				
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta incrementará la capacidad de Transmisión de la red de 115 kV de las zonas Querétaro y San Juan del Río; se reducirá el flujo de corriente eléctrica en las Líneas que alimentan dichas zonas y mejorará el perfil de voltaje. Asimismo, evitará problemáticas de sobrecarga en las líneas de transmisión en red de 115 kV tanto en operación normal como ante contingencia sencilla.			
	2. Alternativa: Se analizó la recalibración de 11 km de la Línea de Transmisión Querétaro – Campanario, así como la construcción de una línea entre Conín y Marqués Oriente, de 5 km de longitud en calibre 795 ACSR. Esta obra requeriría de un alimentador en 115 kV para la conexión de la línea Conín – Marqués Oriente.			
CARACTERÍSTICAS				
	El proyecto contempla la construcción de dos líneas de transmisión en 115 kV: una desde la subestación Tepeyac hasta San Ildefonso, con una longitud de 9.5 km-c en calibre 795 ACSR de un conductor por fase y la otra entre Conín y Marqués Oriente, de 5 km-c en calibre 795 ACSR.			
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO				
	Millones de pesos a Valor Presente 2017			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
	114.0	1,061.2	9.3	








INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	9.5	Occidental
115	2	5	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	9.5	Occidental
115	2	5	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

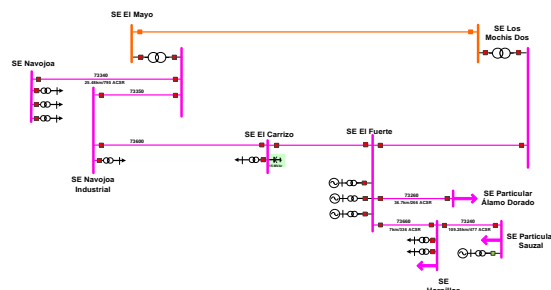
^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo. El Carrizo MVAR



	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	En los estados de Sonora y Sinaloa la energía eléctrica se transmite través de la Red Troncal de 400 kV y 230 kV. La zona Navojoa, recibe energía a través de dos líneas en 230 kV. El suministro de energía eléctrica de la ciudad de Navojoa se realiza mediante las Subestaciones Navojoa, Navojoa Industrial y El Mayo, mientras que las poblaciones entre las ciudades de Navojoa y Los Mochis se alimentan mediante el enlace en 115 kV existente entre ambas subestaciones. Entre las subestaciones El Mayo y Los Mochis II se tiene un circuito en 115 kV que proporciona el suministro de energía eléctrica a las subestaciones El Fuerte Penal y El Carrizo.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Evitar cortes de carga y contingencias para mantener la integridad del sistema eléctrico en la zona. Asimismo, limitaciones que se presentan en el área de influencia, y control de los voltajes de operación en las Subestaciones Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte Penal.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará los problemas de suministro en el corredor de 115 kV entre El Mayo y Los Mochis II y poblaciones que se alimentan a través del enlace ante contingencia sencilla.		
	2. Alternativa: Se analizó la opción de instalar un reactor trifásico nuevo con una capacidad de 63.5 MVAR en el nivel de tensión de 400 kV.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción de dos bahías en Subestación El Mayo para entroncar la Línea de Transmisión Navojoa Industrial-El Carrizo de 1.2 km-c en 115 Kv, para la instalación de un equipo de compensación capacitiva en la Subestación El Carrizo en el nivel de 115 kV.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	68.0	102.4	1.5 ^{2/}
	3.7	23.1	6.3 ^{3/}

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA ^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	1.2	Noroeste
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
Capacitor	115	15	Noroeste








Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018 en

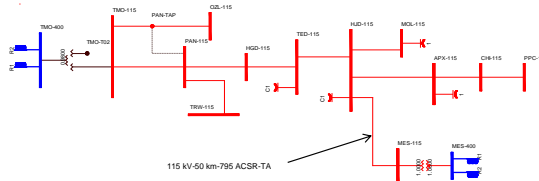
Transmisión y abril de 2017 en Compensación



Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020 en Transmisión y abril de 2019 en Compensación

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1. y 5.2.3.

^{2/}Transmisión, ^{3/}Compensación.

Las Mesas Banco 1				
		MODALIDAD		
	Programado			
DIAGNÓSTICO				
	Huejutla pertenece a la región de la Huasteca, y el suministro de energía eléctrica se realiza a través de dos Líneas de Transmisión de 115 kV, una que proviene de Tampico y la otra desde Poza Rica. La Distribución de energía Eléctrica se realiza a través de seis Subestaciones que abastecen cargas de localidades rurales con actividades como la agricultura, ganadería y comercio. Lo anterior, provoca que el voltaje en esta zona sea sensible a las variaciones abruptas de los flujos de potencia.			
PROBLEMÁTICA A RESOLVER				
	Evitar bajos voltajes de operación en estado normal y aumentar la confiabilidad ante contingencias sencillas en la zona Huejutla, ya que de acuerdo con el pronóstico de la demanda de energía eléctrica se espera que para el 2027 y con red completa se alcanzaría la demanda de saturación en dicha zona.			
ANÁLISIS				
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta mejora el control de voltaje en la zona y disminuye el flujo de potencia activa por las largas distancias de las Líneas de Transmisión que actualmente proveen de energía eléctrica y reducen las pérdidas eléctricas de manera significativa.			
	2. Alternativa: Se analizó la instalación y construcción de un segundo circuito de las Líneas de Transmisión Tamos-Higo II e Higo II-Huejutla II para soportar en las Subestaciones la caída de tensión y que permitan soportar la contingencia sencilla más severa.			
CARACTERÍSTICAS				
	El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión Las Mesas-Huejutla y el traslado e instalación de cuatro transformadores de 33 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV, con fase de reserva. La instalación de este banco corresponde al traslado del banco actualmente disponible en la Subestación Güemez hacia la subestación Las Mesas.			
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO				
	Millones de pesos a Valor Presente 2019			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
	429.5	729.7	1.7	

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO				
Diagrama del Proyecto				
				


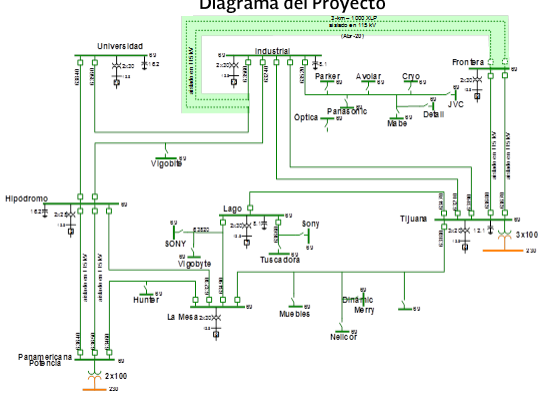




INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
115	1	50	Noreste
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
4 Transformadores	400/115	133	Noreste
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021			

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2.

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2.

Subestación Francisco Villa Banco 3				
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	
	Programado		Diagrama del Proyecto	
	DIAGNÓSTICO		<div>DEMANDA: 200 MW</div>	
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		FLUJO EN AT'S MVA FLUJO EN LTS MW TENSIONES EN kV	
	ANÁLISIS			
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta robustece la alimentación de la red de 115 kV del municipio de Delicias, agregando un nuevo punto de suministro de energía eléctrica desde la red de 230 kV; mejora la estabilidad de voltaje y brinda mayor flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.			
	2. Alternativa: Se analizó la conexión de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la Subestación Lázaro Cárdenas, que se conectaría en 230 kV mediante el entronque de la Línea de Transmisión Francisco Villa-Avalos con 5 km-c.			
	CARACTERÍSTICAS		INFRAESTRUCTURA ^{1/}	
			Transformación	
	Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
	3 Autotransformadores	230/115	100	Norte
	Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
	Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Millones de pesos a Valor Presente 2018			
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
	176.5	247.1	1.4	
	1/Ver Anexo Tabla 5.2.2			

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.2.


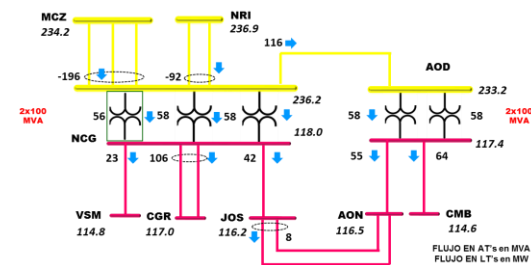












Frontera entronque Industrial - Universidad						
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO				
	Programado	<div>Diagrama del Proyecto</div> 				
DIAGNÓSTICO						
<p>El noreste de la ciudad de Tijuana es suministrado de energía eléctrica por una Línea de Transmisión en 69 kV de la Subestación Tijuana I y enlaza mediante otras Líneas de Transmisión a las Subestaciones Industrial, Universidad e Hipódromo. Con el crecimiento poblacional y económico de dicha parte de la ciudad las Líneas de Transmisión alcanzarán niveles de saturación para transmitir la energía eléctrica.</p>						
PROBLEMÁTICA A RESOLVER						
<p>Las Línea de Transmisión Tijuana I-Óptica-Industrial que interconecta la Subestación Tijuana I con la Subestación Industrial presentan sobrecargas ante condiciones de operación anormales y ante contingencias sencillas.</p>						
ANÁLISIS		INFRAESTRUCTURA ^{1/}				
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta formará un anillo en 69 kV entre las subestaciones Tijuana I, Frontera e Industrial que permitirá descargar el flujo a través del enlace Tijuana I-Industrial; se incrementará la confiabilidad al redistribuirse los flujos de potencia en la red de 69 kV y será posible atender el crecimiento en la demanda eléctrica pronosticada al noreste de la ciudad de Tijuana.					
	2. Alternativa: Se analizó una opción alterna que consiste en construir un nuevo enlace en 115 kV operando en 69 kV, entre las subestaciones Tijuana I e Industrial y su red asociada.					
CARACTERÍSTICAS		Transmisión				
	El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión Frontera entronque Industrial-Universidad de 6 km-c de línea en 115 kV y cuya operación inicial sea en 69 kV; y dos nuevas bahías con alimentadores en 115 kV, operación inicial en 69 kV para la conexión de las líneas de transmisión.		Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
			115	2	6	Baja California
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020						
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020						
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO						
Millones de pesos a Valor Presente 2017						
Costo		Beneficio		Relación Beneficio/Costo		
63.1		160.5		2.5		

1/Ver Anexo Tablas 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3.

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3.

Nueva Rosita Banco 2															
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO												
	Programado		<p>Diagrama del Proyecto</p>												
	DIAGNÓSTICO														
	La Subestación Nueva Rosita se encuentra en Coahuila y es la principal fuente de suministro de energía eléctrica para las poblaciones de Sabinas, Nueva Rosita, Sabinas, Múzquiz y Las Esperanzas. Cuenta con una relación de transformación 230/115 kV y capacidad de 100 MVA, además de ser el único soporte de reactivos para controlar el voltaje de dicha zona y cuyo nivel de operación está en condiciones de demanda máxima se ubican al 80% de su capacidad nominal.														
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER														
	El transformador de la Subestación Nueva Rosita alcanzará valores de carga superiores al 90% de su capacidad en condición normal de operación, reduciendo la capacidad del suministro de energía eléctrica para los usuarios actuales, limitando el acceso de nuevas solicitudes de conexiones de carga y su capacidad de regulación de voltaje en la zona Sabinas.														
	ANÁLISIS		<p>INFRAESTRUCTURA^{1/}</p> <table><tr><td colspan="2">Transformación</td><td colspan="2"></td></tr><tr><td>Equipo</td><td>Relación</td><td>Capacidad (MVA)</td><td>Región de Control</td></tr><tr><td>3 Autotransformadores</td><td>230/115</td><td>100</td><td>Noreste</td></tr></table>	Transformación				Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control	3 Autotransformadores	230/115	100	Noreste
Transformación															
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control												
3 Autotransformadores	230/115	100	Noreste												
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta robustecerá la alimentación de la red de 115 kV de la zona Sabinas y agregará un nuevo punto de suministro de energía eléctrica desde la red de 230 kV; mejorará la estabilidad de voltaje en la zona y reducirá el flujo de potencia activa y reactiva en el transformador 230/115 kV.														
	2. Alternativa: Se analizó la opción alterna que consiste en sustituir el banco de 100 MVA por uno de 225 MVA en la misma subestación Nueva Rosita.														
	CARACTERÍSTICAS		<p>Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020</p> <p>Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020</p>												
	El proyecto contempla la instalación de un segundo banco de transformación 230/115 kV con capacidad de 100 MVA en la subestación Nueva Rosita.														
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO														
	Millones de pesos a Valor Presente 2018														
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo												
	176.5	2,836.1	16.1												








^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.2.

Nuevo Casas Grandes Banco 3															
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO												
	Programado		<div>Diagrama del Proyecto</div> 												
	DIAGNÓSTICO														
	La zona de Distribución Casas Grandes está conformada por dos subestaciones Nuevo Casas Grandes y Ascensión II, no cuenta con Centrales Eléctricas y su topología es radial, lo que complica la operación del sistema ante contingencias sencillas de pérdida de Líneas de Transmisión o de elementos de Transformación. Dicho sistema, suministra de energía eléctrica campos agrícolas y la zona urbana de Casas Grandes, Chihuahua.														
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER														
	Los autotransformadores de la Subestación Nuevo Casas Grandes presentarán un flujo superior al 90% de su capacidad nominal para el año 2021.														
	ANÁLISIS														
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta robustecerá la alimentación de la red de 115 kV del municipio en Casas Grandes, agregando un nuevo punto de suministro de energía eléctrica desde la red de 230 kV; mejora la estabilidad de voltaje y brinda mayor flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.														
	2. Alternativa: Se analizó la instalación de transformación en la subestación Janos, para lo cual se requeriría una línea de transmisión de aproximadamente 50 km en 230 kV para conectarla con la subestación Nuevo Casas Grandes en 230 kV.														
	CARACTERÍSTICAS		INFRAESTRUCTURA ^{1/}												
	<table><tr><th colspan="2">Transformación</th><th colspan="2"></th></tr><tr><th>Equipo</th><th>Relación</th><th>Capacidad (MVA)</th><th>Región de Control</th></tr><tr><td>3 Autotransformadores</td><td>230/115</td><td>100</td><td>Norte</td></tr></table>			Transformación				Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control	3 Autotransformadores	230/115	100	Norte
Transformación															
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control												
3 Autotransformadores	230/115	100	Norte												
	<table><tr><th colspan="2">Compensación</th><th colspan="2"></th></tr><tr><th>Equipo</th><th>Tensión (kV)</th><th>Capacidad MVar</th><th>Región de Control</th></tr><tr><td>Capacitor</td><td>115</td><td>30</td><td>Norte</td></tr></table>			Compensación				Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control	Capacitor	115	30	Norte
Compensación															
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control												
Capacitor	115	30	Norte												
	<p>El proyecto contempla la instalación de un autotransformador de capacidad de 100 MVA con relación de transformación de 230/115 kV y un capacitor de 30 MVar en la subestación Nuevo Casas Grandes, el cual sería trasladado desde la subestación Chihuahua Norte, una vez que se realice el proyecto de sustitución de los dos bancos de 100 MVA por uno de 300 MVA, el cual se contempla en el proyecto Chihuahua Norte Banco 5 y considerando el proyecto de transformación de Ascensión II para 2018.</p>														
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021												
	Millones de pesos a Valor Presente 2019		Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021												
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo												
	97.7	126.3	1.3												

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.2 v. 5.2.3

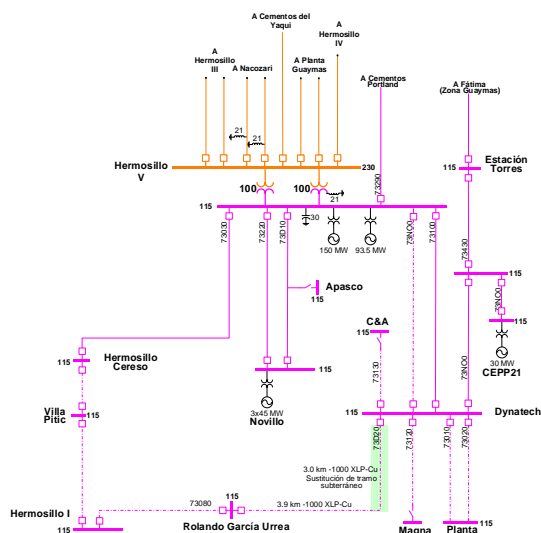
^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.2 y 5.2.3.

Línea Dynatech – Rolando García Urrea

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	<p>La Subestación Dynatech recibe la energía a través de dos líneas de transmisión proveniente de la Subestación Hermosillo Cinco, y de esta última incide la generación de energía eléctrica de la CH El Novillo. Se tiene previsto que en el mediano plazo se inyecte mayor cantidad de energía eléctrica a la Subestación Hermosillo Cinco, lo que provocará una redistribución de los flujos de potencia. Por su parte, la Subestación Rolando García Urrea se ubica en la periferia de la ciudad de Hermosillo y que ha experimentado incremento en la demanda de energía eléctrica por la construcción de conjuntos habitacionales con un aumento importante en la demanda. En particular, la Línea de Transmisión Dynatech-Rolando García Urrea tiene un tramo con un conductor subterráneo calibre 750 XLP-AL, y se prevé que en el mediano plazo opere con un flujo cercano a su capacidad máxima de transmisión y en contingencia rebase su capacidad de sobrecarga.</p>		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	<p>Sobrecarga de la Línea de Transmisión Dynatech-Rolando García Urrea ante contingencia sencilla y contingencia de la Línea de Transmisión Hermosillo Cinco-Hermosillo Cereso que origina que se incremente sustancialmente el flujo de transmisión en la Línea Dynatech-Rolando García Urrea superando la capacidad de transmisión de un tramo de línea de 750 XLP-AL.</p>		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta mejorará la confiabilidad en el suministro de energía del sureste de la Ciudad de Hermosillo con la capacidad de transmisión necesaria para mantener el suministro de energía.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la instalación y construcción de un segundo circuito entre las subestaciones Dynatech y Rolando García Urrea en 115 kV proporcionando una opción de suministro alterno al área de influencia.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	<p>El proyecto contempla la sustitución de aproximadamente 3 km-c de línea de transmisión en 115 kV entre las Subestaciones Dynatech-Rolando García Urrea.</p>		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2016		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	25.3	280.5	11.1

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
115	1	3.0	Noroeste
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021			

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

Camino Real MVar									
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO						
	Programado		Diagrama del Proyecto						
	DIAGNÓSTICO								
	El suministro de energía eléctrica a la ciudad de La Paz se realiza a través de la Central Punta Prieta y la Central Baja California Sur. La Paz se interconecta con la zona Los Cabos a través de dos Líneas de Transmisión en 230 kV entre las Subestaciones Olas Altas y El Palmar y uno en 115 kV entre las Subestaciones El Triunfo y Santiago. La Subestación Camino Real cuenta con un transformador con capacidad de 30 MVA, con relación 115/13.8 kV y tiene dos bahías en 115 kV para las Líneas de Transmisión provenientes de las Subestaciones de Punta Prieta y El Triunfo.								
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER								
	Voltajes fuera de los límites establecidos en la Subestación Camino Real ante la contingencia sencilla de líneas de transmisión en la zona La Paz en 115 kV. Ante una contingencia más severa como sería la pérdida de la Línea de Transmisión Punta Prieta-Camino Real se redistribuye el flujo de potencia y se pierde el efecto de transmitir la compensación reactiva de la Central Punta Prieta hacia el área de suministro en La Paz.								
	ANÁLISIS		INFRAESTRUCTURA ^{1/}						
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá mantener el voltaje en la Subestación Camino Real dentro de los límites operativos durante la condición de demanda máxima de verano, tanto en estado estable y ante contingencia sencilla o severa.</p> <p>2. Alternativa: Se analizó la construcción la Línea de Transmisión Camino Real entronque Punta Prieta II-El Triunfo LT2 y su red asociada en 115 kV.</p>		Compensación						
				<table><tr><th>Equipo</th><th>Tensión (kV)</th><th>Capacidad MVar</th><th>Región de Control</th></tr><tr><td>1 capacitor</td><td>115</td><td>7.5</td><td>Baja California Sur</td></tr></table>	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control	1 capacitor
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control						
1 capacitor	115	7.5	Baja California Sur						
	CARACTERÍSTICAS		Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021						
	El proyecto contempla la construcción e instalación de un capacitor en la Subestación Camino Real en el nivel de 115 kV.		Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021						
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO								
	Millones de pesos a Valor Presente 2016								
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo						
	17.0	20.1	1.2						

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.2. y 5.2.3.

^{1/} Ver Anexo Tablas 5.2.2. y 5.2.3.

Hermosillo Misión-Quiroga			
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	
	Programado	Diagrama del Proyecto	
DIAGNÓSTICO			
<p>El suministro de energía eléctrica de la ciudad de Hermosillo se suministra a través de las Subestaciones Hermosillo Loma y Hermosillo Aeropuerto, las cuales tienen Líneas de Transmisión en 115 kV. Dentro de dicha ciudad se registran una gran crecimiento habitacional, comercial e industrial. Para 2019, se tiene programada la entrada en operación de la Subestación Quiroga, la cual se alimentará de manera radial de la Subestación Bagotes que, a su vez, estará alimentada de la Subestación Hermosillo Cuatro en forma radial, por tanto, se tienen dos subestaciones con 30 MVA de capacidad cada una que se alimentaran en forma radial desde la SE Hermosillo Cuatro. Dentro de la misma área de influencia se tienen dos subestaciones con dos transformadores cada una, enlazadas entre las Subestaciones Hermosillo Loma y Hermosillo Cuatro en las que se han instalado dos transformadores de 40 MVA en las SE Hermosillo Seis y Hermosillo Misión.</p>			
PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	<p>Las Subestaciones Hermosillo Seis y Hermosillo Misión registran alta concentración de carga, las cuales están enlazadas en sus extremos por las subestaciones Hermosillo Cuatro y Hermosillo Loma, por tanto, ante la pérdida de una Línea de Transmisión resulta en una operación radial degradando el voltaje en las subestaciones Hermosillo Seis y Hermosillo Misión. Al presentarse el disparo de la Línea de Transmisión Hermosillo Cuatro-Hermosillo Seis, la Línea de Transmisión Hermosillo Loma-Hermosillo Misión rebasa su capacidad de transmisión, por lo que se requiere de esquemas de corte de carga que eviten el daño en la línea de transmisión por sobrecarga.</p>		
ANÁLISIS			
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta mejorará la confiabilidad en el suministro de energía a las subestaciones Hermosillo Misión, Hermosillo Seis, Quiroga y Bagotes manteniendo los perfiles de voltajes dentro de los criterios de planificación.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la instalación y construcción de la Línea de Transmisión entre las subestaciones Quiroga y Ladrilleras en 115 kV proporcionando una opción de suministro alterno.</p>		
CARACTERÍSTICAS			
	<p>El proyecto contempla la construcción de la Línea de Transmisión Quiroga-Misión de aproximadamente 7.5 km-c en 115 kV y la construcción de una bahía para la instalación de un alimentador en 115 kV en las Subestaciones Hermosillo Misión y Quiroga.</p>		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
Millones de pesos a Valor Presente 2016			
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
97.5	202.6	2.1	

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
115	1	7.5	Noroeste








Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1

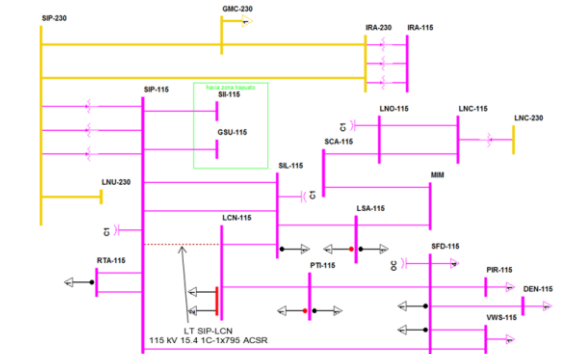
^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

Línea Silao Potencia – Las Colinas

	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	La zona de Irapuato y Silao se suministra de energía eléctrica mediante una red eléctrica de 155 kV que proporciona energía eléctrica a centros industriales importantes como Volkswagen, Pirelli, Denso y el Aeropuerto Internacional del Bajío.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Sobrecargas en líneas de transmisión y bajos niveles de voltajes operativos lo que puede ocasionar afectaciones a los procesos de las industrias ubicadas en esta zona, debido al alto crecimiento y potencial industrial de la zona Irapuato, en particular, la zona de Silao que tienen altos flujos de potencia.		
	ANÁLISIS		
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta incrementará la capacidad de transmisión de la red de 115 kV de la zona Silao, reducir el flujo de corriente en las Líneas de Transmisión que alimentan dicha zona, mejorar el perfil de voltaje y evitar problemáticas de sobrecarga en las líneas de transmisión en la red de 115 kV.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la construcción de una Línea de Transmisión Silao-Las Colinas de aproximadamente 13.2 km en 115 kV; la reopotenciación de la línea Silao-Silao Potencia a un mayor y adicionalmente instalar dos alimentadores por cada Subestación.</p>		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción de una línea de transmisión en 115 kV con un conductor por fase calibre 795 ACSR, de la Subestación Silao Potencia-Las Colinas. El tendido del primer circuito será de 8.4 km-c, el segundo circuito de 3.3 km-c y el cuarto circuito de 3.7 km-c.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2019		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	135.0	473.5	3.5

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}


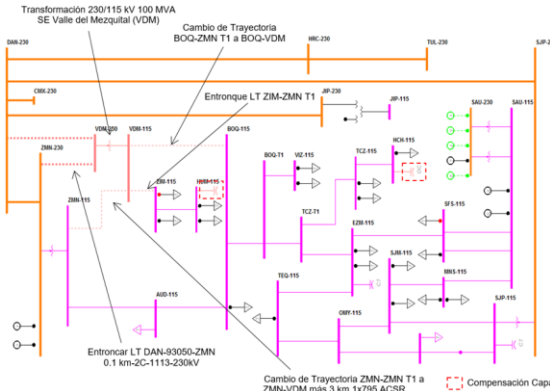






Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
115	1	15.4	Occidental

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021


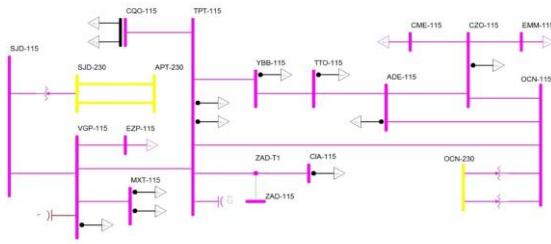




Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021


¹Ver Anexo Tabla 5.2.1.

Valle del Mezquital Banco 1


MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO			
	Programado	Diagrama del Proyecto 			
	DIAGNÓSTICO La zona de San Juan del Río es alimentada principalmente por una red eléctrica de 115 kV y las Subestaciones Central Hidroeléctrica (CH) Zimapán, El Sauz y San Juan Potencia. La red de la zona opera segmentada, una parte se alimenta por la Subestación CH Zimapán y otra por El Sauz y San Juan Potencia debido a sobrecarga en la Subestación CH Zimapán cuando se tienen despachos altos de generación en la CH Zimapán o ante una disminución en la generación de energía eléctrica de la central termoeléctrica El Sauz.				
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER Para 2020, la evolución de la demanda de energía eléctrica presentará bajos de voltaje en las Subestaciones de la zona San Juan del Río; el transformador de la subestación CH Zimapán alcanzará un valor de carga superior al 80% reduciendo la capacidad de suministro eléctrico y nuevas solicitudes de carga. Adicionalmente, se han tenido registros de tiempos prolongados de indisponibilidad por falla y mantenimiento en el banco de la Subestación CH Zimapán, lo cual ha derivado en cortes de carga y riesgos para el suministro de subestaciones importantes como la de Acueducto.				
	ANÁLISIS 1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta reducirá el flujo de corriente y saturación en el transformador 230/115 kV de la subestación CH Zimapán; mejorará el perfil de voltaje y evitará sobrecarga en las Líneas de Transmisión de la red de 115 kV; atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el servicio de suministro a la Subestación San Juan del Río. 2. Alternativa: Se analizó instalar transformación 230/115 kV en la subestación Boquilla, construcción de una Línea de Transmisión de 10 km en 230 kV para el entronque con la Línea CH Zimapán-Daño, construcción de un tramo de línea de 10 km en 115 kV para remover el tap de Zimapán, compensación reactiva en las Subestaciones Humedades y Huichapan.				
		INFRAESTRUCTURA^{1/}			
		Transmisión			
		Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
		230	2	0.2	Occidental
		115	2	0.2	
			1	3.0	
		Transformación			
		Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
		4 Autotransformadores	230/115	133.0	Occidental
		Compensación			
		Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
		1 Capacitor	115	15	Occidental
		1 Capacitor		15	
		Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021			
		Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1., 5.2.2. y 5.2.3.








Valle de Guadalupe MVAR			
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	
	Programado	Diagrama del Proyecto 	
DIAGNÓSTICO			
<p>Las zonas Altos de Jalisco y Ciénega se encuentran entre los estados de Aguascalientes, Guanajuato, San Luis Potosí, Zacatecas y Michoacán, en las que predominan actividades económicas como la agricultura y la manufactura de textiles. Dichas zonas son suministradas por las Subestación Ocotlán y San Juan de los Lagos II, las cuales se interconectan mediante una Línea de Transmisión que satisface perfiles de alta demanda y voltaje bajo.</p>			
PROBLEMÁTICA A RESOLVER			
	<p>Bajos voltajes operativos en la Línea de Transmisión San Juan II - Valle de Guadalupe en 115 kV con afectación en las Subestaciones Valle de Guadalupe, Tepatitlán, Capilla de Guadalupe, Tototlán, San Andrés y Cuitzeo.</p>		
ANÁLISIS			
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta mejorará la calidad del suministro de energía eléctrica y voltaje en las Subestaciones Valle de Guadalupe, Tepatitlán, Capilla de Guadalupe, Tototlán, Cuquío, La Yerbabuena, San Andrés y Cuitzeo.</p>		
	<p>2. Alternativa: Se analizó la construcción de una Línea de Transmisión San Juan de los Lagos II-Valle de Guadalupe de en 115 kV y dos alimentadores, uno en cada subestación.</p>		
CARACTERÍSTICAS			
	<p>El proyecto contempla la construcción de un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad en la subestación Valle de Guadalupe en el nivel de 115 kV.</p>		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
Millones de pesos a Valor Presente 2018			
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	
46.3	218.6	4.7	

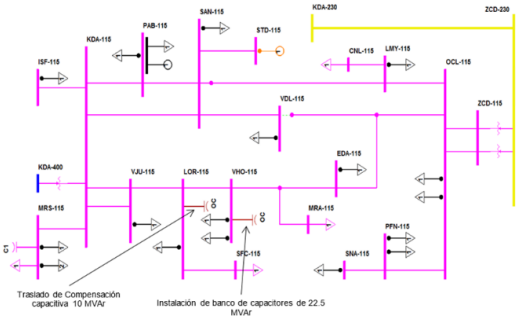

INFRAESTRUCTURA			
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
1 Capacitor	115	30	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

¹Ver Anexo Tabla 5.2.3.

INFRAESTRUCTURA			
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
1 Capacitor	115	30	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

¹Ver Anexo Tabla 5.2.3.

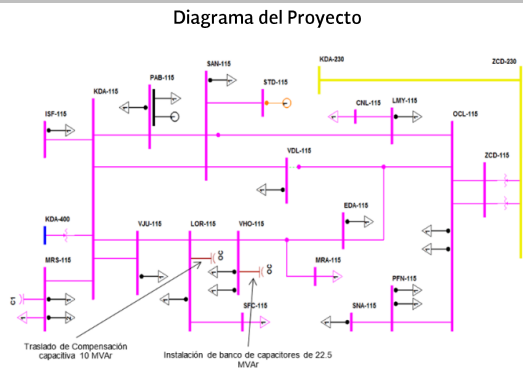
Loreto y Villa Hidalgo MVAR			
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	Aguascalientes y Zacatecas tienen gran potencial económico debido a sus actividades industriales, mineras, ganadería y manufactura. La red eléctrica de estos estados se conforma de la Subestación Zacatecas II y Cañada. La transmisión de energía eléctrica se realiza a través de dos líneas de transmisión Cañada-Villa Juárez y Ojo Caliente-Estancia de Animas.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	La demanda de energía de Aguascalientes y Zacatecas ocasiona bajos voltajes operativos, principalmente ante contingencia sencilla de la línea de transmisión Villa Juárez-Loreto y en las Subestaciones Loreto, Villa Hidalgo, Estancia de Ánimas, Santa Francisca y Minera Real de Ángeles.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta mejorará el perfil de voltaje y evitará problemáticas de bajos niveles de voltaje ante contingencia sencilla en la red de 115 kV a.		
	2. Alternativa: Se analizó la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 20 km en 115 kV, con cable calibre 795 ACSR, entre Loreto-Villa Juárez. Adicionalmente esta obra requeriría de dos alimentadores en cada subestación.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la sustitución del banco de capacitores de 10 MVar por uno de 22.5 MVar de capacidad en la subestación Villa Hidalgo. Adicionalmente, la obra incluye el traslado del capacitor de 10 MVar que se sustituye hacia la Subestación Loreto.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2018		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	52.9	124.8	2.4


DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO			
Diagrama del Proyecto			
			
INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
1 Capacitor	115	10.0	Occidental
1 Capacitor	115	22.5	

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020








^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.3



INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
1 Capacitor	115	10.0	Occidental
1 Capacitor	115	22.5	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

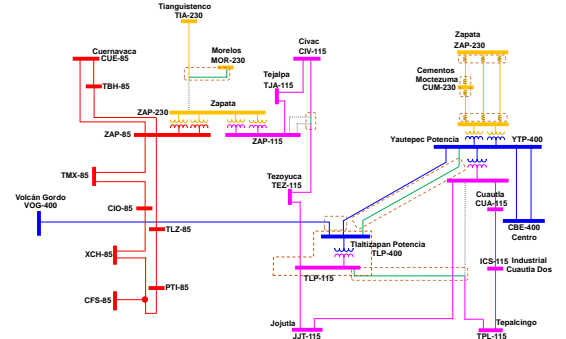
^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.3.

Tlaltizapán Potencia Banco 1



	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	La zona operativa de Transmisión Guerrero-Morelos está compuesta por las zonas de Distribución Morelos, Chilpancingo, Acapulco, Iguala, Acapulco, Ixtapa-Zihuatanejo y su suministro de energía eléctrica depende de la transformación instalada en la zona de Morelos, la Central Hidroeléctrica El Caracol y un enlace proveniente de Lázaro Cárdenas. En particular, el suministro de energía eléctrica de la capital del estado de Morelos y sus municipios se realiza por medio de la subestación Yauatepec Potencia en una tensión de 400 kV que se conecta a la red de la Gerencia de Control Oriental. Dicha Subestación tendrá asociada la primera Línea de Transmisión de Corriente Directa Yauatepec Potencia – Ixtapepec Potencia. Por tal razón se esperan altos flujos de potencia hacia Yauatepec Potencia, lo que podría provocar la saturación de elementos ante la salida sencilla de algún equipo.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Eliminar una posible restricción en la capacidad de Transmisión de la Línea de Corriente directa ante una posible saturación en los bancos de transformación y Líneas de Transmisión en la red eléctrica de la zona de Distribución Morelos.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta se evitarán problemas de suministro de energía eléctrica en las zonas de Guerrero y Morelos, ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación y se permitirá aprovechar la capacidad de Transmisión de la Línea de Corriente Directa.		
	2. Alternativa: Se analizó ubicar la nueva transformación en la subestación Jojutla, su alcance contempla la instalación de dos bancos de transformación con relación 400/230 kV y 400/115 kV, con capacidad de 500 MVA y 300 MVA respectivamente, así como red asociada en 400 kV, 230 kV y 115 kV.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción de las Líneas de Transmisión Tlaltizapán Potencia-Yauatepec Potencia, Tlaltizapán Potencia entronque Yauatepec Potencia-Volcán Gordo en tensión de 400 kV, Morelos-Tianguistenco, Yauatepec Potencia- Zapata, y Yauatepec Potencia-Cementos Moctezuma en tensión de 230 kV y Tlaltizapán Potencia entronque Tezoyuca-Jojutla y Tlaltizapán Potencia-Tepalcingo en tensión de 115 kV; y una nueva subestación Tlaltizapán Potencia con capacidad de 500 MVA y relación de transformación 400/115 kV.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2018		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	719.9	5,741.9	8.0

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto










INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
400	2	33.5	Oriental
230	1	15	
115	1/2	25/0.5	
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
4 Transformadores	400/115	500	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021			

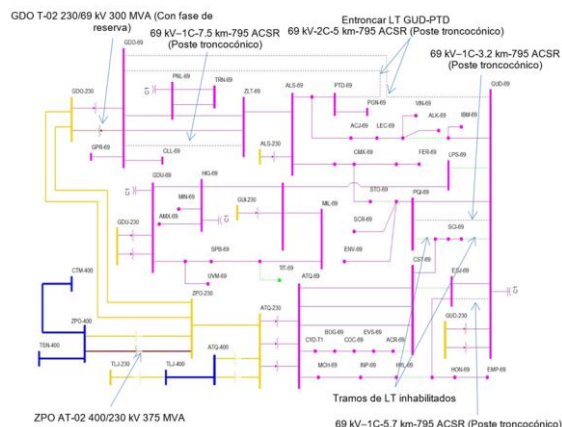
^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2.

Transformación Guadalajara Oriente y Zapotlanejo



	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	La zona oriente de la ciudad de Guadalajara tiene cargas de gran importancia como el tren ligero, enlaces hacia zonas de carga industrial como lo son Álamos y El Salto. De acuerdo a pronósticos y análisis de la demanda de energía eléctrica, se espera que la transformación de las subestaciones Guadalajara Oriente, Guadalajara II, Zapotlanejo y Tlajomulco alcancen valores cercanos a su capacidad nominal. Las cargas industriales, residenciales y comerciales en media tensión que son suministradas desde las Subestaciones Puente Grande II, El Salto y Castillo, tienen impacto directo en la carga de los transformadores de las Subestaciones Guadalajara Oriente y Guadalajara II.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Para 2020, las Subestaciones Guadalajara Oriente y Guadalajara II presentarán flujos de potencia iguales o superiores al 90%. Para 2021, la Subestación Zapotlanejo alcanzará el 90% de su capacidad nominal. En caso de pérdida de la Línea de Transmisión Guadalajara II-Parque Industrial, la carga residencial e industrial queda alimentada con una sola Línea de Transmisión Guadalajara II, lo que sobrecarga la Línea El Salto-Castillo, lo anterior, se presenta por la poca participación de la Subestación Atequiza.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y evitará la saturación de los bancos de transformación de 400/230 de la Subestación Zapotlanejo y 230/69 kV de la Subestación Guadalajara Oriente.		
	2. Alternativa: Se analizó instalar un banco de transformación de 400/69 kV con capacidad de 375 MVA en la Subestación Guadalajara Oriente para sustituir los bancos de transformación actuales de 230/69 kV y se requieren construir Líneas de Transmisión en tensión de 400 kV y 69 kV con destino a la Subestación Guadalajara Oriente.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción de Líneas de Transmisión en 69 kV que conecten las Subestaciones Guadalajara Oriente-Zalatitán, Guadalajara II-Parque Industrial, Guadalajara II-El Salto, Guadalajara Oriente entronque Puente Grande II- Guadalajara II; y la instalación de un banco de transformación en Zapotlanejo, en Guadalajara Oriente (sustitución de uno de los actuales transformadores); y la construcción de los alimentadores en 69 kV necesarios para la conexión de las Líneas indicadas.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2018		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	1,091.3	5,871.4	5.4

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO


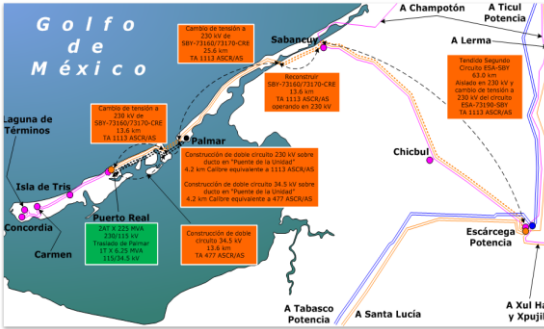






Diagrama del Proyecto

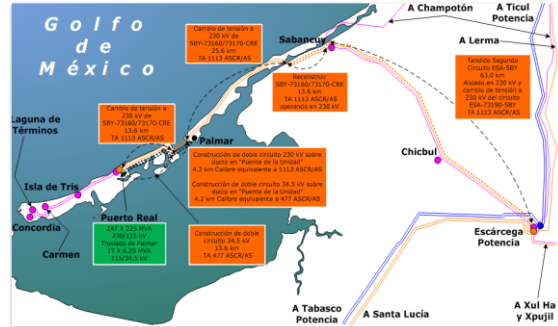




INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
69	2	10.0	Occidental
	1	7.5	
	1	3.2	
	1	5.7	
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
4 Transformadores	230/69	300.0	Occidental
3 Autotransformadores	400/230	375.0	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2.

Puerto Real Bancos 1 y 2																			
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO																
	Programado		Diagrama del Proyecto																
	DIAGNÓSTICO																		
	Ciudad del Carmen es alimentada mediante dos circuitos radiales en 115 kV que parten de la Subestación Escárcega Potencia, perteneciente a la Zona de Distribución Campeche. Dicha Ciudad tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbodiésel que permite satisfacer el suministro de energía eléctrica, sin embargo, no será suficiente para atender la demanda de energía eléctrica en los próximos años.																		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		INFRAESTRUCTURA ¹																
	La saturación en la capacidad de Transformación de la Subestación Escárcega Potencia 230/115 kV, ya que a partir de 2021 la infraestructura actual no sería capaz de suministrar la energía eléctrica bajo condiciones de demanda máxima de la zona.		<table><tr><th colspan="4">Transmisión</th></tr><tr><th>Tensión (kV)</th><th>Circuitos</th><th>Longitud (km-c)</th><th>Región</th></tr><tr><td>230</td><td>2</td><td>98.6</td><td rowspan="2">Peninsular</td></tr><tr><td>34.5</td><td>2</td><td>35.6</td></tr></table>		Transmisión				Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región	230	2	98.6	Peninsular	34.5	2	35.6
Transmisión																			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región																
230	2	98.6	Peninsular																
34.5	2	35.6																	
	ANÁLISIS		Transformación																
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta resolverá los problemas de suministro de energía eléctrica en Ciudad del Carmen ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión, transformación o compensación.		<table><tr><th>Equipo</th><th>Relación</th><th>Capacidad (MVA)</th><th>Región de Control</th></tr><tr><td>1 Autotransformador</td><td>230/115</td><td>525</td><td rowspan="2">Peninsular</td></tr><tr><td>1 Transformador</td><td>115/34.5</td><td>6.3</td></tr></table>		Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control	1 Autotransformador	230/115	525	Peninsular	1 Transformador	115/34.5	6.3				
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control																
1 Autotransformador	230/115	525	Peninsular																
1 Transformador	115/34.5	6.3																	
	2. Alternativa: Se analizó la reconstrucción de tramos que no podrían operar en 230 kV, sin la necesidad de adquirir derechos de vía adicionales, sin embargo, el proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 es la opción de menor costo a largo plazo y tiene prácticamente los mismos beneficios en cuanto a confiabilidad que la otra alternativa.		Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021																
	CARACTERÍSTICAS		Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021																
	El proyecto contempla una nueva subestación con dos bancos de transformación y el traslado de un banco de transformación; y la construcción de tres Líneas de Transmisión Escárcega Potencia-Punto de Inflexión Sabancuy, Punto de Inflexión Sabancuy-Puerto Real y Puerto Real-Palmar.																		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO																		
	Millones de pesos a Valor Presente 2018																		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo																
	702.9	1,117.5	1.6																



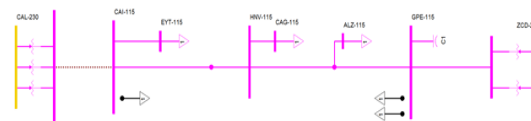
INFRAESTRUCTURA ¹				
Transmisión				
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región	
230	2	98.6	Peninsular	
34.5	2	35.6		
Transformación				
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control	
1 Autotransformador	230/115	525	Peninsular	
1 Transformador	115/34.5	6.3		
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021				
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021				

¹Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2.

Línea Calera – Calera Industrial			
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	
	Programado	Diagrama del Proyecto 	
	DIAGNÓSTICO Las regiones de Guadalupe y Víctor Rosales tienen cargas industriales conectadas directamente a la red de 115 kV. Las Subestaciones Calera Industrial y Guadalupe suministran energía eléctrica a dichos usuarios industriales y ciudades. La alimentación a las Subestaciones previamente mencionadas es desde la red de 230 kV por medio de la Subestación Calera y Zacatecas II, ambas cuentan actualmente con dos autotransformadores 230/115 kV de 100 MVA de capacidad cada uno.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER Los bajos voltajes en Subestaciones que afectan los procesos industriales y sobrecargas en Líneas de Transmisión derivados de altos flujos de potencia.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta incrementará la capacidad de transmisión de la línea Calera – Calera Industrial, reduciendo la necesidad de corte de carga ante contingencia sencilla de la línea Zacatecas II – Guadalupe.		
	2. Alternativa: Se analizó la construcción de un circuito desde la subestación El Sabino hacia San Cristóbal Oriente en el nivel de tensión de 115 kV con una longitud aproximada de 65 km.		
CARACTERÍSTICAS			
	El proyecto contempla la construcción del entronque en la Subestación Guadalupe de la Línea Zacatecas II – Zacatecas Sur.		
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO			
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	35.1	102.2	2.9








INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	7	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

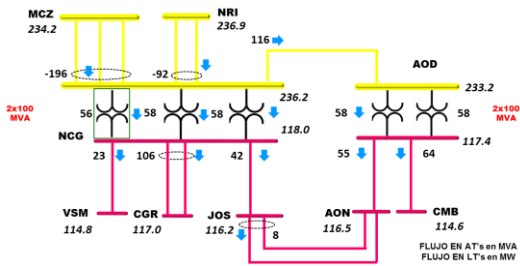
^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1.





INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
115	2	7	Occidental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1.

Nuevo Casas Grandes Banco 3			
	MODALIDAD		
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	La zona de Distribución Casas Grandes está conformada por dos subestaciones Nuevo Casas Grandes y Ascensión II, no cuenta con Centrales Eléctricas y su topología es radial, lo que complica la operación del sistema ante contingencias sencillas de pérdida de Líneas de Transmisión o de elementos de Transformación. Dicho sistema, suministra de energía eléctrica campos agrícolas y la zona urbana de Casas Grandes, Chihuahua.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Los autotransformadores de la Subestación Nuevo Casas Grandes presentarán un flujo superior al 90% de su capacidad nominal para el año 2021.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta robustecerá la alimentación de la red de 115 kV del municipio en Casas Grandes, agregando un nuevo punto de suministro de energía eléctrica desde la red de 230 kV; mejora la estabilidad de voltaje y brinda mayor flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.		
	2. Alternativa: Se analizó la instalación de transformación en la subestación Janos, para lo cual se requeriría una línea de transmisión de aproximadamente 50 km en 230 kV para conectarla con la subestación Nuevo Casas Grandes en 230 kV.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la instalación de un autotransformador de capacidad de 100 MVA con relación de transformación de 230/115 kV y un capacitor de 30 MVar en la subestación Nuevo Casas Grandes, el cuál sería trasladado desde la subestación Chihuahua Norte, una vez que se realice el proyecto de sustitución de los dos bancos de 100 MVA por uno de 300 MVA, el cual se contempla en el proyecto Chihuahua Norte Banco 5 y considerando el proyecto de transformación de Ascensión II para 2018.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2019		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	97.7	126.3	1.3

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO			
Diagrama del Proyecto			
			


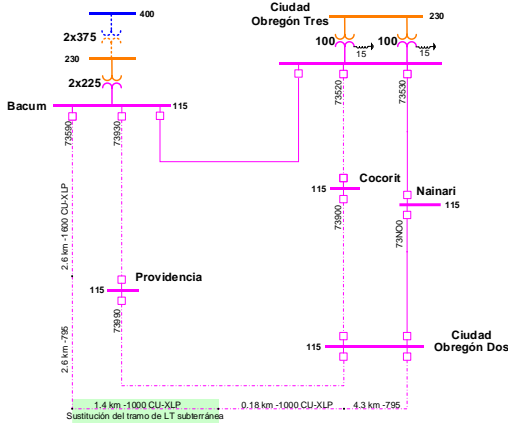







INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
3 Autotransformadores	230/115	100	Norte
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
Capacitor	115	30	Norte

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

1/Ver Anexo Tablas 5.2.2 y 5.2.3

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.2 y 5.2.3.

Bácum - Ciudad Obregón Dos																
MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO														
	Programado	<div>Diagrama del Proyecto</div> 														
DIAGNÓSTICO																
La Región de Control Noroeste tiene a su cargo un sistema longitudinal que atraviesa los estados de Sonora y Sinaloa, la energía se transmite través de la Red Troncal de 400 kV y 230 kV. La ciudad de Obregón se suministra de energía eléctrica a través de las Subestaciones Bácum, Ciudad Obregón Tres y Ciudad Obregón Cuatro. La zona Obregón es una zona importadora de energía que proviene de la zona Guaymas y Los Mochis y durante algunas condiciones operativas el flujo de potencia se incrementa en forma natural al transmitir los excedentes del norte de Sonora a través de la Línea de Transmisión Bácum-Ciudad Obregón Dos. Con la entrada en operación de los ciclos combinados de Empalme I y II y Topolobampo II y III el flujo de potencia se incrementa e impacta directamente a la Subestación Bácum, lo que resulta en un mayor flujo a través de la Línea de Transmisión Bácum-Ciudad Obregón Dos.																
PROBLEMÁTICA A RESOLVER		<div>Infraestructura^{1/}</div> <table><tr><th colspan="2">Transmisión</th><td colspan="2"></td></tr><tr><th>Tensión (kV)</th><th>Circuitos</th><th>Longitud (km-c)</th><th>Región</th></tr><tr><td>115</td><td>1</td><td>1.4</td><td>Noroeste</td></tr></table> <div>Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021</div> <div>Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021</div>			Transmisión				Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región	115	1	1.4	Noroeste
Transmisión																
Tensión (kV)	Circuitos				Longitud (km-c)	Región										
115	1	1.4	Noroeste													
	Sobrecarga en la Línea de Transmisión Bácum-Ciudad Obregón Dos ante contingencia sencilla y con la entrada en operación de los Ciclos Combinados Empalme I y Empalme II se reconfiguran los flujos de potencia de manera que los excedentes de generación serán transmitidos del norte de la región hacia el sur, resultando en un incremento del flujo de potencia a través de la Línea de Transmisión Bácum-Ciudad Obregón Dos para el suministro del noroeste de Ciudad Obregón.															
ANÁLISIS																
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta se permitirá mejorar la confiabilidad en el suministro de energía al noroeste de Ciudad Obregón proporcionando la capacidad de transmisión necesaria para mantener el suministro de energía.															
	2. Alternativa: Se analizó la instalación y construcción de la Línea de Transmisión entre las Subestaciones Bácum y Cajeme en 115 kV proporcionando una opción de suministro alterno al área de influencia.															
CARACTERÍSTICAS																
	El proyecto contempla la sustitución de aproximadamente 1.4 km-c de línea de transmisión en 115 kV.															
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO																
Millones de pesos a Valor Presente 2016																
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo														
11.8	259.42	22.0														

1/Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2

^{1/}Ver Anexo Tablas 5.2.1 y 5.2.2.

TABLA 5.2.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PROYECTOS POR INSTRUIR							
Atlacomulco Potencia - Almoloya	Atlacomulco Potencia - Almoloya ^{2/}	400	2	28.0	abr-18	dic-18	Central
Veracruz II - Tamarindo II	Veracruz II - Tamarindo II ^{1/}	115	2	36.0	abr-15	abr-20	Oriental
Cable Subterráneo Veracruz I- Mocambo	Veracruz I - Mocambo ^{8/}	115	1	4.3	abr-15	abr-20	Oriental
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera	Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-18	abr-19	Noroeste
Maneadero entronque Ciprés-Cañón	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17	abr-19	Baja California
Kilómetro 110 - Tulancingo	Kilómetro 110 - Tulancingo	85	1	4.2	sep-16	sep-19	Central
Ayutla - Papagayo	Ayutla - Papagayo	115	1	56.0	abr-16	abr-20	Oriental
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente	Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente ^{1/}	115	2	60.0	abr-16	abr-20	Oriental
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	Puebla II - San Lorenzo Potencia (A3930 y A3T20)	400	2	-	abr-16	abr-20	Oriental
	Juile - Ixtepec Potencia (A3V30 y A3V40)	400	2	-	abr-16	abr-20	Oriental
Irapuato II Banco 3 (traslado)	Irapuato I - Irapuato II (recalibración) ^{3/}	115	2	18.0	abr-19	abr-20	Occidental
Líneas Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	Conín - Marqués Oriente ^{2/}	115	2	5.0	abr-20	abr-20	Occidental
	Tepeyac - San Ildefonso ^{2/}	115	2	9.5	abr-20	abr-20	Occidental
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	1.2	abr-18	abr-20	Noroeste
Interconexión SIN-BCS	Coromuel entronque Punta Prieta II - Palmira	115	2	4.0	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Villa Constitución - Olas Altas	230	2	394.0	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Olas Altas - Pozo de Cota ^{1/}	230	2	130.0	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	El Infiernito - Mezquital ^{4/}	±400	Bipolo	300.0	abr-22	abr-22	Mulegé
	El Infiernito - Bahía de Kino ^{4/, 7/}	±400	Bipolo	210.0	abr-22	abr-22	Mulegé
	Mezquital - Villa Constitución ^{4/}	±400	Bipolo	698.0	abr-22	abr-22	Mulegé
	Bahía de Kino - Esperanza ^{4/}	±400	Bipolo	100.0	abr-22	abr-22	Noroeste
	Esperanza - Seri	400	2	110.0	abr-22	abr-22	Noroeste
Tlaltizapán Potencia Banco 1	Morelos - Tianguistenco	230	1	15.0	abr-20	abr-21	Central
	Tlaltizapán Potencia - Yauhtepec Potencia ^{2/}	400	2	33.0	abr-20	abr-21	Oriental
	Tlaltizapán Potencia entronque Yauhtepec Potencia - Volcán Gordo	400	2	0.5	abr-20	abr-21	Oriental

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Yautepec Potencia - Zapata (93500 y 93190) ^{13/}	230	2	-	abr-21	abr-21	Oriental
	Yautepec Potencia - Cementos Moctezuma (93300) ^{13/}	230	1	-	abr-21	abr-21	Oriental
	Zapata - Cementos Moctezuma (93200) ^{13/}	230	1	-	abr-21	abr-21	Oriental
	Tlaltizapán Potencia entronque Tezoyuca - Jojutla	115	2	0.5	abr-20	abr-21	Oriental
	Tlaltizapán Potencia - Tepalcingo	115	1	25.0	abr-20	abr-21	Oriental
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco	San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional ^{1/}	115	2	77.0	abr-16	abr-21	Oriental
	Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia ^{2/}	400	2	152.0	abr-21	abr-21	Oriental
Transformación Guadalajara Oriente y Zapotlanejo	Guadalajara Oriente entronque Puente Grande II - Guadalajara II	69	2	10.0	abr-20	abr-20	Occidental
	Guadalajara Oriente - Zalatlán	69	1	7.5	abr-20	abr-20	Occidental
	Guadalajara II - Parque Industrial	69	1	3.2	abr-20	abr-20	Occidental
	Guadalajara II - El Salto	69	1	5.7	abr-20	abr-20	Occidental
Valle del Mezquital Banco 1	Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230	2	0.2	abr-20	abr-20	Occidental
	Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73260)	115	2	0.2	abr-20	abr-20	Occidental
	Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	abr-20	Occidental
Línea Silao Potencia - Las Colinas	Silao Potencia - Las Colinas ^{1/, 2/, 11/}	115	1	15.4	abr-21	abr-21	Occidental
Línea Calera - Calera Industrial	Calera - Calera Industrial ^{3/}	115	1	7.0	abr-20	abr-20	Occidental
Hermosillo Misión - Quiroga	Quiroga - Misión ^{8/}	115	1	7.5	abr-20	abr-20	Noroeste
Línea Dynatech - Rolando García Urrea	Dynatech Rolando García Urrea	115	1	3.0	abr-21	abr-21	Noroeste
Bácum - Ciudad Obregón Dos	Bácum - Ciudad Obregón Dos ^{8/}	115	1	1.4	abr-21	abr-21	Noroeste
Las Mesas Banco 1	Las Mesas - Huejutla II	115	1	50.0	abr-21	abr-21	Noreste
El Arrajal Banco 1	Cerro Prieto II - El Arrajal ^{1/}	230	2	125.0	abr-22	abr-22	Baja California
	El Arrajal - San Felipe ^{1/}	115	2	50.0	abr-22	abr-22	Baja California
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero ^{8/, 9/}	115	2	8.0	abr-19	abr-19	Baja California
LT Frontera entronque Industrial - Universidad	Frontera entronque Industrial - Universidad ^{8/, 9/}	115	2	6.0	abr-20	abr-20	Baja California
Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto IV	161	2	0.6	abr-19	abr-19	Baja California
	Mexicali Oriente - Punto de Interconexión Frontera (Gateway) ^{1/, 15/}	161	2	3.0	abr-19	abr-19	Baja California

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Real Bancos 1 y 2	Parque Industrial San Luis - Punto de Interconexión Frontera (Pilot Knob) ^{1/}	230	2	5.0	abr-19	abr-19	Baja California
	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey ^{12/}	230	2	8.0	abr-19	abr-19	Baja California
	Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy ^{2/}	230	2	63.0	abr-21	abr-21	Peninsular
	Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real ^{14/}	230	2	35.6	abr-21	abr-21	Peninsular
	Puerto Real - Palmar	34.5	2	35.6	abr-21	abr-21	Peninsular
Interconexión Sureste-Peninsular	Manlio Fabio Altamirano - Olmeca ^{1/, 10/}	400	2	20.0	may-18	abr-22	Oriental
	Olmeca - Temascal III ^{1/, 10/}	400	2	105.0	may-18	abr-22	Oriental
	Olmeca entronque Dos Bocas - Infonavit ^{10/}	115	2	0.5	may-18	abr-22	Oriental
	Olmeca entronque Dos Bocas - Veracruz I ^{10/}	115	2	0.5	may-18	abr-22	Oriental
	Olmeca entronque Veracruz I - J.B. Lobos ^{10/}	115	2	3.0	may-18	abr-22	Oriental
	Copainalá entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso (A3050)	400	2	2.0	abr-22	abr-22	Oriental
	Copainalá entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso (A3150)	400	2	2.0	abr-22	abr-22	Oriental
	Copainalá - Chicoasén II	400	2	1.0	abr-22	abr-22	Oriental
	Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	60.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	60.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	30.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Leona Vicario - Punto de Inflexión Balam	115	2	10.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Punto de Inflexión Balam - Balam	115	1	7.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Punto de Inflexión Balam - Punta Sam	115	1	9.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Leona Vicario - Yaxché	115	1	8.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Kantenáh - Leona Vicario ^{1/}	400	2	70.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Kantenáh - Copainalá ^{4/}	±500	Bipolo	1,800.0	abr-22	abr-22	Peninsular
PROYECTOS LEGADOS POISE SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN CFE							
706C	Tecate II - El Encinal I ^{1/}	115	2	8.6	may-16	ene-17	Baja California
	Ixtapa Potencia - Pie de La Cuesta Potencia	400	2	415.4	nov-09	oct-17	Oriental
	Regiomontano - San Roque	115	2	40.8	may-16	may-17	Noreste
	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3740)	400	2	27.4	may-16	may-17	Noreste

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Regiomontano - Cadereyta	115	2	15.2	may-16	may-17	Noreste
	Regiomontano entronque Huinalá - Tecnológico	115	2	22.0	may-16	may-17	Noreste
718	Mexicali II - Tecnológico	230	2	18.8	feb-17	jun-17	Baja California
	González Ortega entronque Mexicali II - Ruiz Cortines	161	2	12.4	feb-17	jun-17	Baja California
	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo	400	2	7.4	jul-17	jul-17	Noreste
	Derramadero entronque Saltillo - Frightliner	115	2	5.0	jul-17	jul-17	Noreste
	Derramadero entronque Álamo - Agua Nueva	115	2	8.6	jul-17	jul-17	Noreste
	Derramadero - Chrysler	115	1	3.5	jul-17	jul-17	Noreste
1116D	Derramadero - Saltillo	115	1	4.1	jul-17	jul-17	Noreste
	Mina - Central Diésel Santa Rosalía	34.5	2	2.2	oct-11	jun-18	Mulegé
	Lago entronque Madero - Esmeralda ^{6/, 8/}	230	2	45.6	nov-15	nov-18	Central
	Teotihuacán - Lago ^{6/}	400	2	29.4	nov-15	nov-18	Central
	Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo - San José del Cabo	115	2	4.6	jun-13	dic-17	Baja California Sur
	Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16	dic-18	Central
	Huehuetoca - PI Nochistongo	85	2	16.6	dic-16	dic-18	Central
	Chimalpa II entronque Nopala - San Bernabé	400	2	3.2	oct-16	feb-17	Central
1201E	Chimalpa II entronque Remedios - Águilas	230	4	17.2	oct-16	feb-17	Central
	El Fraile - Ramos Arizpe Potencia (L1)	400	2	105.4	oct-17	feb-18	Noreste
	El Fraile - Ramos Arizpe Potencia (L2) ^{1/}	400	2	30.9	oct-17	feb-18	Noreste
	El Fraile entronque Las Glorias - Villa de García	400	2	2.8	oct-17	feb-18	Noreste
	Chicoasén II entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso Dos	400	2	8.0	nov-17	dic-17	Oriental
	Cereso - Terranova ^{1/}	230	2	12.9	abr-17	abr-18	Norte
	Cereso entronque Samalayuca - Reforma (93280)	230	2	1.2	abr-17	abr-18	Norte
1302	Cereso entronque Samalayuca - Reforma (93150)	230	2	0.9	abr-17	abr-18	Norte
	Cereso entronque Samalayuca II - Paso del Norte	230	2	2.0	abr-17	abr-18	Norte
	Cahuisori Potencia entronque CM Cahuisori - Gamón Lake	115	2	1.0	mar-17	mar-17	Norte
	Cahuisori Potencia entronque CM Cahuisori - Agnico Eagle	115	2	1.0	mar-17	mar-17	Norte
	Canatlán II Potencia entronque Durango II - Canatlán II	115	2	2.8	feb-17	feb-17	Norte

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Tramo 1						
	Durango II - Canatlán II Potencia ^{1/}	230	2	3.6	feb-17	feb-17	Norte
	Canatlán II Potencia entronque Durango II - Canatlán II Tramo 2	115	1	7.0	feb-17	feb-17	Norte
	Cereso - Moctezuma ^{1/, 5/}	400	2	158.7	abr-17	abr-18	Norte
	Champayán - Güémez ^{1/}	400	2	178.8	abr-16	may-17	Noreste
1410	Güémez - Regiomontano ^{1/}	400	2	231.5	abr-16	may-17	Noreste
	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	30.0	abr-16	may-17	Noreste
	Guaymas Cereso - BÁCUM ^{2/}	400	2	94.7	nov-16	nov-17	Noroeste
	Seri - Guaymas Cereso	400	2	236.8	nov-16	nov-17	Noroeste
	Empalme CC - Guaymas Cereso ^{1/}	230	2	8.6	nov-16	nov-17	Noroeste
	Empalme CC entronque Planta Guaymas II - Obregón III L1	230	2	17.1	nov-16	nov-17	Noroeste
1603	Empalme CC entronque Planta Guaymas II - Obregón III L2	230	2	15.1	nov-16	nov-17	Noroeste
	Hermosillo IV - Hermosillo V ^{2/}	230	2	36.1	nov-16	nov-17	Noroeste
	Seri entronque Hermosillo IV - Hermosillo V	230	4	17.2	nov-16	nov-17	Noroeste
	Choacahui - BÁCUM	400	2	249.1	jul-19	jul-19	Noroeste
	Choacahui entronque Louisiana - Los Mochis II	230	2	26.8	jul-19	jul-19	Noroeste
	Santa Isabel - Mexicali II ^{2/}	161	4	13.5	abr-16	ago-17	Baja California
	Camino Real entronque Punta Prieta II - El Triunfo	115	2	0.4	abr-16	feb-17	Baja California Sur
	Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera	400	2	0.4	mar-17	jun-17	Noroeste
	Culiacán Poniente - Punto de Inflexión Culiacán I	115	2	32.6	mar-17	jun-17	Noroeste
1653	Culiacán Poniente - Punto de Inflexión Culiacán Poniente	115	1	5.3	mar-17	jun-17	Noroeste
	Culiacán Poniente entronque La Higuera - Navolato	115	2	31.9	mar-17	jun-17	Noroeste
	Punto de Inflexión Culiacán I - LT Culiacán I - Tres Ríos	115	2	6.2	mar-17	jun-17	Noroeste
	Querétaro Potencia Maniobras - Santa María ^{1/}	400	2	27.0	ene-17	jun-17	Occidental
	Tlajomulco entronque Acatlán - Atequiza	400	2	1.6	feb-17	may-17	Occidental
	Tlajomulco entronque Colón - Guadalajara II	230	2	1.6	feb-17	may-17	Occidental
1655	Tlajomulco entronque Guadalajara Industrial - Guadalajara II	230	2	1.8	feb-17	may-17	Occidental
	Xpujil - Xul-Ha	230	2	208.0	mar-17	abr-17	Peninsular

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Escárcega Potencia - Xpujil ^{2/}	230	2	159.0	mar-17	abr-17	Peninsular
	Empalme CC entronque BÁCUM - Seri L1	400	2	15.4	nov-16	oct-17	Noroeste
	Empalme CC entronque BÁCUM - Seri L2	400	2	16.4	nov-16	oct-17	Noroeste
	Pueblo Nuevo - Obregón IV ^{1/}	400	2	87.1	nov-16	oct-17	Noroeste
	Hermosillo Aeropuerto - Esperanza ^{2/}	230	2	58.7	abr-18	may-18	Noroeste
1701	Esperanza entronque Punto P - Subestación Dos	115	2	0.3	abr-18	may-18	Noroeste
	BÁCUM - Obregón IV	230	2	45.4	abr-17	may-18	Noroeste
	BÁCUM entronque Empalme CC - Obregón III	230	2	18.0	abr-17	may-18	Noroeste
	Santa Ana - Nogales Aeropuerto	230	2	102.6	abr-17	may-18	Noroeste
	Pozo de Cota - El Palmar	230	2	54.2	abr-18	ene-19	Baja California Sur
	Central Diésel Los Cabos - Pozo de Cota	115	2	16.0	abr-18	ene-19	Baja California Sur
	Silao Potencia entronque Romita - Silao I	115	2	1.0	abr-18	jul-18	Occidental
1716	El Encino - Moctezuma ^{2/}	400	2	207.0	sep-18	sep-18	Norte
	Cuauhtémoc II - Quevedo ^{2/}	230	2	92.7	feb-19	feb-19	Norte
	Cuauhtémoc II - Manitoba	115	2	56.0	feb-19	feb-19	Norte
	Quevedo - Campo 108	115	2	137.0	feb-19	feb-19	Norte
	Azufres III (U-18) - Tap Azufres Switcheo	115	1	1.5	dic-17	feb-18	Occidental
	Azufres Switcheo - Azufres Switcheo Sur	115	1	6.0	dic-17	feb-18	Occidental
	Texcoco - La Paz ^{3/}	400	2	52.1	nov-15	dic-17	Central
PROYECTOS LEGADOS POISE SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN CFE							
756	Atotonilquillo entronque San Jorge - Poncitlán	115	2	0.6	jul-17	jul-18	Occidental
	Angostura - Comitán	115	2	80.0	sep-08	abr-22	Oriental
	Laguna de Coyuca entronque Pie de La Cuesta - Mozimba	115	2	3.1	dic-18	dic-18	Oriental
	Fundición - Navjoa Norte	115	1	24.5	jun-10	mar-17	Noroeste
	Janos - Monteverde	115	1	38.9	jun-17	jul-17	Norte
914B	Terranova - Rayón	115	1	4.3	jun-19	jun-19	Norte
	Oblatos entronque Colimilla - Guadalajara Oriente	69	2	3.3	dic-14	ene-18	Occidental
	Tepatitlán - Cuquio	115	1	38.7	may-16	dic-17	Occidental
	Comalcalco Sur entronque Comalcalco - Tulipán	115	2	4.0	nov-09	feb-18	Oriental

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
1128C	Ocotlán Oaxaca entronque La Cienega - Minera Cuzcatlán	115	2	0.3	nov-09	ago-20	Oriental
	Xoxtla entronque San Lorenzo Potencia-Tonantzintla	115	2	0.1	dic-18	dic-18	Oriental
	Xalostoc entronque Zocac - Cuauhtemoc	115	2	6.0	dic-20	dic-20	Oriental
	Cuetzalan entronque Teziutlán II - Papantla Potencia	115	2	40.6	feb-17	may-17	Oriental
	Villa Unión - Rosario - Esquinapa	115	2	61.0	jun-11	jun-19	Noroeste
	Bamoa entronque San Rafael - Guasave	115	1	25.2	dic-11	ago-17	Noroeste
1210F	Progreso - Bacum	115	1	16.8	dic-10	ago-17	Noroeste
	Kohunlich (Parque Industrial) entronque Popolnah - Canek	115	2	3.0	may-12	feb-18	Peninsular
	Ucú entronque Poniente - Hunucmá	115	2	0.3	may-12	ene-18	Peninsular
	Estrella entronque Güémez - Victoria	115	2	0.6	dic-16	dic-17	Noreste
	Rangel Frías entronque San Nicolás - Universidad	115	2	3.0	dic-21	dic-21	Noreste
1210I	Ruiz Cortinez entronque Juan José Ríos - Leyva Solano	115	2	2.0	sep-13	feb-18	Noroeste
	Navojoa Oriente entronque Pueblo Nuevo - Navojoa Norte	115	2	1.1	dic-13	jun-17	Noroeste
	Nainari entronque Ciudad Obregón II - Ciudad Obregón III	115	2	0.3	dic-13	ago-17	Noroeste
	Yal-Kú entronque Aktun-Chen - Playa del Carmen	115	2	1.0	dic-13	jul-20	Peninsular
	Mandinga entronque El Tejar - Paso del Toro	115	2	17.1	dic-13	jun-17	Oriental
	Aeropuerto entronque Veracruz II - Dos Bocas	115	2	2.2	mar-17	nov-17	Oriental
1211D	Los Reyes entronque La Paz - Aurora	230	2	2.8	ago-13	abr-17	Central
	Culhuacán - Xochimilco	230	2	8.6	ago-13	ago-17	Central
	Aragón entronque Esmeralda - Xalostoc	230	2	3.0	ago-13	ene-18	Central
	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	ene-18	Central
	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	ene-18	Central
	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	ene-18	Central
	San Cristóbal entronque Jarachina - Pemex	138	2	0.4	jun-12	dic-18	Noreste
1212F	Lázaro Cárdenas - Meoqui	115	1	9.3	oct-17	oct-17	Norte
	Meoqui - Francisco Villa	115	1	14.5	oct-17	oct-17	Norte
	Conalep entronque Macuspana II - El Zopo	115	2	5.0	dic-13	jul-18	Oriental
	El Castillo - Naolinco	115	2	12.0	dic-12	may-19	Oriental
	Tecnológico Hillo entronque Hermosillo Loma - Ladrilleras	115	2	2.4	jun-14	jul-17	Noroeste
	Quiroga - Bagotes	115	1	5.8	jun-13	may-18	Noroeste

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
1212H	Caracol entronque Cerro Gordo - Valle de México	230	2	1.0	dic-14	nov-17	Central
	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	18.0	dic-14	ago-19	Central
	Cumbres - San Cristóbal - Santander	138	1	16.5	jun-15	dic-18	Noreste
	Mirador entronque Plaza - Tecnológico	115	2	2.0	jul-15	dic-18	Noreste
	Chávez Uno - Batopilas ^{1/}	115	2	17.2	ene-18	ene-18	Norte
	Namiquipa entronque Ruiz Cortines - Nicolás Bravo	115	2	0.4	ene-18	oct-18	Norte
1212I	Villas del Cedro entronque La Higuera - Culiacán I	115	2	4.8	dic-14	ene-20	Noroeste
	Guamúchil - Angostura	115	1	10.0	jul-15	ene-20	Noroeste
	San Carlos - Los Algodones	115	2	8.0	may-14	ene-20	Noroeste
	Ocuca entronque Santa Ana - Cerro Cañedo	115	2	0.2	dic-14	feb-20	Noroeste
	Balam - Kekén	115	1	4.3	mar-17	dic-18	Peninsular
1320E	Cosoleacaque entronque Chinameca II - Acayucan	115	2	4.0	mar-17	jul-18	Oriental
	Xochitla entronque Victoria - Nochistongo	230	2	0.8	dic-14	abr-18	Central
	Lago de Guadalupe entronque Cofradía - Remedios	230	2	0.4	mar-17	abr-18	Central
	Condesa - Diana	230	1	1.2	mar-17	abr-18	Central
	Condesa - Tacubaya	230	1	4.6	mar-17	abr-18	Central
	Aeropuerto entronque Aurora - Santa Cruz	230	2	17.0	dic-22	dic-22	Central
	Sendero entronque Progreso - San Luis Potosí II	115	2	4.0	may-15	may-18	Occidental
	Acuitlapilco entronque Contla - Santa Ana Chiautempam	115	2	2.0	dic-18	dic-18	Oriental
1323B	Obispado entronque Jerónimo - Orión	115	1	2.0	jun-16	dic-18	Noreste
	Revolución entronque Valle Verde - California	115	2	10.0	oct-17	oct-17	Norte
	Aguascalientes I - Calvillo - Salitre	115	1	52.0	abr-15	dic-18	Occidental
	Aguascalientes Potencia Peñuelas - Encarnación	115	1	21.8	abr-15	abr-19	Occidental
	San Luis de la Paz - San José Iturbide	115	1	28.2	abr-15	abr-19	Occidental
	Santa María entronque Guasave - Hernando de Villafañe	115	2	0.1	may-15	feb-20	Noroeste
1420C	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-16	feb-20	Noroeste
	La Reina entronque Las Trancas - Cementos Moctezuma	115	2	0.5	dic-16	mar-18	Oriental
	Popular - Lucero	115	1	17.2	feb-18	oct-18	Norte
	El Trébol entronque Mesteñas - Oasis	115	2	25.5	feb-18	oct-18	Norte
	Elena entronque Polvorín - Enertek	115	2	1.3	dic-16	dic-17	Noreste

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
1420F	Parque Industrial Linares entronque Lajas - Linares	115	1	0.7	dic-17	dic-18	Noreste
	Papantla Distribución entronque Tajín - Tepeyac	115	2	0.4	ago-18	ago-18	Oriental
	La Manga entronque Hermosillo IV - SE Punto P	115	2	1.0	dic-16	mar-20	Noroeste
	Domingo Viejo entronque Monterrey Potencia - Propasa	115	1	0.7	dic-16	dic-18	Noreste
	San Vicente entronque Nuevo Vallarta - Jarretaderas	115	2	2.0	dic-17	dic-18	Occidental
	Juan José entronque Sayula - Ciudad Guzmán	115	2	12.0	dic-17	feb-18	Occidental
1420G	Redes Atlacomulco (LT)	13.8	1	12.7	dic-17	may-19	Central
	Redes reordenamiento Valle de Bravo (LT)	13.8	1	48.4	dic-17	jun-19	Central
	Redes conversión aéreo-subterráneo Chapa de Mota Centro (KM-C)	23	1	2.0	dic-17	sep-20	Central
	Redes conversión aéreo-subterráneo Temoaya Centro (KM-C)	23	1	3.0	dic-17	oct-20	Central
	Redes conversión aéreo Subterráneo Tejupilco (KM-C)	13.8	1	5.7	dic-17	oct-20	Central
	Redes conversión aéreo-subterráneo Ciudad Altamirano Centro (MVA)	13.8	1	9.9	dic-17	oct-20	Central
	Redes SE Ruiz Cortinez	34.5	1	8.1	dic-17	sep-20	Baja California
	Redes Guerrero Negro	34.5	1	10.2	dic-17	sep-20	Mulegé
	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	26.6	dic-17	mar-20	Noroeste
	El Fuerte Penal entronque El Fuerte - Carrizo	115	2	0.2	dic-17	abr-20	Noroeste
	El Fuerte Penal entronque Los Mochis II - El Fuerte	115	2	0.4	dic-17	abr-20	Noroeste
1520C	La Higuera - Costa Rica	115	1	20.2	dic-17	may-20	Noroeste
	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	dic-17	abr-20	Peninsular
	Zacatlán entronque Chignahuapan - Tetela de Ocampo	115	1	25.0	dic-17	dic-20	Oriental
	Aluminio entronque Veracruz Dos - Jardín	115	2	0.2	mar-19	mar-19	Oriental
	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	2.4	oct-20	oct-20	Oriental
1520D	Pakal - Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	ene-19	ene-19	Oriental
	Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	dic-17	may-20	Oriental
	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	may-20	Oriental
	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	may-20	Oriental
	Canticas - Vista Mar (Sust. Aéreo - Subterráneo)	115	1	1.6	dic-17	mar-18	Oriental
	Canticas - López Mateos (Sust. Aéreo - Subterráneo)	115	1	3.2	dic-17	mar-18	Oriental

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
1521D	López Mateos - Pajaritos (Sust. Aéreo - Subterráneo)	115	1	5.0	dic-17	mar-18	Oriental
	Pajaritos Dos - Puerto Franco (Sust. Aéreo - Subterráneo)	115	1	0.8	dic-17	mar-18	Oriental
	Vistamar - Puerto Franco (Sust. Aéreo - Subterráneo)	115	1	6.2	dic-17	mar-18	Oriental
	Pajaritos Dos - Puerto Franco - López Mateos	115	2	10.9	dic-17	mar-18	Oriental
	Redes Tlalixtaquilla	13.8	1	12.4	dic-17	may-18	Oriental
1521E	Redes Zapotitlán	13.8	1	75.8	dic-17	may-18	Oriental
	Redes Atlatlahuacan	13.8	1	11.0	dic-17	may-18	Oriental
	Reducción de pérdidas Área Chalco (KM-C)	23	1	238.0	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Ayotla (KM-C)	23	1	233.0	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Ixtapaluca (KM-C)	23	1	242.0	may-17	jun-18	Central
1521F	Reducción de pérdidas Área Chalco Rural (KM-C)	23	1	220.0	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Amecameca (KM-C)	23	1	252.0	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Zona Villahermosa (KM-C)	13.8	1	158.0	may-17	sep-17	Oriental
	Reducción de pérdidas no técnicas Zona Atizapán (KM-C)	23	1	132.0	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas no técnicas Zona Naucalpan (KM-C)	23	1	94.2	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas no técnicas Zona Cuautitlán (KM-C)	23	1	88.0	jun-17	jul-17	Central
1620	Reducción de pérdidas no técnicas Zona Ecatepec (KM-C)	23	1	154.0	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas no técnicas Zona Tlalnepantla (KM-C)	23	1	30.0	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas no técnicas Cuautitlán Atizapan, Ecatepec (KM-C)	23	1	280.9	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas no técnicas Zona Basílica (KM-C)	23	1	91.1	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas Zona Nezahualcóyotl (KM-C)	23	1	156.0	jun-17	sep-17	Central
	Juandho - Apasco	85	2	60.6	dic-16	jul-20	Central
1620B	Juandho - Actopan	85	2	80.6	dic-16	jul-20	Central
	Portales entronque Hermosillo IV - Hermosillo II	115	2	0.3	abr-18	feb-18	Noroeste
	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	abr-18	jun-20	Noroeste
	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	abr-18	jun-20	Noroeste
	Boca del Monte - Huatusco	115	1	17.0	jun-20	jun-20	Oriental
	Fisís entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	ago-13	ago-19	Central

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Morales - Verónica	230	1	6.2	dic-13	sep-19	Central
	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	sep-19	Central
PROYECTOS SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN							
P16-NO3	Caimanero - Guasave ^{1/}	115	2	5.4	45017	45017	Noroeste
	Caimanero - Bamoa ^{1/}	115	2	17.5	45017	45017	Noroeste
	Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II	230	2	31.4	45017	45017	Noroeste
	Caimanero entronque Santa María - Guasave	115	2	10.6	45017	45017	Noroeste
P16-NO4	La Choya - Oriente ^{8/}	115	1	9.3	44652	44652	Noroeste
	Mar de Cortés Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.8	44652	44652	Noroeste
	Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	230	2	0.6	44652	44652	Noroeste
	Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	230	2	0.6	44652	44652	Noroeste
P17-NO1	Navojoa Centenario entronque Navojoa - Navojoa Norte	115	2	0.4	44287	44287	Noroeste
P17-NO3	Villa Mercedes entronque Hermosillo Misión - Quiroga ^{8/}	115	2	2	44348	44348	Noroeste
P17-NO6	Hermosillo Aeropuerto - Hermosillo Loma	115	2	34	45444	45444	Noroeste
	Hermosillo Aeropuerto - Bagotes	115	2	0.6	45444	45444	Noroeste
P17-NT3	Tres Hermanos - Nueva Holanda	115	1	39	44652	44652	Norte
	Tres Hermanos entronque Mestefías - Nueva Holanda	115	2	0.2	44652	44652	Norte
P17-NT4	Vicente Guerrero II entronque Fresnillo - Jerónimo Ortiz	230	1	0.4	44652	44652	Norte
	Vicente Guerrero II - Vicente Guerrero	115	1	14	44652	44652	Norte
P17-PE2	Ticul Potencia - Mérida Potencia ^{1/}	400	2	70	45748	45748	Peninsular
P17-MU1	Benito Juárez entronque Vizcaíno - Guerrero Negro I	34.5	2	6	44713	44713	Mulegé
	Vizcaíno - Benito Juárez ^{1/}	115	2	60	44713	44713	Mulegé
P17-MR2D	Jerónimo Ortiz - Mazatlán II ^{1/}	400	2	220	46478	46478	Norte
P17-MR3D	Tlaltizapán Potencia - Volcán Gordo ^{2/}	400	2	100	45383	45383	Oriental
	Pachuca Potencia - San Martín Potencia ^{1/}	400	2	92	46113	46113	Central
	San Martín Potencia - Tepetlixpa	400	2	166	46844	46844	Oriental
	Tepetlixpa entronque Yauteppec Potencia - Topilejo	400	2	2	46844	46844	Central
	Tepetlixpa entronque Yauteppec Potencia - Tecali	400	2	2	46844	46844	Central
	Tepetlixpa - Chalco ^{1/}	230	2	26	46844	46844	Central
	Pachuca Potencia - San Martín Potencia ^{2/}	400	2	92	46844	46844	Central
	Tula - Pachuca Potencia ^{1/}	400	2	61	47209	47209	Central

Clave o Nombre del Proyecto	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PROYECTOS DE LA SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN-CFE							
D15-NO2	Hermosillo V - Dynatech	115	1	1.0	abr-16	abr-21	Noroeste
D15-NT1	La Palma entronque Moctezuma - Valle Esperanza	115	2	0.2	dic-18	dic-18	Norte
D15-NT2	Felipe Pescador entronque Durango I - Jerónimo Ortiz	115	2	1.0	abr-23	abr-23	Norte
D16-CE1	Ferrocarril entronque Diana - Condesa	230	2	3.6	dic-21	dic-21	Central
D16-CE2	Santa Fe entronque Las Águilas - Contadero	230	2	5.6	nov-18	jul-19	Central
D16-OR1	Cholula II entronque Poniente - San Rafael	115	2	0.2	abr-19	abr-19	Oriental
D16-OR7	Ocuituco- Cuautla Dos	115	1	15.5	abr-21	abr-21	Oriental
D16-OR9	Berriozabal entronque Manuel Moreno Torres - Ocozocuaula	115	2	0.6	sep-19	ene-20	Oriental
D16-OR10	Cales - Pijijiapan	115	1	26.5	dic-20	dic-20	Oriental
D16-OR11	Huautla - San Miguel Santa Flor	115	1	30.9	dic-18	abr-20	Oriental
D16-OR24	Tilapa - Zinacatepec	115	1	30.0	oct-19	ago-20	Oriental
D16-OC1	Nueva Jauja - Tepic Industrial	115	1	10.4	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC3	Tapalpa - Sayula ^{1/}	115	2	16.0	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC5	Campos entronque Colomo Distribución - Terminal de gas Manzanillo	115	2	0.2	abr-18	abr-19	Occidental
D16-OC12	Querétaro Industrial entronque Querétaro Maniobras - Querétaro I	115	2	0.4	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC13	Nueva Pedregal entronque Antea - Jurica	115	2	6.3	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC17	Unión de San Antonio - San Francisco del Rincón	115	1	27.9	abr-20	abr-20	Occidental
D16-NO6	Flores Magón entronque Louisiana - Mochis Centro	115	2	2.0	abr-25	abr-25	Noroeste
D16-NO7	Compuertas entronque Centenario - Los Mochis III	115	2	1.0	abr-20	abr-20	Noroeste
D16-NT2	Mitla entronque Terranova - Patria	115	2	1.0	abr-21	abr-21	Norte
D16-NT3	Colina entronque Boquilla - Abraham González	115	2	0.4	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT4	Colonia Juárez - Nuevo Casas Grandes	115	1	35.0	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT6	Cuatro Siglos entronque Fuentes - Tecnológico	115	2	2.0	jun-18	jun-18	Norte
D16-BC4	La Encantada entronque Metrópoli - Tijuana I ^{9/}	115	2	0.3	abr-21	abr-21	Baja California

^{1/} Tendido del primer circuito. ^{2/} Tendido del segundo circuito. ^{3/} Recalibración. ^{4/} Corriente Directa. ^{5/} Operación Inicial en 230 kV. ^{6/} Obra instruida a la CFE para su construcción. ^{7/} Cable Submarino. ^{8/} Circuito o tramo con cable subterráneo. ^{9/} Operación inicial en 69 kV. ^{10/} Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada. ^{11/} Tendido del cuarto circuito (3.7 km). ^{12/} Proyecto de interconexión BC-IID. ^{13/} Sustitución de equipamiento serie para incremento de capacidad de transmisión a 386 MVA. ^{14/} Reconstrucción de tramos aéreos y sobre ducto con ampacidad equivalente a conductor con calibre 1113 ACSR. ^{15/} Dos conductores Por fase. Fuente: Elaborado por la SENER del CENACE.

TABLA 5.2.2. PROYECTOS DE TRANSFORMACIÓN QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

(Megavoltampere)

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PROYECTOS POR INSTRUIR								
Querétaro Banco 1 (sustitución)	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	3	AT	225.0	230/115	abr-18	abr-19	Occidental
Chihuahua Norte Banco 5	Chihuahua Norte Banco 5	4	AT	400.0	230/115	abr-19	abr-20	Norte
	Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	oct-19	oct-20	Norte
Irapuato II Banco 3 (traslado)	Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	133.0	230/115	abr-19	abr-20	Occidental
El Habal banco 2 (traslado)	El Habal Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	oct-19	abr-19	Noroeste
Interconexión SIN-BCS	Coromuel Banco 1	4	AT	133.0	230/115	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Villa Constitución Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Villa Constitución Estación Convertidora VSC	1	EC	840.0	±400/230	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Mezquital Estación Convertidora VSC	1	EC	180.0	±400/115	abr-22	abr-22	Mulegé
	Esperanza Estación Convertidora VSC	1	EC	1,020.0	±400/400	abr-22	abr-22	Noroeste
Tlaltizapán Potencia Banco 1	Tlaltizapán Potencia Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-21	Oriental
Transformación Guadalajara Oriente y Zapotlanejo	Guadalajara Oriente Banco 3	4	T	300.0	230/69	abr-20	abr-20	Occidental
	Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-20	abr-20	Occidental
Valle del Mezquital Banco 1	Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)	4	AT	133.0	230/115	abr-20	abr-20	Occidental
Ascensión II Banco 2	Ascensión II Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	abr-18	Norte
Nuevo Casas Grandes Banco 3	Nuevo Casas Grandes Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-21	abr-21	Norte
Francisco Villa Banco 3	Francisco Villa Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-20	abr-20	Norte
Nueva Rosita Banco 2	Nueva Rosita Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-20	abr-20	Noreste
Las Mesas Banco 1	Las Mesas Banco 1 (traslado)	4	T	133.0	400/115	abr-21	abr-21	Noreste
El Arrajal Banco 1	El Arrajal Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	abr-22	Baja California

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Real Bancos 1 y 2	Puerto Real Bancos 1 y 2	7	AT	525.0	230/115	abr-21	abr-21	Peninsular
	Puerto Real Banco 3 (Traslado)	1	T	6.3	115/34.5	abr-21	abr-21	Peninsular
Interconexión Sureste-Peninsular	Olmecca Banco 1 ^{1/}	4	T	500.0	400/115	may-18	abr-22	Oriental
	Copainalá Estación Convertidora VSC	1	EC	1,800.0	±500/400	abr-22	abr-22	Oriental
	Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-22	Peninsular
	Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-22	Peninsular
	Kantenáh Estación Convertidora VSC	1	EC	1,800.0	±500/400	abr-22	abr-22	Peninsular
PROYECTOS LEGADOS POISE SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN CFE								
706C	El Encinal I Banco 1	1	T	30.0	115/69/34.5	may-16	ene-17	Baja California
	Tecate I SF6 Banco 1	1	T	30.0	115/69/13.8	may-16	mar-17	Baja California
	Regiomontano Banco 1	4	T	500.0	400/115	may-16	may-17	Noreste
	Derramadero Banco 1	4	T	500.0	400/115	jul-17	jul-17	Noreste
	Central Diésel Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	34.5/13.8	oct-11	jun-18	Mulegé
	Lago Bancos 1 y 2 ^{2/}	2	AT	660.0	400/230	nov-15	nov-18	Central
	Monte Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-13	dic-17	Baja California Sur
	Chimalpa II Banco 1	4	AT	500.0	400/230	oct-16	feb-17	Central
	Cahuisori Potencia Banco 1	4	AT	133.0	230/115	mar-17	mar-17	Norte
	Canatlán II Potencia Banco 1	4	AT	133.0	230/115	feb-17	feb-17	Norte
	Puebla II Banco 4	4	AT	300.0	400/230	oct-14	ene-17	Oriental
1116D	Tecali Banco 3	3	AT	225.0	400/230	oct-14	ene-17	Oriental
	Santa Isabel Banco 4	4	AT	225.0	230/161	abr-16	ago-17	Baja California
	Camino Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-16	feb-17	Baja California Sur
	Culiacán Poniente Banco 1	4	AT	500.0	400/115	mar-17	jun-17	Noroeste

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Tlajomulco Banco 1	4	AT	500.0	400/230	feb-17	may-17	Occidental
	Bácum Bancos 3 y 4	7	AT	875.0	400/230	nov-16	oct-17	Noroeste
	Seri Bancos 1 y 2	7	AT	875.0	400/230	nov-16	oct-17	Noroeste
	Esperanza Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-18	may-18	Noroeste
	Guaymas Cereso Banco 2 (ampliación)	4	AT	300.0	230/115	abr-18	may-18	Noroeste
	Bácum Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-17	may-18	Noroeste
	Nogales Aeropuerto Banco 2	3	AT	125.0	230/115	abr-17	may-18	Noroeste
	Pozo de Cota Banco 1	2	AT	300.0	230/115	abr-18	ene-19	Baja California Sur
	Silao Potencia Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18	jul-18	Occidental
	Moctezuma Bancos 5 y 6	7	AT	875.0	400/230	sep-18	sep-18	Norte
	Quevedo Banco 2	3	AT	100.0	230/115	feb-19	feb-19	Norte
1302	Cuauhtémoc II Banco 3	3	AT	100.0	230/115	feb-19	feb-19	Norte
PROYECTOS LEGADOS POISE SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN CFE								
756	Atotonilquillo Banco 1	1	T	9.4	115/23	jul-17	jul-18	Occidental
	Huixtla Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	sep-09	nov-18	Oriental
	Laguna de Coyuca Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental
	Monteverde Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-17	jul-17	Norte
	Rayón Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-19	jun-19	Norte
914B	Oblatos Banco 1	1	T	40.0	69/23	dic-14	ene-18	Occidental
	Cuquio Banco 1	1	T	20.0	115/23	may-16	dic-17	Occidental
	Comalcalco Sur Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-09	feb-18	Oriental
	Ocotlán Oaxaca Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-09	ago-20	Oriental
	Xoxtla (Coronango) Banco 1 SF6	1	T	30.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
1128C	Xalostoc Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
	Cuetzalan Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-17	may-17	Oriental
	Bamoa Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-11	ago-17	Noroeste
	Progreso Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-10	ago-17	Noroeste
	Kohunlich (Parque Industrial) Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-12	feb-18	Peninsular
	Ucú Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-12	ene-18	Peninsular
	Estrella Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	dic-17	Noreste
	Rangel Frías Banco 1	2	T	40.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Noreste
	Rangel Frías Banco 2	2	T	40.0	115/13.8	dic-23	dic-23	Noreste
	Ruiz Cortinez Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	sep-13	feb-18	Noroeste
1210I	Industrial San Carlos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-12	ago-20	Noroeste
	Navojoa Oriente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-13	jun-17	Noroeste
	Nainari Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-13	ago-17	Noroeste
	Yal-Kú Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	dic-13	jul-20	Peninsular
	Mandinga Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	dic-13	jun-17	Oriental
	Aeropuerto Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	mar-17	nov-17	Oriental
1211D	Los Reyes Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	120.0	230/23	ago-13	abr-17	Central
	Culhuacán Bancos 1 y 2 SF6	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-17	Central
	Aragón Bancos 1 y 2 SF6 (sustitución)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ene-18	Central
	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 SF6 (sustitución)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ene-18	Central
	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 SF6 (sustitución)	4	T	120.0	85/23	ago-13	ene-18	Central
	Pachuca Bancos 1 y 2 SF6 (sustitución)	2	T	120.0	85/23	ago-13	ene-18	Central
	San Cristóbal Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	jun-12	dic-18	Noreste

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
1212F	Conalep Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-13	jul-18	Oriental
	Naolinco Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-12	may-19	Oriental
	Tecnológico Hillo Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-14	jul-17	Noroeste
	Quiroga Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-13	may-18	Noroeste
	Caracol Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	nov-17	Central
	Chicoloapan Banco 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	ago-19	Central
1212H	Santander Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	jun-19	dic-18	Noreste
	Cumbres Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-19	dic-18	Noreste
	Mirador Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-15	dic-18	Noreste
	Namiquipa Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	ene-18	oct-18	Norte
	Villas del Cedro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-14	ene-20	Noroeste
	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jul-15	ene-20	Noroeste
1212I	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-14	ene-20	Noroeste
	Ocuca Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-14	feb-20	Noroeste
	Kekén Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-17	dic-18	Peninsular
	Cosoleacaque Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-17	jul-18	Oriental
	Xochitla Banco 1	1	T	60.0	230/23	dic-14	abr-18	Central
1320E	Lago de Guadalupe Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	mar-17	abr-18	Central
	Condesa Banco 1 SF6 (sustitución)	1	T	60.0	230/23	mar-17	abr-18	Central
	Aeropuerto Banco 1	1	T	60.0	230/23	dic-22	dic-22	Central
	Toluca Bancos 1 y 2 modernización	2	T	120.0	230/23	dic-14	abr-18	Central
	Sendero Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	may-15	may-18	Occidental
	Laguna del Conejo Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-14	dic-17	Noreste

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Mirador Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	jun-16	dic-20	Noreste
	Río Verde Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	may-14	dic-17	Noreste
1323B	Acuitlapilco Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental
	Obispado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-16	dic-18	Noreste
	Revolución Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	oct-17	oct-17	Norte
	Haciendas Banco 2	1	T	30.0	115/23	oct-17	oct-17	Norte
	Rosario Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	jun-14	jun-17	Noroeste
	Cajeme Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	may-16	jun-17	Noroeste
1420C	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-15	feb-20	Noroeste
	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-16	feb-20	Noroeste
	Cumbres Poniente Banco 3	1	T	30.0	115/13.8	jun-23	jun-23	Noreste
	La Reina Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	mar-18	Oriental
	Laguna de Términos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	mar-20	Peninsular
1420F	Lucero Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-18	oct-18	Norte
	El Trébol Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	feb-18	oct-18	Norte
	Elena Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	dic-17	Noreste
	Parque Industrial Linares Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	dic-18	Noreste
	Papantla Distribución Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ago-18	ago-18	Oriental
	La Manga Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	mar-20	Noroeste
1420G	Domingo Viejo Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	dic-16	dic-18	Noreste
	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	mar-20	Noroeste
	El Fuerte Penal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	abr-20	Noroeste
	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	abr-20	Peninsular

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Mayakobá Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	abr-20	Peninsular
1520A	Zacatlán Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	dic-20	Oriental
	Aluminio Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	mar-19	mar-19	Oriental
	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	oct-20	oct-20	Oriental
	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ene-19	ene-19	Oriental
	Matehuala Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/34.5	dic-17	may-17	Occidental
	San Vicente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	dic-18	Occidental
1520C	Juan José Arreola Banco 1	1	T	30.0	115/23	dic-17	dic-18	Occidental
	Conversión aéreo-subterráneo Chapa de Mota Centro (MVA)	1	T	0.5	23/0.24	dic-17	sep-20	Central
	Conversión aéreo-subterráneo Temoaya Centro (MVA)	1	T	1.4	23/0.24	dic-17	oct-20	Central
	Conversión aérea Subterráneo Tejupilco (MVA)	1	T	2.0	13.8/0.24	dic-17	oct-20	Central
	Conversión aéreo-subterráneo Ciudad Altamirano Centro (MVA)	1	T	5.6	13.8/0	dic-17	oct-20	Central
1520D	Reducción de pérdidas Área Chalco (MVA)	1	T	28.4	23/0.12	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Ayotla (MVA)	1	T	28.4	23/0.12	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Ixtapaluca (MVA)	1	T	27.6	23/0.12	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Chalco Rural (MVA)	1	T	26.1	23/0.12	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Área Amecameca (MVA)	1	T	24.9	23/0.12	may-17	jun-18	Central
	Reducción de pérdidas Zona Villahermosa (MVA)	1	T	62.1	13.8/0.12	may-17	sep-17	Oriental
1521D	Reducción de pérdidas Zona Atizapán (MVA)	1	T	44.2	23/0.22	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas Zona Naucalpan (MVA)	1	T	36.4	23/0.12	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas Zona Cuautitlán (MVA)	1	T	60.2	23/0.12	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas Zona Ecatepec (MVA)	1	T	59.0	23/0.12	jun-17	jul-17	Central

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Reducción de pérdidas Zona Tlalnepantla (MVA)	1	T	16.7	23/0.12	jun-17	jul-17	Central
1521E	Reducción de pérdidas Cuautitlán, Atizapán, Ecatepec (MVA)	1	T	63.4	23/0.12	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas Zona Basílica (MVA)	1	T	29.7	23/0.12	jun-17	jul-17	Central
	Reducción de pérdidas Zona Nezahualcóyotl (MVA)	1	T	46.5	23/0.22	jun-17	sep-17	Central
	Portales Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-18	feb-18	Noroeste
	Évora Banco 1	9	T	30.0	115/13.8	abr-18	jun-20	Noroeste
	Mochis Centro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	feb-18	Noroeste
1521F	Ah-Kim-Pech Banco 2	2	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-23	Peninsular
	Boca del Monte Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	jun-20	jun-20	Oriental
	Fisica Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-19	Central
	Morales Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-13	sep-19	Central
PROYECTOS ENUNCIATIVOS								
P16-NO3	Caimanero Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-23	Noroeste
P16-NO4	Mar de Cortés Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-22	abr-22	Noroeste
P17-OC10	Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	225.0	230/115	abr-23	abr-23	Occidental
P17-NO2	Mazatlán Oriente Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noroeste
P17-NO3	Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	jun-21	jun-21	Noroeste
P17-NO4	Tecnológico Hillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noroeste
P17-NO6	Hermosillo Aeropuerto Banco 1	4	AT	300.0	230/115	jun-24	jun-24	Noroeste
P17-NT3	Mesteñas Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-22	abr-22	Norte
P17-NT4	Vicente Guerrero II Banco 1	4	AT	133.0	230/115	abr-22	abr-22	Norte
P17-PE2	Mérida Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-25	abr-25	Peninsular
P17-MU1	Benito Juárez Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-22	jun-22	Mulegé
P17-MR3D	Tepetlixpa Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-28	abr-28	Central

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PROYECTOS SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN								
D15-OR1	El Porvenir Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	dic-19	Oriental
D15-NT1	La Palma Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	dic-18	dic-18	Norte
D15-NT2	Felipe Pescador Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	abr-23	Norte
D15-NT3	Conejos Medanos Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	jun-20	jun-20	Norte
D15-NT4	Arenales Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	jun-17	jun-17	Norte
D16-CE1	Ferrocarril Banco 1 (SF6)	1	T	60.0	230/23	dic-21	dic-21	Central
D16-CE2	Santa Fe Bancos 1, 2 y 3 (SF6)	3	T	180.0	230/23	nov-18	jul-19	Central
D16-OR1	Cholula II Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Oriental
D16-OR6	Lomas Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Oriental
D16-OR7	Ocuituco Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	abr-21	abr-21	Oriental
D16-OR8	Ocosingo Banco 3 (sustitución)	1	T	12.5	115/34.5	dic-16	dic-18	Oriental
D16-OR9	Berriozabal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	sep-19	ene-20	Oriental
D16-OR10	Cales Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
D16-OR11	Huautla Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-18	abr-20	Oriental
D16-OR13	Mapastepec Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	oct-17	dic-18	Oriental
D16-OR14	Mazatán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Oriental
D16-OR17	Salina Cruz Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	sep-17	ene-19	Oriental
D16-OR19	Sarabia Banco 1 (sustitución)	1	T	9.4	115/13.8	jul-17	dic-18	Oriental
D16-OR20	Tapachula Aeropuerto Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	oct-17	dic-18	Oriental
D16-OR21	Tapachula Oriente Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	oct-17	jul-18	Oriental
D16-OR22	Tehuantepec Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	feb-18	dic-18	Oriental
D16-OR23	Tenosique Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	ene-17	may-18	Oriental

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
D16-OR24	Tilapa Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	oct-19	ago-20	Oriental
D16-OC1	Nueva Jauja Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC2	Tlajomulco Banco 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC3	Tapalpa Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC5	Campos Banco 1 (SF6)	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
D16-OC8	Santa Cruz Banco 2	1	T	12.5	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC10	Cimatario Banco 2 ^{3/}	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC11	Estadio Corregidora Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC12	Querétaro Industrial Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC13	Nueva Pedregal Banco 1 ^{3/}	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC14	Satélite Banco 2 ^{3/}	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-20	Occidental
D16-OC16	Jesús del Monte Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC17	Unión de San Antonio Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
D16-NO3	Río Sonora Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noroeste
D16-NO6	Flores Magón Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noroeste
D16-NO7	Compuertas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Noroeste
D16-NT1	Saucito Banco 2	1	T	30.0	115/23	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT2	Mitla Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Norte
D16-NT3	Colina Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT4	Colonia Juárez Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT5	Monteverde Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-23	abr-23	Norte
D16-NT6	Cuatro Siglos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-18	jun-18	Norte
D16-NE5	Las Torres Banco 2	1	T	30.0	138/13.8	jun-17	jun-18	Noreste

Clave o Nombre del Proyecto	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
D16-NE8	La Silla Apodaca Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-21	jun-21	Noreste
D16-BC1	Carranza Banco 2	1	T	40.0	161/13.8	abr-20	abr-20	Baja California
D16-BC3	Pacífico Banco 2	1	T	30.0	115/69	abr-21	abr-21	Baja California
D16-PE1	Bonfil Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	oct-18	oct-18	Peninsular
D16-BC4	La Encantada Banco 1 ^{3/}	1	T	30	115/69/13.8	abr-21	abr-21	Baja California

^{1/} Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada. ^{2/} Obra instruida a la CFE para su construcción. ^{3/} Obra con recursos por aportaciones. Fuente: Elaborado por la SENER del CENACE.

TABLA 5.2.3. PROYECTOS DE COMPENSACIÓN QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PROYECTOS POR INSTRUIR							
Donato Guerra MVar (traslado)	Donato Guerra MVar (traslado) ^{1/}	Reactor	400	63.5	dic-15	dic-19	Central
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	Esperanza MVar	Reactor	13.8	21.0	oct-18	abr-19	Noroeste
Izúcar de Matamoros MVar	Izúcar de Matamoros MVar	Capacitor	115	12.5	abr-16	abr-19	Oriental
Alvarado II y San Andrés II MVar	Alvarado II MVar	Capacitor	115	7.5	abr-16	abr-19	Oriental
	San Andrés II MVar	Capacitor	115	7.5	abr-16	abr-19	Oriental
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	Puebla II C.S. Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) ^{2/}	Capacitor	400	532.2	abr-19	abr-20	Oriental
	Temascal II C.S. Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) ^{2/}	Capacitor	400	885.6	abr-19	abr-20	Oriental
	Juile C.S. Bancos 1, 2 y 3 (A3T90, A3040 y A3140) ^{2/}	Capacitor	400	754.1	abr-19	abr-20	Oriental
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	Seri MVar	Reactor	400	100.0	oct-18	abr-19	Noroeste
El Carrizo MVar (traslado)	El Carrizo MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-19	Noroeste
Camino Real MVar	Camino Real MVar	Capacitor	115	7.5	abr-20	abr-20	Baja California Sur
Interconexión SIN-BCS	Olas Altas MVar	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Villa Constitución MVar	Capacitor	115	12.5	abr-22	abr-22	Baja California Sur

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Central Diesel Los Cabos Condensador Síncrono	Condensador	115	40 Ind./75 Cap.	abr-22	abr-22	Baja California Sur
	Punta Prieta II Condensador Síncrono	Condensador	115	40 Ind./75 Cap.	abr-22	abr-22	Baja California Sur
Tabasco Potencia MVar (traslado)	Tabasco Potencia MVar (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-17	dic-19	Oriental
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco	Ciénega MVar (reactor de línea 93740)	Reactor	400	28.0	abr-21	abr-21	Oriental
Amozoc y Acatzingo MVar	Amozoc MVar	Capacitor	115	15.0	abr-19	abr-19	Oriental
	Acatzingo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-19	abr-19	Oriental
Esfuerzo MVar	Esfuerzo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-19	abr-19	Oriental
Frontera Comalapa MVar	Frontera Comalapa MVar	Capacitor	115	7.5	abr-17	abr-20	Oriental
Valle de Guadalupe MVar	Valle de Guadalupe MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-20	Occidental
Valle del Mezquital Banco 1	Humedades MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-20	Occidental
	Huichapan MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-20	Occidental
Loreto y Villa Hidalgo MVar	Loreto MVar (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	abr-20	Occidental
	Villa Hidalgo MVar	Capacitor	115	22.5	abr-20	abr-20	Occidental
Ascensión II Banco 2	La Salada MVar	Capacitor	115	7.5	abr-18	abr-18	Norte
Nuevo Casas Grandes Banco 3	Nuevo Casas Grandes MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	abr-21	Norte
Loreto MVar	Loreto MVar	Capacitor	115	7.5	abr-20	abr-20	Baja California Sur
Interconexión Sureste-Peninsular	Kantenáh MVar (reactor de línea 1) (traslado)	Reactor	400	66.7	abr-22	abr-22	Peninsular
	Kantenáh MVar (reactor de línea 2) (traslado)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-22	Peninsular
	Ojo de Agua Potencia STATCOM	STATCOM	400	300 Ind./300 Cap.	abr-23	abr-23	Oriental
SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN CFE							
1302	Derramadero MVar (traslado)	Reactor	400	75.0	jul-17	jul-17	Noreste
	Monte Real MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-13	dic-17	Baja California Sur
	Güémez MVar	Reactor	400	100.0	abr-16	may-17	Noreste
	Champayán MVar	Reactor	400	62.0	abr-16	may-17	Noreste
	Bácum MVar	Reactor	400	75.0	jul-19	jul-19	Noroeste

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Camino Real MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-16	feb-17	Baja California Sur
	Escárcega Potencia MVar	Reactor	230	24.0	mar-17	abr-17	Peninsular
	Xul-Ha MVar	Reactor	230	24.0	mar-17	abr-17	Peninsular
	Bácum MVar	Reactor	400	100.0	nov-16	oct-17	Noroeste
	Moctezuma MVar	Reactor	400	100.0	sep-18	sep-18	Norte
	Quevedo MVar	Reactor	13.8	18.0	feb-19	feb-19	Norte
	León III MVar	Capacitor	115	45.0	abr-18	abr-19	Occidental
	León IV MVar	Capacitor	115	45.0	abr-18	abr-19	Occidental
	Cachanilla MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-19	Baja California
	Centro MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-19	Baja California
	Mexicali II MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-19	Baja California
	González Ortega MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-19	Baja California
SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN CFE							
914B	Huixtla MVar	Capacitor	13.8	1.2	sep-09	nov-18	Oriental
	Laguna de Coyuca MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-18	dic-18	Oriental
	Monteverde MVar	Capacitor	34.5	1.8	jun-17	jul-17	Norte
	Rayón MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	jun-19	Norte
	Oblatos MVar	Capacitor	23	2.4	dic-14	ene-18	Occidental
1128C	Cuquio MVar	Capacitor	23	1.2	may-16	dic-17	Occidental
	Comalcalco Sur MVar	Capacitor	13.8	1.2	nov-09	feb-18	Oriental
	Ocotlán Oaxaca MVar	Capacitor	13.8	1.2	nov-09	ago-20	Oriental
	Xoxtla (Coronango) MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-18	dic-18	Oriental
	Xalostoc MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-20	Oriental
	Cuetzalan MVar	Capacitor	13.8	1.2	feb-17	may-17	Oriental
	Bamoa MVar	Capacitor	34.5	1.2	dic-11	ago-17	Noroeste

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Kohunlich (Parque Industrial) MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-12	feb-18	Peninsular
	Ucú MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-12	ene-18	Peninsular
	Estrella MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	dic-17	Noreste
1210I	Rangel Frías MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-21	dic-21	Noreste
	Rangel Frías MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-23	dic-23	Noreste
	Ruiz Cortines MVar	Capacitor	34.5	1.2	sep-13	feb-18	Noroeste
	Industrial San Carlos MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-12	ago-20	Noroeste
	Navjoa Oriente MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-13	jun-17	Noroeste
	Nainari MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-13	ago-17	Noroeste
1211D	Ya-Kú MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-13	jul-20	Peninsular
	Mandinga MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-13	jun-17	Oriental
	Aeropuerto MVar	Capacitor	13.8	1.8	mar-17	nov-17	Oriental
	Los Reyes MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	abr-17	Central
	Culhuacán MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-17	Central
	Aragón MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	ene-18	Central
	Pensador Mexicano MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	ene-18	Central
1212F	Moctezuma MVar	Capacitor	23	25.2	ago-13	ene-18	Central
	Pachuca MVar	Capacitor	23	12.6	ago-13	ene-18	Central
	San Cristóbal MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-12	dic-18	Noreste
	Conalep MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-13	jul-18	Oriental
	Naolinco MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-12	may-19	Oriental
	Tecnológico Hillo MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-14	jul-17	Noroeste
1212H	Quiroga MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-13	may-18	Noroeste
	Caracol MVar	Capacitor	23	9.0	dic-14	nov-17	Central
	Chicoloapan MVar	Capacitor	23	18.0	dic-14	ago-19	Central

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Santander MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	dic-18	Noreste
	Cumbres Poniente MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	dic-18	Noreste
	Mirador MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-15	dic-18	Noreste
1212I	Namiquipa MVar	Capacitor	34.5	1.8	ene-18	oct-18	Norte
	Villas del Cedro MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-14	ene-20	Noroeste
	Angostura MVar	Capacitor	34.5	1.2	jul-15	ene-20	Noroeste
	Algodones MVar	Capacitor	13.8	1.2	jul-15	ene-20	Noroeste
	Ocuca MVar	Capacitor	13.8	0.7	dic-14	feb-20	Noroeste
1320E	Kekén MVar	Capacitor	13.8	2.4	mar-17	dic-18	Peninsular
	Cosoleacaque MVar	Capacitor	13.8	2.4	mar-17	jul-18	Oriental
	Xochitla MVar	Capacitor	23	9.0	dic-14	abr-18	Central
	Lago de Guadalupe MVar	Capacitor	23	18.0	mar-17	abr-18	Central
	Condesa MVar	Capacitor	23	9.0	mar-17	abr-18	Central
	Aeropuerto MVar	Capacitor	23	9.0	dic-22	dic-22	Central
	Toluca MVar	Capacitor	23	18.0	dic-14	abr-18	Central
	Sendero MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-15	may-18	Occidental
1323B	Laguna del Conejo MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-14	dic-17	Noreste
	Mirador MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-16	dic-20	Noreste
	Río Verde MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-14	dic-17	Noreste
	Acuitlapilco MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-18	dic-18	Oriental
	Obispado MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-16	dic-18	Noreste
	Revolución MVar	Capacitor	13.8	1.8	oct-17	oct-17	Norte
1420C	Haciendas MVar	Capacitor	23	1.8	oct-17	oct-17	Norte
	Rosario MVar	Capacitor	34.5	1.2	jun-14	jun-17	Noroeste
	Cajeme MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-16	jun-17	Noroeste

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Santa María MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-15	feb-20	Noroeste
	Lomas de Anza MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-16	feb-20	Noroeste
1420F	Cumbres Poniente MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-23	jun-23	Noreste
	La Reina MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-16	mar-18	Oriental
	Laguna de Términos MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	mar-20	Peninsular
	Lucero MVar	Capacitor	13.8	1.2	feb-18	oct-18	Norte
	El Trébol MVar	Capacitor	34.5	1.8	feb-18	oct-18	Norte
	Elena MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	dic-17	Noreste
1420G	Parque Industrial Linares MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	dic-18	Noreste
	Papantla Distribución MVar	Capacitor	13.8	1.2	ago-18	ago-18	Oriental
	La Manga MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	mar-20	Noroeste
	Domingo Viejo MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-16	dic-18	Noreste
	Matehuala MVar	Capacitor	34.5	1.8	dic-17	may-17	Occidental
1520A	San Vicente MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	dic-18	Occidental
	Juan José Arreola MVar	Capacitor	23	1.8	dic-17	dic-18	Occidental
	Chinitos MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	mar-20	Noroeste
	El Fuerte Penal MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	abr-20	Noroeste
	Isla de Tris MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	abr-20	Peninsular
	Mayakobá MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	abr-20	Peninsular
1520C	Zacatlán MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	dic-20	Oriental
	Aluminio MVar	Capacitor	13.8	1.8	mar-19	mar-19	Oriental
	Gaviotas MVar	Capacitor	13.8	1.8	oct-20	oct-20	Oriental
	Pakal-Na MVar	Capacitor	13.8	1.2	ene-19	ene-19	Oriental
	San Quintín MVar	Capacitor	115	7.5	jun-19	abr-25	Baja California
1520D	Portales MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-18	feb-18	Noroeste

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
	Évora MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	jun-20	Noroeste
	Mochis Centro MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	feb-18	Noroeste
	Ah-Kim-Pech MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-23	Peninsular
	Boca del Monte MVar	Capacitor	13.8	1.2	jun-20	jun-20	Oriental
	Fisisa MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-19	Central
1521D	Morales MVar	Capacitor	23	18.0	dic-13	sep-19	Central
PROYECTOS ENUNCIATIVOS							
P16-NO4	Mar de Cortés MVar	Reactor	13.8	21.0	abr-22	abr-22	Noroeste
P17-NO1	Navjoa Centenario MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Noroeste
P17-NO2	Mazatlán Oriente MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Noroeste
P17-NO3	Villa Mercedes MVar	Capacitor	13.8	1.2	jun-21	jun-21	Noroeste
P17-NO4	Tecnológico Hillo MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Noroeste
P17-NT3	Mesteñas MVar	Capacitor	115	30.0	abr-22	abr-22	Norte
	Tres Hermanos MVar	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-22	Norte
P17-BC3	Cañón Compensador Estático de VAr	CEV	115	65.0	abr-20	abr-20	Baja California
P17-PE3	Leona Vicario MVar	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25	Peninsular
	Yaxché MVar	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25	Peninsular
P17-MR2D	Mazatlán II MVar (reactor de línea 1)	Reactor	400	75.0	abr-27	abr-27	Noroeste
P17-MR3D	Volcán Gordo MVar (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-24	abr-24	Central
	San Martín Potencia MVar (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.7	abr-26	abr-26	Oriental
	Tepetlixpa MVar (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.7	abr-28	abr-28	Central
	Tepetlixpa MVar (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-28	abr-28	Central
	San Martín Potencia MVar (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-28	abr-28	Oriental

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PROYECTOS SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN							
D15-NT1	La Palma MVar	Capacitor	34.5	1.8	dic-18	dic-18	Norte
D15-NT2	Felipe Pescador MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	abr-23	Norte
D16-CE1	Ferrocarril MVar	Capacitor	23	9.0	dic-21	dic-21	Central
D16-CE2	Santa Fe MVar	Capacitor	23	27.0	nov-18	jul-19	Central
D16-OR1	Cholula II MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Oriental
D16-OR6	Lomas MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	dic-21	Oriental
D16-OR7	Ocuituco MVar	Capacitor	13.8	0.9	abr-21	abr-21	Oriental
D16-OR9	Berriozabal MVar	Capacitor	13.8	1.2	sep-19	ene-20	Oriental
D16-OR10	Cales MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-20	Oriental
D16-OR13	Mapastepec MVar	Capacitor	13.8	1.2	oct-17	dic-18	Oriental
D16-OR14	Mazatán MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Oriental
D16-OR20	Tapachula Aeropuerto MVar	Capacitor	13.8	1.2	oct-17	dic-18	Oriental
D16-OR21	Tapachula Oriente MVar	Capacitor	13.8	1.2	oct-17	jul-18	Oriental
D16-OR22	Tehuantepec MVar	Capacitor	13.8	1.2	feb-18	dic-18	Oriental
D16-OC1	Nueva Jauja MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC2	Tlajomulco MVar	Capacitor	23	3.6	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC3	Tapalpa MVar	Capacitor	23	1.2	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC8	Santa Cruz MVar ^{8/}	Capacitor	13.8	0.9	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC10	Cimatario MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC11	Estadio Corregidora MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC12	Querétaro Industrial MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
D16-OC13	Nueva Pedregal MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Occidental
D16-OC14	Satélite MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-20	Occidental
D16-OC17	Unión de San Antonio MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Occidental

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Clave o Nombre del Proyecto	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
D16-NO3	Río Sonora MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Noroeste
D16-NO6	Flores Magón MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Noroeste
D16-NO7	Compuertas MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noroeste
D16-NT1	Saucito MVar	Capacitor	23	1.8	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT2	Mitla MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Norte
D16-NT3	Colina MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT4	Colonia Juárez MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Norte
D16-NT5	Monteverde MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-23	abr-23	Norte
D16-NT6	Cuatro Siglos MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-18	jun-18	Norte
D16-NE5	Las Torres MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-17	jun-18	Noreste
D16-NE8	La Silla Apodaca MVar	Capacitor	13.8	2.4	jun-21	jun-21	Noreste
D16-BC1	Carranza MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-20	abr-20	Baja California
D16-BC3	Pacífico MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Baja California
D16-PE1	Bonfil MVar	Capacitor	13.8	1.8	oct-18	oct-18	Peninsular

^{1/}Proyecto con cambio de alcance. ^{2/} Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente por equipo con capacidad a 1350 MVA.

TABLA 6.1.2. MONTO DE INVERSIÓN PARA LA ADQUISICIÓN DE MEDIDORES

Unidad de Negocio	2017			2018			2019			2020			2021		
	Acom. ^{1/}	Med. ^{2/}	Inv. ^{3/}	Acom. ^{1/}	Med. ^{2/}	Inv. ^{3/}	Acom. ^{1/}	Med. ^{2/}	Inv. ^{3/}	Acom. ^{1/}	Med. ^{2/}	Inv. ^{3/}	Acom. ^{1/}	Med. ^{2/}	Inv. ^{3/}
	(km)	(Miles)	(mdp)	(km)	(Miles)	(mdp)	(km)	(Miles)	(mdp)	(km)	(Miles)	(mdp)	(km)	(Miles)	(mdp)
Baja California	4,558	167	268	4,695	127	204	4,836	131	210	4,981	135	216	5,130	139	223
Bajío	4,180	229	329	4,306	235	337	4,435	242	348	4,568	249	358	4,705	257	369
Centro Occidente	1,730	41	81	1,782	94	188	1,835	97	193	1,890	100	199	1,947	103	205
Centro Oriente	2,964	104	157	3,052	116	174	3,144	120	179	3,238	123	185	3,335	127	190
Centro Sur	3,067	162	243	3,159	165	247	3,254	170	255	3,351	175	262	3,452	180	270
Golfo Centro	4,724	138	203	4,866	170	251	5,012	175	258	5,163	181	266	5,317	186	274
Golfo Norte	1,482	76	119	1,526	91	143	1,572	94	147	1,619	97	151	1,668	100	156
Jalisco	3,953	145	278	4,072	166	318	4,194	171	327	4,320	176	337	4,450	181	347
Noroeste	2,462	153	239	2,536	154	240	2,612	159	248	2,690	164	255	2,771	168	263
Norte	1,858	104	221	1,914	124	262	1,971	128	270	2,030	132	278	2,091	136	287
Oriente	2,547	99	165	2,623	109	182	2,702	112	187	2,783	116	193	2,867	119	199
Peninsular	3,748	121	211	3,861	142	247	3,976	146	254	4,096	151	262	4,219	155	269
Sureste	1,971	92	180	2,030	115	225	2,091	119	232	2,154	122	239	2,219	126	246
Valle de México Centro	3,044	192	278	3,136	195	283	3,230	201	291	3,327	207	300	3,426	213	309
Valle de México Norte	2,041	65	113	2,103	72	126	2,166	74	130	2,231	76	133	2,298	79	138
Valle de México Sur	3,086	128	207	3,178	186	301	3,274	191	310	3,372	197	319	3,473	203	329
Total^{4/}	47,415	2,016	3,292	48,839	2,261	3,728	50,304	2,330	3,839	51,813	2,401	3,953	53,368	2,472	4,074

^{1/} Acom.: Acometidas. ^{2/} Med.: Medidores. ^{3/} Inv.: Inversión. ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.2.2. OBRAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS 2017

Unidades de Negocio	Inversión (mdp)	Alimentador MT	kVA RMT	kVAr RMT	Construcción LMT (km)	Construcción LBT(km)	Recalibración LMT (km)	Recalibración LBT (km)	Reducción de Pérdidas Técnicas (GWh)
Baja California	6.5			3,600.0	4.5		1.9		1.8
Bajío	217.7	6.0	1,968.0	52,800.0	227.7		4.0	37.0	28.5
Centro Occidente	40.2				10.6	20.0	65.4	89.0	9.1
Centro Oriente	70.4	3.0	42.0	3,900.0	24.9	72.0	108.6		17.0
Centro Sur	114.4	1.0	615.0	3,000.0	60.3		103.9		14.5
Golfo Centro	137.2	1.0		14,700.0	36.9	175.0	93.8	1.0	19.7
Golfo Norte	40.0	1.0	152.5	300.0	27.9	1.0	38.0		25.2
Jalisco	45.0	3.0			25.6	0.0	7.6		7.1
Noroeste	77.4	7.0			46.4		16.6		19.2
Norte	65.1	1.0		9,300.0	25.0				24.6
Oriente	208.1	8.0	8,517.5	5,700.0	116.6	5.0	91.5	2.0	52.0
Peninsular	55.3				30.7		5,036.9		13.9
Sureste	75.6		7,095.0	1,200.0	59.8		8.4		44.6
Valle México Centro	60.3				5.6		0.5	21.0	26.9
Valle México Norte	150.4		784.0		17.5	12.0	2.3		3.7
Valle México Sur	71.7			300.0	28.4	31.0	19.6		42.4
Total ^{1/}	1,435.1	31.0	19,174.0	94,800.0	748.3	316.0	5,598.8	150.0	350.2

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.2.3. METAS DEL PROYECTO REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES 2017-2021

Año	Usuarios a Regularizar	Energía a recuperar (GWh) ^{1/}	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2017	31,887	34	3,986	1,469	19,133	207
2018	59,470	25	7,434	1,421	53,255	387
2019	50,639	32	6,330	1,210	45,347	330
2020	57,851	32	7,231	1,382	51,805	377
2021	58,248	33	7,281	1,391	52,161	380
Total^{2/}	258,095	156	32,262	6,873	221,701	1,681

^{1/} Energía que se estima recuperar con el proyecto. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.1. INDICADORES OPERATIVOS DE LAS RGD

Indicador	Descripción	Límites	Cumplimiento
SAID _b	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
SAIF _b	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
CAID _b	Índice de duración promedio anual de las interrupciones por usuario en distribución.	≤ 53 minutos	Anual

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.2. AVANCE Y METAS DE CONFIABILIDAD

Unidad de Negocio	SAIDI _b			SAIFI _b			CAIDI _b		
	(minutos)			(interrupciones)			(minutos)		
	2015	2016	2017 Meta	2015	2016	2017 Meta	2015	2016	2017 Meta
Baja California	30.4	23.4	22.9	0.7	0.6	0.6	42.1	37.6	37.7
Bajío	24.7	24.6	24.4	0.4	0.4	0.4	59.4	60.4	60.8
Centro Occidente	30.5	21.6	21.5	0.5	0.5	0.5	57.1	46.4	46.7
Centro Oriente	22.0	18.7	18.6	0.3	0.4	0.4	69.9	49.8	50.2
Centro Sur	30.1	27.3	27.0	1.1	1.1	0.9	28.5	25.5	28.8
Golfo Centro	59.1	41.8	38.7	0.7	0.6	0.6	80.4	66.7	62.3
Golfo Norte	35.7	30.9	30.0	0.7	0.6	0.6	53.2	49.5	48.6
Jalisco	39.1	26.8	26.6	0.7	0.5	0.5	54.1	51.4	51.4
Noroeste	52.9	39.4	39.0	1.3	1.1	0.9	40.0	36.2	41.5
Norte	24.9	22.4	22.2	0.8	0.7	0.7	31.1	30.6	30.6
Oriente	28.3	26.6	26.3	0.6	0.5	0.5	45.8	49.0	48.9
Peninsular	34.7	19.1	19.0	0.9	0.6	0.6	37.8	31.9	32.1
Sureste	46.4	51.4	47.8	1.0	1.1	0.9	49.1	47.9	50.9
Valle de México Centro	27.8	30.5	27.7	0.8	0.9	0.9	33.0	36.0	31.1
Valle de México Norte	33.8	28.2	30.4	1.0	0.9	0.8	33.8	31.3	36.7
Valle de México Sur	51.6	45.2	43.8	1.3	1.0	0.9	41.0	45.8	46.5

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.4.1. INVERSIÓN E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO 2017-2020

División	Inversión necesaria (millones de pesos)					Puntos de Medición		
	Puntos de Medición entre Zonas de Carga	Medición para Liquidación (SIMOCE)	Seguridad de la Información	Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía	Total	No. de puntos de Medición requeridos	Que cumplen con el MEM	Que no cumplen con el MEM
Baja California	4.4	85.5	137.4	316.4	543.7	5.0	1.0	4.0
Bajío	23.8	132.1	245.6	360.0	761.4	76.0	18.0	58.0
Golfo Centro	20.9	84.4	81.3	249.6	436.1	66.0	15.0	51.0
Golfo Norte	30.2	67.2	103.9	170.8	371.9	74.0		74.0
Centro Occidente	29.0	18.4	61.6	87.7	196.7	68.0	6.0	62.0
Valle de México Sur	116.0	23.6	15.2	107.8	262.6	191.0		191.0
Valle de México Norte	55.3	11.0	12.3	104.7	183.3	176.0		176.0
Valle de México Centro	76.3	51.8	10.9	385.7	524.6	208.0		208.0
Peninsular	8.7	17.1	81.7	452.5	560.0	19.0	8.0	11.0
Sureste	20.2	84.6	86.6	414.3	605.7	48.0	4.0	44.0
Centro Oriente	57.4	25.9	39.6	179.9	302.8	138.0	6.0	132.0
Centro Sur	14.2	33.1	89.0	215.5	351.8	43.0	10.0	33.0
Jalisco	45.9	108.9	55.3	136.3	346.3	42.0	9.0	33.0
Noroeste	6.2	40.0	85.6	242.4	374.1	11.0		11.0
Oriente	21.8	14.1	56.6	139.6	232.0	61.0		61.0
Norte	10.9	138.0	269.8	544.9	963.6	28.0	1.0	27.0
Total^{1/}	541.0	935.5	1,432.1	4,108.0	7,016.5	1,254.0	78.0	1,176

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.4.2. DESGLOSE DE INVERSIÓN, MEDICIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO

Acción de Inversión	Esquema de Inversión (millones de pesos)				
	2017	2018	2019	2020	Total ^{1/}
Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía	515.0	1,890.2	761.1	941.7	4,108.0
Medición para Liquidación (SIMOCE)	159.0	101.7	374.2	300.5	935.5
Seguridad de la Información	214.8	146.3	572.8	498.1	1,432.1
Puntos de Medición entre Zonas de Carga	270.5	270.5			541.0
Total^{1/}	1,159.3	2,408.8	1,708.1	1,740.4	7,016.5

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.5.1. MEDIDORES Y MONTO DE INVERSIÓN DE LOS PROYECTO AMI
(Millones de pesos)

Unidades de Negocio	2017		2018		2019		2020		2021	
	Medidores	Inversión	Medidores	Inversión	Medidores	Inversión	Medidores	Inversión	Medidores	Inversión
Noroeste	18,922	63	18,922	63	20,814	70	22,894	77	25,184	84
Norte	13,964	47	13,964	47	15,360	51	16,896	57	18,586	62
Golfo Norte	19,795	66	19,795	66	21,775	73	23,953	80	26,347	88
Centro Sur	22,091	74	22,091	74	24,299	81	26,730	90	29,402	98
Oriente	23,244	78	23,244	78	25,568	86	28,123	94	30,936	104
Sureste	53,556	179	53,556	179	58,911	197	64,801	217	71,281	239
Bajío	10,254	34	10,254	34	11,280	38	12,407	42	13,648	46
Golfo Centro	10,199	34	10,199	34	11,219	38	12,341	41	13,574	45
Centro Oriente	14,590	49	14,590	49	16,047	54	17,652	59	19,418	65
Peninsular	18,212	61	18,212	61	20,033	67	22,037	74	24,240	81
Jalisco	18,642	62	18,642	62	20,506	69	22,558	76	24,812	83
Valle de México Norte	48,129	161	48,129	161	52,942	177	58,235	195	64,058	214
Valle de México Centro	18,912	63	18,912	63	20,804	70	22,883	77	25,172	84
Valle de México Sur	31,773	106	31,773	106	34,949	117	38,444	129	42,290	142
Total^{1/}	322,283	1,078	322,283	1,078	354,507	1,186	389,954	1,305	428,948	1,435

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 7.1.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA POR CONCEPTO 2017-2031

(Millones de pesos)

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
Generación	69,359	182,417	144,952	102,584	52,715	35,165	109,025	99,508	86,851	96,675	69,733	123,917	184,576	138,163	159,584	1,655,225
Transmisión ^{1/}	24,745	27,277	44,101	44,631	35,878	19,179	6,220	3,127	3,926	3,730	2,765	1,603	992	698	591	219,463
Distribución	13,487	16,198	14,962	15,445	14,132	12,980	11,764	10,381	7,536	7,663	7,761	7,995	8,173	8,309	8,432	165,218
Total	107,592	225,892	204,015	162,660	102,725	67,324	127,009	113,016	98,313	108,068	80,259	133,515	193,742	147,170	168,608	2,039,906

^{1/} Incluye Ampliación y Modernización. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.1.2. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2017-2031^{1/}

(Millones de pesos)

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
Limpia	47,516	114,530	90,449	69,046	36,384	33,631	84,837	57,665	66,118	50,255	59,112	63,651	156,777	138,163	152,650	1,220,783
Bioenergía	2,730	0	0	0	11,709	0	49,721	8,255	1,878	0	0	0	0	0	0	74,293
Eólica	17,058	33,785	41,716	31,401	12,916	27,138	10,202	26,149	25,600	29,474	29,102	27,042	29,321	22,581	24,295	387,781
Geotérmica	1,003	954	0	0	954	1,907	1,144	4,436	4,010	5,045	8,802	3,101	1,144	1,144	15,858	49,503
Hidroeléctrica	585	1,118	0	0	1,076	0	20,101	0	12,753	7,243	8,966	13,705	0	0	0	65,547
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,535	109,535	109,535	328,606
Solar Fotovoltaica	11,113	66,711	48,733	37,646	5,796	4,585	3,668	3,375	15,138	3,386	2,898	3,104	2,822	4,902	2,962	216,836
Termosolar	1,867	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,867
Cogeneración Eficiente	13,160	11,962	0	0	3,934	0	0	15,452	6,739	5,106	9,344	16,699	13,955	0	0	96,350
Convencional	21,844	67,887	54,504	33,538	16,330	1,534	24,188	41,843	20,733	46,420	10,622	60,266	27,799	0	6,934	434,442
Carboeléctrica	0	0	3,738	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,738
Ciclo Combinado	20,604	67,054	50,766	24,484	2,959		24,188	40,012	15,169	38,670	10,622	57,619	21,156			373,303
Combustión Interna	1,240	833	0	0	0	0	0	0	0	7,750	0	2,647	6,643	0	6,934	26,047
Lecho Fluidizado	0	0	0	0	13,371	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,371
Termoeléctrica Convencional	0	0	0	9,054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,054
Turbogás	0	0	0	0	0	1,534	0	1,830	5,564	0	0	0	0	0	0	8,929
Total ^{2/}	69,359	182,417	144,952	102,584	52,715	35,165	109,025	99,508	86,851	96,675	69,733	123,917	184,576	138,163	159,584	1,655,225

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 20.5206 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.1.3. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR MODALIDAD 2017-2031^{1/}

(Millones de pesos)

Modalidad ^{2/}	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
AUT	18,943	25,888	26,525	19,684	27,911	4,276	27,992	2,197	5,364	5,220	1,149	16,874	14,005	0	6,383	202,410
COG	9,351	11,962	0	0	2,312	0	0	15,452	0	0	3,283	0	0	0	0	42,360
EXP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,642	0	8,642
GCO	0	0	0	0	7,753	1,534	55,125	32,639	38,098	51,824	34,710	44,188	131,776	114,912	148,113	660,672
GEN	15,273	58,795	48,317	21,155	5,776	9,030	13,710	15,932	18,368	23,344	6,584	24,732	4,728	0	4,384	270,129
PIE	0	36,033	17,953	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53,986
PP	9,864	15,290	2,367	20,210	4,705	846	1,719	4,683	12,572	4,239	2,922	1,693	862	670	704	83,347
Sin Permiso	15,928	34,450	49,790	41,535	4,258	19,478	10,478	28,606	12,449	12,048	21,086	36,430	33,205	13,939	0	333,679
Total ^{3/}	69,359	182,417	144,952	102,584	52,715	35,165	109,025	99,508	86,851	96,675	69,733	123,917	184,576	138,163	159,584	1,655,225

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. ^{2/} AUT: Autoabastecimiento, COG: Cogeneración, EXP: Exportación, GEN: Generación, GCO: Genérico, PIE: Productor Independiente de Energía, PP: Pequeña Producción, Sin permiso (proyectos que aún no cuentan con un permiso de generación de energía eléctrica otorgado por la CRE). ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 20.5206 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.1.4. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR REGIÓN DE CONTROL 2017-2031^{1/}

(Millones de pesos)

Región de Control	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
01-Central	3,872	13,009	0	0	6,890	0	9,287	4,763	0	1,003	0	0	0	0	8,610	47,432
02-Oriental	10,155	14,490	17,833	25,224	6,276	0	40,250	30,545	43,653	25,672	20,868	12,934	132,195	109,535	0	489,632
03-Occidental	12,367	24,032	22,314	33,185	6,875	1,907	20,498	14,993	13,869	3,040	30,124	7,392	3,966	1,815	18,007	214,384
04-Noroeste	20,513	20,128	44,040	4,486	2,064	0	9,859	1,358	0	0	0	0	19,401	0	0	121,850
05-Norte	4,837	43,477	13,872	16,853	492	635	3,292	0	7,195	20,407	846	34,478	9,481	9,978	5,725	171,568
06-Noreste	11,931	41,022	45,031	11,875	17,681	29,678	12,266	18,312	13,238	34,937	6,061	43,871	12,890	8,193	109,535	416,521
07-Peninsular	4,343	23,930	0	3,704	2,172	0	13,573	7,347	5,564	2,172	10,622	10,622	0	0	0	84,049
08-Baja California	862	0	1,157	7,257	8,829	0	0	20,312	0	0	0	11,127	0	8,642	10,773	68,958
09-Baja California Sur	0	1,495	705	0	1,436	2,945	0	1,878	3,331	9,443	1,213	3,493	6,643	0	6,934	39,517
10-Mulegé	480	833	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,314
Total ^{2/}	69,359	182,417	144,952	102,584	52,715	35,165	109,025	99,508	86,851	96,675	69,733	123,917	184,576	138,163	159,584	1,655,225

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 20.5206 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.1.5. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017-2031^{1/}

(Millones de pesos)

Entidad Federativa	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
AGS	0	6,010	11,164	0	0	0	3,096	2,528	0	0	5,234	0	0	0	2,289	30,320
BC	862	0	1,157	0	7,982	0	0	20,312	0	0	0	11,127	0	8,642	10,773	60,855
BCS	480	2,328	705	0	1,436	2,945	0	1,878	3,331	9,443	1,213	3,493	6,643	0	6,934	40,831
CAMP	557	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	557
CDMX	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	463
CHIH	3,469	19,946	7,256	10,986	0	0	196	0	1,411	20,407	0	15,116	862	0	2,257	81,906
CHIS	1,420	846	0	0	0	0	1,638	10,558	5,292	2,515	0	0	0	0	0	22,270
COAH	1,478	22,670	10,354	7,842	18,173	0	10,202	2,844	3,604	0	0	2,873	8,619	11,400	0	100,059
DGO	875	6,607	0	846	0	635	3,096	0	4,938	0	846	19,362	0	0	3,468	40,672
GRO	0	0	0	0	0	0	3,096	0	156	0	8,966	0	0	0	0	12,217
GTO	1,021	10,355	846	5,079	2,064	0	3,096	0	846	0	1,149	0	1,144	0	0	25,601
HGO	3,408	0	0	0	2,286	954	0	0	0	0	0	0	0	0	1,144	7,793
JAL	3,038	5,005	1,839	18,600	2,110	0	6,191	2,147	6,267	3,040	12,066	2,028	2,822	670	282	66,105
MEX	0	13,009	0	0	4,604	0	6,191	4,763	0	0	0	0	0	0	8,610	37,176
MICH	0	954	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,147	0	0	3,815	6,915
MOR	0	0	1,975	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,975
NAY	0	0	0	0	0	954	1,925	2,289	0	0	8,802	0	0	0	0	13,969
NL	264	18,488	25,864	0	0	2,539	2,064	3,754	0	4,464	6,061	19,135	4,728	4,022	0	91,384
OAX	2,495	11,929	7,240	25,224	0	0	0	287	24,012	19,243	8,619	4,309	16,918	0	0	120,277
PUE	1,088	0	8,619	0	0	0	4,059	0	2,233	2,005	0	1,448	0	0	0	19,452
QR	0	0	0	1,693	0	0	3,096	0	2,782	0	0	0	0	0	0	7,570
QRO	1,785	862	0	0	0	0	3,096	0	0	0	0	0	0	0	0	5,742
SIN	0	0	32,055	0	2,064	0	3,942	0	0	0	0	0	16,428	0	0	54,489
SLP	490	846	8,465	9,506	2,701	0	0	7,182	14,978	19,956	862	0	0	0	10,055	75,042

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2017-2031

Entidad Federativa	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
SON	20,513	20,128	11,985	11,743	846	0	5,917	1,358	0	0	0	0	2,973	0	0	75,464
TAB	4,614	0	0	0	0	0	16,806	0	3,369	1,170	0	0	0	0	0	25,959
TAMS	9,532	16,788	15,429	9,054	0	27,138	0	11,714	0	10,517	0	21,863	8,162	2,749	109,535	242,482
VER	537	1,714	0	0	6,276	0	17,748	19,700	8,591	1,742	3,283	7,177	115,277	109,535	0	291,581
YUC	3,785	23,930	0	2,011	2,172	0	10,478	7,347	2,782	2,172	10,622	10,622	0	0	0	75,921
ZAC	7,182	0	0	0	0	0	3,096	846	2,257	0	2,011	3,217	0	1,144	422	20,176
Total^{2/}	69,359	182,417	144,952	102,584	52,715	35,165	109,025	99,508	86,851	96,675	69,733	123,917	184,576	138,163	159,584	1,655,225

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 20.5206 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.2.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE TRANSMISIÓN 2017-2031

(Millones de pesos)

Proyectos y Obras	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Obra PRODESEN	6,216	15,940	38,537	42,095	33,739	16,346	3,734	1,312	1,600	1,479	1,039	396	55	0	0	162,487
Obra Pública Financiada	17,049	8,645	3,001	1,166	281	244	56	0	0	0	0	0	0	0	0	30,443
Obra de Recurso Propio	514	159	22	0	0	0	6	8	6	0	0	0	0	0	0	716
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	93	1,514	2,589	2,424	1,806	2,320	2,251	1,725	1,207	938	698	591	18,157
Ampliación^{1/}	23,779	24,744	41,561	43,354	35,535	19,179	6,220	3,127	3,926	3,730	2,765	1,603	992	698	591	211,804
Modernización^{2/}	966	2,532	2,541	1,277	343											7,660
Total	24,745	27,277	44,101	44,631	35,878	19,179	6,220	3,127	3,926	3,730	2,765	1,603	992	698	591	219,463

^{1/} Programa de Ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación. ^{2/} La inversión en Modernización corresponde únicamente al periodo 2017-2021 debido a que no existen proyectos de modernización a realizarse en el largo plazo. Fuente: CENACE.

TABLA 7.2.2. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN AMPLIACIÓN DE TRANSMISIÓN POR COMPONENTE 2017-2031^{1/}

(Millones de pesos)

Transmisión																
Proyectos y Obras	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Obra PRODESEN	2,540	7,583	20,272	21,400	17,403	8,132	1,726	902	1,158	1,109	728	292	50	0	0	83,295
Obra Pública Financiada	6,503	3,660	1,317	428	133	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,136
Obra de Recurso Propio	193	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	269
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	119	268	267	259	642	605	460	110	69	174	183	3,156
Total	9,236	11,319	21,590	21,828	17,655	8,495	1,993	1,162	1,800	1,714	1,188	402	119	174	183	98,856
Transformación																
Proyectos y Obras	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Obra PRODESEN	3,492	7,679	15,707	17,654	13,606	6,850	1,702	333	308	269	235	81	5	0	0	67,920
Obra Pública Financiada	10,188	4,821	1,605	733	144	141	50	0	0	0	0	0	0	0	0	17,681
Obra de Recurso Propio	319	83	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	424
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	93	1,396	2,300	2,110	1,455	1,592	1,577	1,227	1,080	855	510	392	14,587
Total	13,998	12,583	17,334	18,480	15,146	9,291	3,862	1,788	1,900	1,846	1,462	1,160	859	510	392	100,612
Compensación																
Proyectos y Obras	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Obra PRODESEN	184	679	2,558	3,041	2,730	1,364	305	77	134	101	76	23	0	0	0	11,272
Obra Pública Financiada	358	164	79	5	4	9	6	0	0	0	0	0	0	0	0	626
Obra de Recurso Propio	2	0	0	0	0	0	6	8	6	0	0	0	0	0	0	23
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	0	20	47	92	86	69	38	17	14	14	17	415
Total	545	843	2,636	3,046	2,734	1,393	365	177	226	170	115	40	14	14	17	12,336

^{1/} Programa de Ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación. Fuente: CENACE.

TABLA 7.3.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN DISTRIBUCIÓN 2017-2031

(Millones de pesos)

Concepto de Inversión	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Reducción Pérdidas Técnicas	1,435	1,563	1,699	1,842	1,995	2,015	2,035	2,055	2,096	2,116	2,157	2,199	2,219	2,240	2,305	29,971
Regularización de Colonias Populares	449	341	354	325	305	308	314	317	320	330	336	340	346	360	363	5,108
Instalación de Acometidas y Medidores	3,291	3,727	3,839	3,954	4,073	4,114	4,196	4,237	4,364	4,449	4,491	4,669	4,805	4,896	4,941	64,046
Total de Proyectos Prioritarios de Ampliación	5,175	5,631	5,892	6,121	6,373	6,437	6,545	6,609	6,780	6,895	6,984	7,208	7,370	7,496	7,609	99,125
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	185	153	157	149	154	156	159	160	162	168	170	173	182	185	187	2,500
Modernización de Subestaciones de Distribución	422	364	347	302	289	292	295	298	301	303	306	309	312	315	318	4,773
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	25	26	27	27	28	28	29	30	31	32	34	35	37	38	41	468
Modernización de las Redes Generales de Distribución	447	384	347	284	252	255	257	260	262	265	267	270	272	275	277	4,374
Total de Proyectos Prioritarios de Modernización	1,079	927	878	762	723	731	740	748	756	768	777	787	803	813	823	12,115
Total de Proyectos Prioritarios	6,254	6,558	6,770	6,883	7,096	7,168	7,285	7,357	7,536	7,663	7,761	7,995	8,173	8,309	8,432	111,240
Escalamiento de la Medición a AMI ^{1/}	1,805	2,244	2,177	2,188	2,186											10,600
Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos) ^{1/}	2,533	2,609	2,687	2,768	2,851											13,448
Modernización de la Avenida Paseo de la Reforma ^{1/ 5/}	137	520														657
Cable Submarino para Isla Mujeres ^{1/}	123	157														280
Interconexión Isla de Holbox ^{1/}	71	150														221
Total de Proyectos Específicos de Modernización	4,669	5,680	4,864	4,956	5,037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,206
Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución ^{1/}	297	400	379	378	381	349	354	351								2,889
Sistema de Información Geográfica de las RGD ^{1/ 2/}	27	23	5	133	133	127	27	27								502
Infraestructura de Medición Avanzada ^{1/ 3/}	1,078	1,078	1,186	1,305	1,435	5,236	3,998	2,546								17,862
Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM ^{1/}	1,159	2,409	1,708	1,740												7,016
Sistema de Administración de Distribución Avanzado ^{1/ 4/}	3	50	50	50	50	100	100	100								503
Total de Proyectos Específicos de Redes Inteligentes	2,564	3,960	3,328	3,606	1,999	5,812	4,479	3,024	0	0	0	0	0	0	0	28,772
Total de Proyectos Específicos	7,233	9,640	8,192	8,562	7,036	5,812	4,479	3,024	0	0	0	0	0	0	0	53,978
Total	13,487	16,198	14,962	15,445	14,132	12,980	11,764	10,381	7,536	7,663	7,761	7,995	8,173	8,309	8,432	165,218

^{1/} El proyecto está sujeto a la asignación de recursos y a reconocimiento de tarifa. ^{2/} En los tres primeros años se desarrolla la implantación del proyecto piloto en dos Zonas de Distribución, la implantación en las 148 Zonas de Distribución será a partir del cuarto al sexto año y dependerá de los resultados del piloto, del séptimo al octavo año se realizará una actualización de las aplicaciones de interoperabilidad. ^{3/} Implementación de la interoperabilidad a partir del sexto año y dependerá de las inversiones de los primeros cinco años. ^{4/} Despliegue de tecnología en el resto de las Zonas de País (su implementación depende de los resultados del estudio piloto). ^{5/} Proyecto en proceso de construcción. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

César Emiliano Hernández Ochoa

Subsecretario de Electricidad

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Aldo Flores Quiroga

Subsecretario de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Fernando Zendejas Reyes

Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Oliver Ulises Flores Parra Bravo

Director General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica

Edmundo Gil Borja

Director General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y Vinculación Social

ELABORACIÓN Y REVISIÓN:

DIRECCIÓN GENERAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Oliver Ulises Flores Parra Bravo

Director General

Nelson Ricardo Delgado Contreras

Director General Adjunto de Programas de Generación

Daniela Pontes Hernández

Directora de Instrumentos de Energías Limpias

José Israel Muciño Jara

Director de Transmisión

Agustín Lara Fernández

Jefe de Departamento de Instrumentos y Promoción de Energías Limpias

Alma Delia García Rivera

Jefa de Departamento de Planeación de Generación Eléctrica

Guillermo Aguirre López

Jefe de Departamento de Seguimiento a Proyectos de Generación

José Amador Orta Mendoza

Jefe de Departamento de Análisis de la Red Nacional de Transmisión

Roberto Badillo Hernández

Analista de Proyectos de Transmisión

**DIRECCIÓN GENERAL DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y
VINCULACIÓN SOCIAL**

Edmundo Gil Borja

Director General

Telésforo Trujillo Sotelo

Director de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Carlos Muñoz Arango

Jefe de Departamento de Normatividad Eléctrico

Manuel Alberto Castellanos Cueto

Jefe de Departamento de Distribución

Sergio Cortés López

Jefe de Departamento de Supervisión de Instalaciones Eléctricas

REVISIÓN EDITORIAL:

Jesús Alberto De la Fuente Guerrero

Director de Estrategias Políticas y Editoriales

Jaime Enrique Mejía Martínez

Diseñador Gráfico

AGRADECIMIENTOS

SUBSECRETARÍA DE PLANEACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas

Efraín Villanueva Arcos

Director General de Energías Limpias

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Jaime Francisco Hernández Martínez

Director General

Roberto Vidal León

Director General de CFE Distribución

Marcelino Torres Vázquez

Coordinador de CFE Distribución

Guillermo Arizmendi Gamboa

Gerente de Planeación de CFE Distribución

Javier Reyes Núñez

Jefe de Oficina de Presupuesto e Inversiones de Planeación de Distribución

Carlos González Andrade

Jefe de Oficina de Estudios de Planeación de Distribución

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Eduardo Meraz Ateca

Director General

Nemorio González Medina

Director de Operación y Planeación del Sistema

Gustavo Villa Carapia

Subdirector de Planeación

Sergio Romo Ramírez

Subgerente de Análisis de Redes Eléctricas

Carlos Flores Peña

Jefe de la Unidad de Recursos de Generación

ASESORES

Carlo Brancucci Martínez-Anido

National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Pascal Bertolini

Réseau de transport d'électricité (RTE)

