



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROSPECTIVA DEL
**SECTOR
ELÉCTRICO**

2023-2037

ÍNDICE

ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	3
ÍNDICE DE MAPAS.....	4
ÍNDICE DE TABLAS.....	4
PRESENTACIÓN.....	5
INTRODUCCIÓN	6
RESUMEN EJECUTIVO.....	7
CAPÍTULO 1. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	8
1.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS.....	8
1.2. REGULACIÓN VIGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO.....	9
1.2.1. SECRETARÍA DE ENERGÍA.....	10
1.2.2. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA	11
1.2.3. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA.....	11
1.2.4. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2019-2024	11
1.2.5. PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PRODESEN).....	13
1.3. ELABORACIÓN DE LAS PROSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO	13
CAPÍTULO 2. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2012-2022	15
2.1. ENTORNO ECONÓMICO.....	15
2.2. INTEGRACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	18
2.3. USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	19
2.3.1. LIQUIDACIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	20
2.3.2. ESQUEMA TARIFARIO Y VENTAS DE SUMINISTRO BÁSICO.....	21
2.4. CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	22
2.5. CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS 2022	24
2.6. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	25
2.7. CAPACIDAD INSTALADA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	26
2.8. GENERACIÓN NETA TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	29
2.9. RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN	31
2.9.1. PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES	33
2.10. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO	34
CAPÍTULO 3. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL 2023-2037	35
3.1. SUPUESTOS DEL ESCENARIO DE PLANEACIÓN	36
3.1.1. ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL 2023-2037	36
3.1.2. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES.....	38
3.2. COMPORTAMIENTO ESPERADO DE LA DEMANDA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	40
3.2.1. PRONÓSTICOS DE CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2023-2037	40
3.2.2. PRONÓSTICO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2023-2037	43
3.2.3. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	44
3.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2023-2037.....	48
3.3.1. ADICIONES DE CAPACIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	48
3.4. RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA CONSIDERADO PARA EL PERÍODO 2023-2037	50



3.5. EXPANSIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN (RNT) Y DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD).....	51
3.5.1. AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN	52
3.5.2. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN NO CORRESPONDIENTES AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (PAMRGD)	58
GLOSARIO	60
ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SIGLAS	75

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. 1. MARCO CONSTITUCIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	8
GRÁFICO 1. 2. PRINCIPALES AUTORIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO	9
GRÁFICO 1. 3. PROGRAMAS DEL SECTOR ENERGÍA DERIVADOS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	12
GRÁFICO 1. 4. FUNDAMENTO NORMATIVO PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO	14
GRÁFICO 2. 1. VARIACIÓN INTERANUAL DE LA INFLACIÓN MUNDIAL DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA	16
GRÁFICO 2. 2. CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB, EL CONSUMO NETO Y LA DEMANDA MÁXIMA NETA INTEGRADA DEL SIN 2013-2022 (%).....	17
GRÁFICO 2. 3. EVOLUCIÓN DE LA INFLACIÓN MENSUAL ANUALIZADA 2022.....	18
GRÁFICO 2. 4. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE USUARIOS POR GCR/SISTEMA 2021 Y 2022.....	20
GRÁFICO 2. 5. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y USUARIOS POR SECTOR DEL SEN 2022	24
GRÁFICO 2. 6. PARTICIPACIÓN DE LAS GCR EN LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN 2022	26
GRÁFICO 2. 7. PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022	27
GRÁFICO 2. 8. CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD INSTALADA EN PRUEBAS 2022.....	28
GRÁFICO 2. 9. CAPACIDAD INSTALADA POR ESTADO Y FUENTE DE ENERGÍA 2022 (MW)	29
GRÁFICO 2. 10. GENERACIÓN NETA TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2021-2022 (GWh)	29
GRÁFICO 2. 11. GENERACIÓN NETA EN OPERACIÓN COMERCIAL Y PRUEBAS POR PROPIETARIO 2022	30
GRÁFICO 2. 12. GENERACIÓN NETA TOTAL LIMPIA POR TECNOLOGÍA 2022.....	31
GRÁFICO 2. 13. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL SEN 2012-2022 ¹	34
GRÁFICO 2. 14. DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GD-FV POR REGIÓN 2022	35
GRÁFICO 3. 1. ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2023-2037	37
GRÁFICO 3. 2. TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL SIN A CORTO (2023-2028) Y LARGO PLAZO (2023-2037).....	38
GRÁFICO 3. 3. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO 2023-2037	39
GRÁFICO 3. 4. PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA	40
GRÁFICO 3. 5. PRONÓSTICO DE CONSUMO NETO DEL SEN 2023-2037, ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO	41
GRÁFICO 3. 6. CONSUMO FINAL DEL SEN 2023 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN	43
GRÁFICO 3. 7. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL DE GD-FV EN EL SEN 2023-2037.....	43
GRÁFICO 3. 8. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV 2016-2037 (MW)	44
GRÁFICO 3. 9. COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURRENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2023, 2027, 2032 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.....	45
GRÁFICO 3. 10. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN ¹ 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO	47



GRÁFICO 3. 11. PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2023-2028 Y 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.....	47
GRÁFICO 3. 12. ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA A CORTO PLAZO, 2023-2026.....	48
GRÁFICO 3. 13. PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2027-2037.....	49
GRÁFICO 3. 14. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA 2022-2037.....	50
GRÁFICO 3. 15. EVOLUCIÓN DEL RP-MR DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA Y NOCTURNA 2023-2037.....	51

ÍNDICE DE MAPAS

MAPA 2. 1. GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL DEL SIN Y SISTEMAS AISLADOS.....	19
MAPA 2. 2. CAPACIDADES DE LAS INTERCONEXIONES NACIONALES 2022 DEL SEN.....	33

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2. 1. ESQUEMA TARIFARIO VIGENTE.....	21
TABLA 2. 2. VENTAS ANUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE SUMINISTRO BÁSICO POR SECTOR TARIFARIO (GWh).....	22
TABLA 2. 3. CONSUMO NETO DEL SEN 2019-2022 (GWh).....	23
TABLA 2. 4. CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2020-2022.....	23
TABLA 2. 5. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES DEL SEN 2022.....	25
TABLA 2. 6. INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN.....	32
TABLA 2. 7. INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y LAS RGD.....	32
TABLA 2. 8. INFRAESTRUCTURA DE LAS RGD NO PERTENECIENTES AL MEM.....	32
TABLA 3. 1. PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN POR GCR 2023-2037, ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO.....	41
TABLA 3. 2. PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO REGIONAL 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWh).....	42
TABLA 3. 3. PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR SISTEMA Y GCR 2023-2037, ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO.....	45
TABLA 3. 4. PRONÓSTICO POR SISTEMA Y REGIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA A CORTO Y LARGO PLAZOS, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.....	46
TABLA 3. 5. PROYECTOS EN OPERACIÓN INSTRUIDOS POR SENER.....	53
TABLA 3. 6. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2023-2037.....	55
TABLA 3. 7. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037.....	56
TABLA 3. 8. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2023-2037.....	57
TABLA 3. 9. PROYECTOS EN ESTUDIO DE LA RNT 2023-2037.....	58
TABLA 3. 10. METAS FÍSICAS DEL PAMRGD NO CORRESPONDIENTES AL MEM.....	59



PRESENTACIÓN

México lleva a cabo una transformación de su vida política, económica, social y cultural, en la que la energía representa un soporte estratégico para realizar los fines nacionales. Para ello se cambió el paradigma de la política energética al establecer una política de Transición Energética Soberana que garantiza la seguridad estratégica de México en materia de energía, a corto, mediano y largo plazos.

A lo largo del siglo XXI, sobre la base de la Rectoría del desarrollo por parte del Estado, que mandata la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la utilización coordinada de los recursos públicos disponibles, que detonan el desarrollo de las capacidades sociales y privadas, mediante una estrategia que rescata a las Empresas Productivas del Estado como garantes del suministro de combustibles y energéticos con producción nacional y de manera sustentable.

Por consiguiente, durante la presente administración, se ha impulsado una política soberana de autosuficiencia en energías primarias y secundarias, y al aumento de reservas energéticas y minerales estratégicas. Política en la que las Empresas Productivas del Estado se convierten en la base del cambio de la matriz energética sustentada principalmente en energías fósiles, hacia otra con mayor participación de electricidad, energías renovables y usos diversos, a lo largo de los próximos lustros.

La planeación del sistema energético nacional está ahora sustentada en la racionalidad técnica, seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bajo condiciones de optimización del uso de la infraestructura productiva, en función de la demanda de los centros de carga en todo el territorio nacional, en el corto, mediano y largo plazos, mediante el uso sustentable de todos los recursos de la Nación.

El SEN es pieza fundamental para la economía nacional, particularmente para la Transición Energética, debido a su dinamismo e impacto en todos los bienes y servicios que la población requiere para satisfacer sus necesidades, de manera amigable con el medio ambiente. Por esta razón, es indispensable contar con la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico como máxima prioridad del país. Todo esto en función de una planeación ordenada que promueva el uso eficiente de los recursos naturales del país, así como el de los energéticos necesarios para la actividad diaria, mediante la incorporación de nuevas tecnologías y una mayor eficiencia en la generación de energía eléctrica.

El desarrollo del SEN conlleva un esfuerzo de gran magnitud debido a las necesidades de infraestructura y capacidad de generación que cubra la demanda eléctrica esperada a futuro, por lo cual uno de los principales objetivos del Gobierno de México es seguir un camino de transición energética en función de los recursos disponibles manteniendo estabilidad en la economía nacional y mediante la modernización y ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) cuidando el Suministro, Seguridad y Confiabilidad del SEN.

La prospectiva en materia de electricidad 2023-2037 que aquí se presenta, es un instrumento indicativo que permite conocer el estado actual del sistema y los proyectos futuros de refuerzo e integración de nueva infraestructura del Sector Eléctrico Nacional.

Este documento contiene información del marco regulatorio vigente e histórica de 10 años, la cual muestra la evolución y estado actual del sector eléctrico a nivel nacional, además de contener información prospectiva del SEN para los próximos quince años tomando como referencia el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2023-2037.

Mtro. Miguel Ángel Maciel Torres
Secretario de Energía



INTRODUCCIÓN

La política energética cuyo propósito central es el rescate del sector, al establecer a las Empresas Productivas del Estado como garantes del suministro de combustibles y energéticos con producción nacional, solo es factible si pasamos del abandono de las capacidades de generación eléctrica de dichas empresas, a una política de mantenimiento a su capacidad instalada de generación y de inversión en nuevas capacidades, en virtud de su carácter estratégico y función social, como garantes de la seguridad energética y la soberanía nacional, a la vez que soporte fundamental de las finanzas públicas y la macroeconomía.

Esto solo es posible por medio de una evolución planificada de la matriz energética nacional durante las próximas décadas con la finalidad de reducir la participación de combustibles fósiles dentro de la generación de energía eléctrica, transitando de manera gradual y ordenada a un nuevo sistema basado en energías menos contaminantes y disponibles en el territorio mexicano.

Sin embargo, cada país está desarrollando una transición específica en función de su propia situación y sus objetivos. México está haciendo lo propio, manteniendo como objetivo principal la estabilidad energética y económica logrando reducir la dependencia hacia otros países e impulsando la economía mexicana, fortaleciendo a su vez a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), organismos estratégicos del Estado Mexicano.

Los instrumentos de planeación son una herramienta fundamental para encaminar el desarrollo de un sector eléctrico seguro, confiable y económicamente viable hacia una transición energética llena de incertidumbre ante los acontecimientos mundiales; es decir una política que garantiza una incorporación racional, segura, técnica y económicamente sostenible, que corresponde al necesario balance entre la demanda de energía eléctrica y su generación por medio de todas las fuentes disponibles, que haga posible la incorporación de energías renovables de manera ordenada y creciente.

La incorporación de tecnologías emergentes que requieran respaldo y el fortalecimiento de la infraestructura actual en la RNT y las RGD es un tema prioritario para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la sociedad mexicana en función de los recursos y capacidades nacionales disponibles; es por ello que para el desarrollo de la Prospectiva de Electricidad 2023-2037 se tiene como principal referencia la información disponible en el PRODESEN 2023-2037 siendo este el documento rector del sector eléctrico que considera los diferentes factores que afectan el desarrollo del SEN, como la demanda, consumo, generación eléctrica, escenarios macroeconómicos, precios de los combustibles, así como la entrada y salida de centrales de generación, mantenimientos y los proyectos principales para el fortalecimiento del sector eléctrico.

La prospectiva del sector eléctrico 2023-2037 que aquí se presenta, consta de tres capítulos, los cuales contienen información específica; el primer capítulo cuenta con un breve resumen del marco regulatorio vigente del sector eléctrico y los diversos instrumentos de planeación como programas y planes, así como las principales instituciones que intervienen en la vigilancia, operación y participación del SEN.

El segundo capítulo muestra la evolución histórica del SEN a lo largo de los últimos 10 años hasta el diagnóstico del estado actual con cierre al 2022, reflejando el comportamiento de las principales variables del sector como usuarios de energía eléctrica, consumo bruto, demanda, margen de reserva, capacidad instalada, generación e infraestructura como redes de transmisión y distribución.

Por último, el tercer capítulo da cuenta de los pronósticos a quince años de consumo de energía eléctrica, demanda máxima, adiciones de capacidad, generación esperada, margen de reserva operativa, ampliación y modernización de la RNT y las RGD, considerando el entorno económico nacional e internacional, evolución en el precio de los combustibles y otras variables que tienen un impacto significativo en el sector eléctrico.



RESUMEN EJECUTIVO

La prospectiva del sector eléctrico 2023-2037 muestra la evolución del SEN a lo largo de los últimos diez años para medir su comportamiento ante los diferentes sucesos ocurridos a lo largo de dicho periodo, al tiempo que se realizan estimaciones con un tiempo de estudio de quince años para determinar las necesidades de la población mexicana y preparar una estrategia que cumpla con los requisitos necesarios y dar cumplimiento a las metas nacionales e internacionales, además de ser un instrumento indicativo de planeación, que sirve como una herramienta de análisis para los distintos usuarios del sector eléctrico como: Organismos del Estado, Institutos de Investigación, Académicos e Inversionistas, los cuales utilizan información general y específica para el mejor desempeño de sus labores.

Marco regulatorio del sector eléctrico de México

Este capítulo contiene una breve descripción del marco regulatorio vigente que rige al sector eléctrico desde la Constitución hasta las atribuciones institucionales de los entes que intervienen, y ofrece una descripción general de cada una de estas de manera concreta ya que son los principales documentos rectores del SEN y los que dictan las atribuciones y directrices para su mejor desarrollo, además se presentan algunos instrumentos de planeación como planes y programas, así como una descripción general de la estructura del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Diagnóstico del sistema eléctrico nacional

Este capítulo contiene los datos correspondientes al cierre del año 2022, tal como la evolución histórica del SEN en un periodo de diez años donde se puede visualizar el comportamiento de las diferentes variables que componen al sector eléctrico, en particular la capacidad instalada, la generación neta, demanda máxima, margen de reserva operativo, número de usuarios y la penetración de energías alternativas dentro de la matriz de generación eléctrica nacional, así como la infraestructura del SEN, como líneas de transmisión, líneas de distribución, capacidad de transformación en subestaciones eléctricas, principales enlaces internacionales y otros parámetros relevantes dentro del sector eléctrico.

Prospectiva del sector eléctrico 2023-2037

Este apartado muestra las estimaciones de consumo, demanda, generación y adiciones de capacidad e infraestructura a lo largo de los próximos 15 años, se retoman tres escenarios principales a partir de los ejercicios presentados en el PRODESEN 2023-2037 (Bajo, Planeación, Alto), donde tomando como base el escenario de planeación se espera un consumo con una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.5 % para el SEN pasando de 347,485 GWh en 2023 a 479,987 GWh en 2037. Bajo este escenario, se espera que el sector con mayor participación en el consumo final de energía eléctrica sea la Empresa Mediana con un 38.1 %, seguido de la Gran Industria con 25 % y Residencial con 24.8 %.

Para la adición de capacidad instalada 2023-2037 se prevé una integración de 64,595 MW y la incorporación de sistemas de almacenamiento con 8,756 MW hacia el final del periodo, donde se espera una mayor adición de las tecnologías de Ciclo Combinado y FV- Solar, así como una mayor penetración de Generación Distribuida.



CAPÍTULO 1. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

El Sector Eléctrico es considerado uno de los más importantes en el marco de la transición energética que se está observando en todo el mundo, esto debido a los crecientes esfuerzos por reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) encaminados a la reducción en el uso de combustibles fósiles utilizados para la generación de energía eléctrica y la reducción paulatina de hidrocarburos en los diversos usos finales de la energía, dando pie a la incorporación de tecnologías menos contaminantes. Esta tendencia mundial de llevar a cabo un cambio en la matriz de generación ha dado pie a la incorporación de tecnologías emergentes, lo que implica un proceso de adaptación en la política nacional que garantice un control del crecimiento y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en función de los recursos energéticos nacionales disponibles, garantizando el suministro de energía eléctrica de manera eficiente, confiable, continua, segura y sostenible.

Aunado a lo anterior, este capítulo contiene una breve descripción de la principal regulación vigente del Sector Eléctrico, así como los principales organismos reguladores involucrados, además de presentar los instrumentos de planeación, programas y estrategias que definen las directrices para el desarrollo óptimo del sector eléctrico en México.

1.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) es el principal marco regulatorio del país que indica las directrices para el desarrollo nacional, garantizando que éste sea integral y sustentable, fortaleciendo a la Nación y su régimen democrático, fomentando el crecimiento económico, empleo, una justa distribución de ingreso y riqueza, que permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos. Establece los mandatos y atribuciones del sector público y privado para la Industria Eléctrica, a través de la Secretaría de Energía (SENER) en sus artículos 25 párrafo quinto, 27 párrafo sexto y 28 párrafo cuarto. Ver gráfico 1.1.

GRÁFICO 1.1. MARCO CONSTITUCIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Artículo 25 párrafo 5to	Artículo 27 párrafo 6to	Artículo 28 párrafo 4to
<ul style="list-style-type: none"> • 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 la CPEUM. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de la CPEUM, respectivamente.

Fuente: Elaborado por SENER.



1.2. REGULACIÓN VIGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

Conforme al artículo 25 de la CPEUM, establece que al Estado le corresponde la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante la competitividad, el fomento del crecimiento económico, el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, además de planear, conducir y orientar la actividad económica nacional, y llevar a cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga la Constitución, donde el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas de planeación y control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica¹.

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE)² y con el objeto de regular la planeación, control del SEN y demás actividades de la industria eléctrica, se presentan algunas de las atribuciones más importantes de las principales instituciones participantes del sector eléctrico, donde faculta a la Secretaría de Energía (SENER) como el órgano regulador encargado de establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica conforme al artículo 11, fracción I.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de vigilar el sector eléctrico al verificar el cumplimiento de la LIE, sus Reglamentos y demás disposiciones administrativas aplicables conforme al artículo 12, fracción XLVII, mientras que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el encargado de ejercer el control operativo del SEN y el Mercado Eléctrico Mayorista conforme al artículo 108, fracciones I y IV respectivamente, ver gráfico 1.2.

GRÁFICO 1. 2. PRINCIPALES AUTORIDADES DEL SECTOR ELECTRICO



Fuente: Elaborado por SENER.

¹ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>)

² Ley de la Industria Eléctrica (LIE), (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>)

En cumplimiento al mandato constitucional, existen leyes que establecen los principios para la rectoría técnica y económica del país, las cuales contienen los lineamientos para la incursión del sector público y privado dentro de la industria eléctrica, determinando que la planeación y control del SEN, así como la transmisión, distribución y vigilancia del MEM están a cargo del Estado por considerarse áreas estratégicas de desarrollo.

De acuerdo con lo anterior se presentan las siguientes leyes, reglamentos, planes, programas e instituciones que rigen el sector eléctrico, así como una breve descripción de los más importantes y su intervención dentro del mismo, en coordinación con los objetivos constitucionales.

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley de Planeación
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Ley General de Cambio Climático
- Ley de la Industria Eléctrica
- Ley de Transición energética
- Ley de Energía Geotérmica
- Ley de la Comisión Federal de Electricidad
- Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036
- Secretaría de Energía (SENER)
- Comisión Reguladora de la energía (CRE)
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

1.2.1. SECRETARÍA DE ENERGÍA

La SENER es la encargada de conducir la política energética del país dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro de energéticos de calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable que requiere el desarrollo nacional, en función de las atribuciones que le confiere la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal en su artículo 33, fracción I, donde se dispone que a la SENER le corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia³.

Aunado a lo anterior y de acuerdo con las atribuciones que le confiere el artículo 11 de la LIE, fracciones, II, III, IV, XII y XX, esta Secretaría está facultada para formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo (PND), elaborar el PRODESEN, elaborar un informe que permita conocer el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional, así como desarrollar los Programas Indicativos de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) y autorizar los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).

³ Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LOAPF.pdf>)

1.2.2. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es una dependencia de la Administración Pública Federal, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética con autonomía técnica y operativa, que de acuerdo con el artículo 12 de la LIE, fracción XLVII está facultada para verificar el cumplimiento de dicha Ley, sus Reglamentos y demás disposiciones administrativas, ordenar y realizar visitas de verificación y requerir la presentación de información, a fin de supervisar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables.

Cabe destacar que en cumplimiento a lo mencionado anteriormente la CRE también tiene las atribuciones, entre otras, de otorgar permisos de generación de energía eléctrica considerando los criterios de planeación del SEN establecidos por la SENER, revocación, cesión, prórroga o terminación del mismo, así como establecer las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, emitir las bases del Mercado Eléctrico, vigilar la operación del MEM, otorgar los Certificados de Energías Limpias y expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que promuevan y regulen la generación de Energías Limpias.⁴

1.2.3. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es un organismo público descentralizado cuyo objeto es ejercer el control operativo del SEN; la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) bajo los principios de transparencia y objetividad en cumplimiento a los criterios de eficiencia calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación y control del SEN. Además, el CENACE se encarga de promover la competencia, eficiencia e imparcialidad, mediante la asignación y despachos óptimos de las centrales eléctricas para satisfacer la demanda de energía nacional. Cabe mencionar que el CENACE es responsable de formular los Programas de Ampliación de la RNT y de las RGD sujetos a autorización de la SENER.

1.2.4. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2019-2024

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) es un instrumento de política pública que identifica los principales problemas nacionales y de acuerdo con el artículo 21 de la Ley de Planeación, precisará los objetivos nacionales, la estrategia y las prioridades del desarrollo integral, equitativo, incluyente, sustentable y sostenible del país, contendrá previsiones sobre los recursos que serán asignados a tales fines; determinará los instrumentos y responsables de su ejecución, establecerá los lineamientos de política de carácter global, sectorial y regional; sus previsiones se referirán al conjunto de la actividad económica, social, ambiental y cultural, y regirá el contenido de los programas que se generen en el sistema nacional de planeación democrática..⁵

⁴ Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 12, fracciones I, III, VIII, XI, XVI y XX, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>)

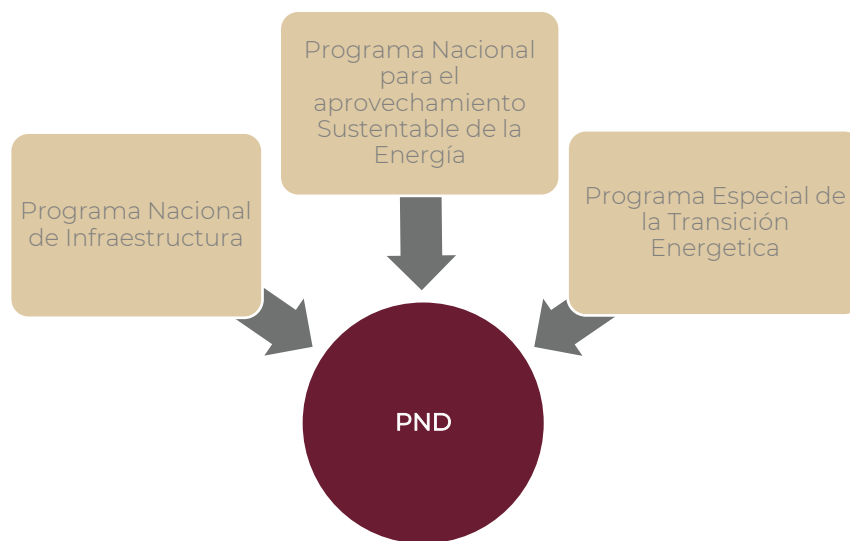
⁵ Ley de Planeación, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPlan.pdf>)

El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 manifiesta que la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes alternativas, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes aproximadamente, al igual que plantea el rescate de PEMEX y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional mediante la rehabilitación de las refinerías existentes, la construcción de una nueva refinería y la modernización de las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado, principalmente las hidroeléctricas con fines de impulsar la generación de energía renovable y el aprovechamiento de los recursos naturales del país⁶.

Otros planes y programas

El Artículo 22 de la Ley de Planeación establece que el Plan Nacional de Desarrollo indicará los programas sectoriales, institucionales, regionales y especiales que deberán ser elaborados conforme a dicha Ley, estos programas observarán congruencia con el PND, y su vigencia no excederá del período constitucional de la gestión gubernamental en que se aprueben, aunque sus previsiones y proyecciones se refieran a un plazo mayor⁷, ver gráfico 1.3.

GRÁFICO 1. 3. PROGRAMAS DEL SECTOR ENERGÍA DERIVADOS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO



Fuente: Elaborado por SENER.

⁶ Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, (https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019)

⁷ Ley de Planeación, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPlan.pdf>)



1.2.5. PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PRODESEN)

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es un documento elaborado por la SENER que contiene la planeación del SEN, y que reúne los elementos relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y la Red General de Distribución (PAMRGD).

Es el principal instrumento de Política Pública del Gobierno de México que expone a detalle la planeación del sector eléctrico, es elaborado anualmente y muestra una proyección de quince años de las principales variables que intervienen en el sector, como lo es la Generación, Capacidad Instalada y, por disposición del artículo 5 del Reglamento de la LIE, los pronósticos de la demanda eléctrica, los precios de los insumos primarios de la industria eléctrica, coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos (SISTRANGAS) y el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de las redes de transmisión y distribución, los cuales consideran la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión e incentivando una expansión eficiente de la generación para garantizar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red.

1.3. ELABORACIÓN DE LAS PROSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

El documento de Prospectiva del Sector Eléctrico (PSE) en cumplimiento al mandato de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF) en su artículo 33, fracción V, donde le corresponde a la SENER llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazo con criterios de soberanía y seguridad, así como al artículo 24, fracción XIV y XV del Reglamento Interior de la SENER donde se hace mención a la coordinación con las unidades administrativas de la SENER, entidades del sector y empresas del estado, para la elaboración y publicación de los proyectos de documento de prospectiva a mediano y largo plazo del sector energético, que incluya electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo, petróleo y petrolíferos, con un horizonte de planeación mínimo de quince años, ver gráfico 1.4.

La PSE es un instrumento de planeación indicativa que ofrece información confiable de la situación actual a nivel nacional, y presenta un ejercicio de la expansión del SEN prevista en nuestro país durante los próximos quince años, tomando en cuenta los requerimientos técnicos y económicos del SEN para servir como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas que requiere el país. Esta Prospectiva contiene información histórica de los últimos 10 años y presenta un diagnóstico del SEN al cierre del año previo a su elaboración, por último, muestra un ejercicio prospectivo que toma como base el ejercicio presentado en el PRODESEN 2023-2037 manteniendo así la coordinación de los instrumentos de planeación nacional.



GRÁFICO 1. 4. FUNDAMENTO NORMATIVO PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Ley Orgánica de la administración Pública Federal, Artículo 33.

Fracción I

- Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia.

Fracción V

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

Fracción XXI

- Requerir la información necesaria para el desarrollo de sus funciones a órganos desconcentrados, órganos reguladores coordinados, entidades paraestatales y empresas productivas del Estado y en general, a toda persona física o moral que realice cualquiera de las actividades a que se refieren la Ley de Hidrocarburos, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear y la Ley de la Industria Eléctrica.

Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, Artículo 24.

Fracción III

- Coordinar y, en su caso, desarrollar y elaborar la planeación integral de mediano y largo plazos del sector energético y su seguimiento estadístico, con la participación de las unidades administrativas de la Secretaría, de las entidades y de las empresas productivas del Estado, y fungir como enlace al interior de la misma con las dependencias de la Administración Pública Federal y empresas del sector privado relacionado, en los asuntos de política energética del país y los relativos al Plan Nacional de Desarrollo.

Fracción XIV

- Elaborar y someter a la aprobación del superior jerárquico, los proyectos de documento de prospectiva a mediano y largo plazos del sector energético, que incluya electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo, petróleo y petrolíferos, con un horizonte de planeación mínimo de quince años.

Fracción XV

- Coordinar con las unidades administrativas de la Secretaría, las entidades del sector y empresas productivas del Estado, la elaboración y publicación de documentos de planeación y prospectiva.

Fuente: Elaborado por SENER.



CAPÍTULO 2. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2012-2022

El sector eléctrico se ha transformado acorde a la tendencia mundial ante los crecientes esfuerzos por reducir el consumo de combustibles fósiles, acontecimientos geopolíticos con impacto en el sector energético, avances tecnológicos y las diferentes necesidades energéticas del país, dado el crecimiento continuo del consumo de energía eléctrica provocado, entre otras razones, por el dinamismo económico. Dicho lo anterior y ante la amenaza del cambio climático se dio pie a un nuevo pacto entre todos los países para impulsar una Transición Energética, reducir la huella de carbón y cambiar la matriz energética mundial basada en hidrocarburos, hacia energías limpias, especialmente en la generación de energía eléctrica.

Este proceso se lleva a cabo en función de los recursos disponibles en cada país, lo que conlleva una estrategia para desincentivar el uso de hidrocarburos y el consiguiente fortalecimiento de la industria eléctrica, con una mayor apertura a nuevas tecnologías de bajas emisiones. Esto no solo será posible a través del incremento en la generación de electricidad mediante energías renovables y limpias, sino también mediante una mayor eficiencia energética, menor intensidad energética, y la reducción paulatina en el consumo de combustibles fósiles del parque de generación eléctrica, para lograr la reducción de GEI y salvaguardar la seguridad y confiabilidad del SEN.

Este capítulo contiene información histórica que muestra de manera general el comportamiento del sector eléctrico y un diagnóstico de este al cierre del año 2022, así como la descripción de las principales variables que intervienen en el sector, como el incremento de usuarios, consumo y demanda de energía eléctrica, infraestructura y generación de energía eléctrica en los últimos diez años. Cabe destacar que el SEN es un sistema integrado que da servicio a 47.4 millones de usuarios⁸ en aproximadamente dos mil millones de kilómetros cuadrados.

2.1. ENTORNO ECONÓMICO

El sector energético y la actividad económica están estrechamente relacionados, dado que la energía es el principal insumo que permite mover todos los sectores productivos, por lo que se tiene mucha incertidumbre respecto a una recuperación en la economía mundial ante la crisis económica derivada de la pandemia de COVID-19 y el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania; lo cual ha implicado una desaceleración del PIB al registrar un incremento de 3.1 %⁹ respecto al año anterior.

Esto como resultado de la reapertura de las actividades económicas y la interrupción de las cadenas de suministro, elevando los precios de la energía y los alimentos, registrando una inflación para 2022 que se encuentra en sus valores máximos en los últimos diez años¹⁰, provocando que las políticas monetarias y fiscales se vuelvan más restrictivas.

⁸ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037 (PRODESEN 2023-2037), Capítulo 3, (<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Capitulo3.pdf>)

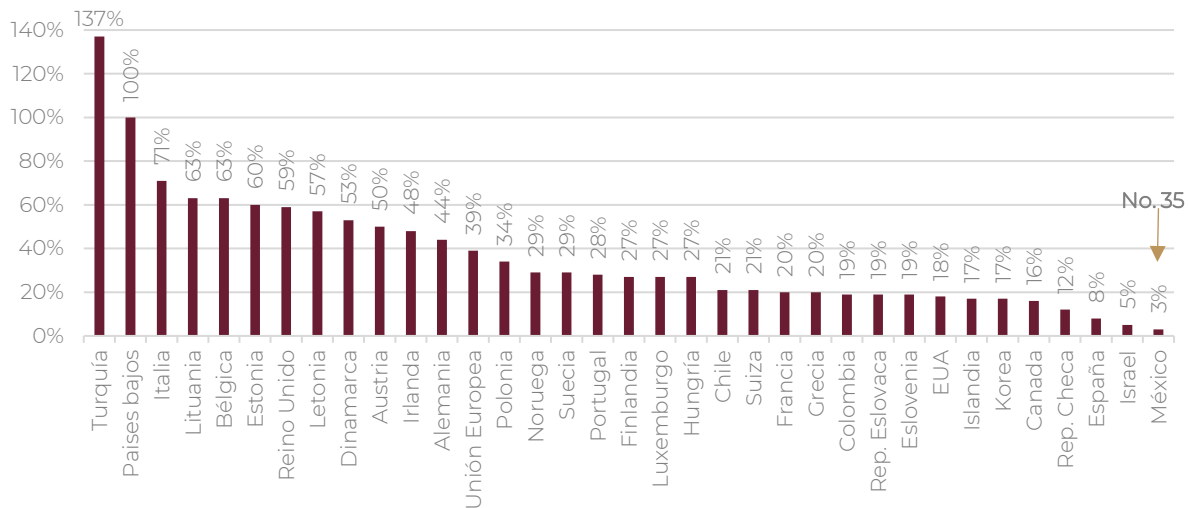
⁹ Banco Mundial, noviembre 2023, (<https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>).

¹⁰ Banco Mundial, noviembre 2023, (<https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?end=2022&start=1961&view=chart>)



De acuerdo con el reporte de Eficiencia Energética 2022 de AIE¹¹, en la Unión Europea, los precios al consumidor de la energía de enero de 2021 hasta octubre de 2022 aumentaron 39 %, y se estima que alrededor de una cuarta parte de los hogares viven en pobreza energética, donde los grupos vulnerables son los más expuestos y suelen vivir en edificios más antiguos y de peor calidad, utilizando electrodomésticos menos eficientes y vehículos más antiguos con niveles de rendimiento energético más bajos, mientras que en México -de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE)- este incremento fue de 3%, situándose en el lugar 35 y como el país con menor impacto inflacionario de entre los miembros de la AIE, ver gráfico 2.1

GRÁFICO 2.1. VARIACIÓN INTERANUAL DE LA INFLACIÓN MUNDIAL DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA



Fuente: Elaborado por SENER con información de la AIE.

Por otro lado, en 2022 el PIB en México tuvo un crecimiento anual de 3.9 %¹², se muestra un comportamiento similar con el consumo neto y la demanda máxima de energía eléctrica, donde se registraron tasas medias de crecimiento anual de 1.3 %, 2.2 % y 2.3 %¹³ respectivamente durante el periodo 2013-2022. En este contexto es necesario tomar en cuenta el avance en la eficiencia energética, pues ésta podría provocar un distanciamiento entre el consumo de energía eléctrica y el crecimiento económico; tal situación se debe a que, a mayores niveles de eficiencia, el consumo de combustibles es relativamente menor a la generación de energía eléctrica, llevando a una reducción en los costos de generación y, por ende, a un menor impacto sobre el PIB¹⁴, ver gráfico 2.2.

¹¹ Agencia Internacional de Energía, Eficiencia Energética 2022, (<https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022/executive-summary>)

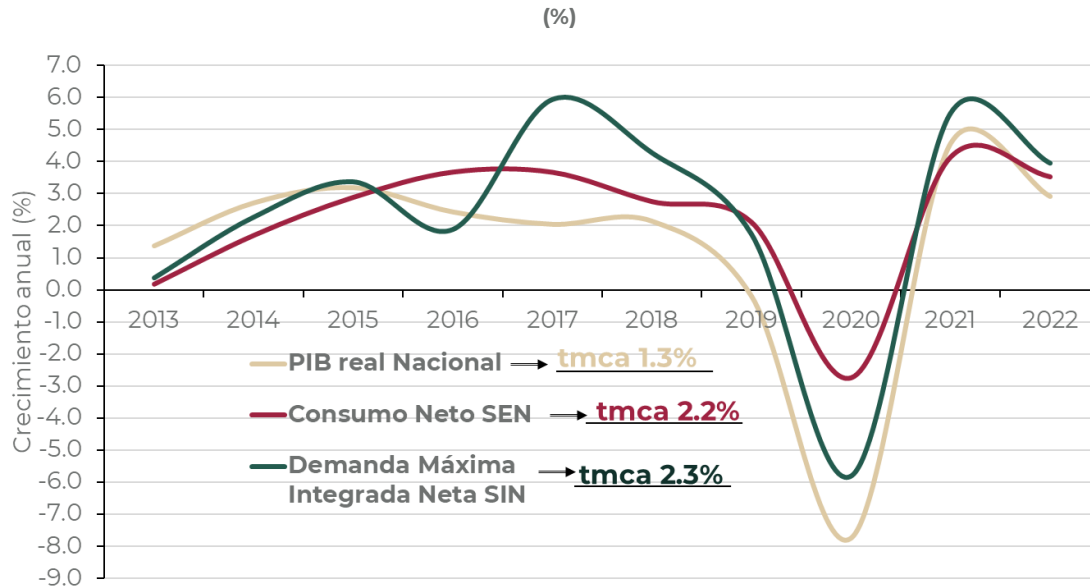
¹² Valores a precios de 2018.

¹³ PRODESEN 2023-2037.

¹⁴ De acuerdo con la IEA, una mayor eficiencia energética reduce el consumo de energía, por lo cual los ahorros de energía de las acciones de eficiencia pasadas están reduciendo las facturas de energía en USD 680 mil millones en los países de la IEA, representando alrededor del 15 % de la factura energética total de 2022, International Energy Agency (IEA), Energy Efficiency, (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/7741739e-8e7f-4afa-a77f-49dadd51cb52/EnergyEfficiency2022.pdf>)



GRÁFICO 2. 2. CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB, EL CONSUMO NETO Y LA DEMANDA MÁXIMA NETA INTEGRADA DEL SIN 2013-2022



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

De acuerdo con el gráfico 2.2, la tendencia que se presenta en ambas variables es similar, con una caída considerable en 2020 explicada principalmente por el cierre de actividades económicas tras la pandemia, y se muestra una ligera recuperación para 2021 debido a la apertura paulatina de las diversas actividades económicas del país. Sin embargo, a pesar de ello, se ve reflejada una desaceleración entre el consumo de energía eléctrica y una caída en el PIB para el año 2022, confirmando la relación entre el consumo eléctrico y la variabilidad del sector económico.

Mientras que la inflación anual en 2022 tuvo un comportamiento al alza, pasando de 7.07 % en enero a 7.82 % en diciembre, mostrando un incremento de 0.75 puntos porcentuales según datos de INEGI¹⁵, sin embargo, dicho crecimiento es mucho menor con respecto al de 2021 que registró una inflación de 3.54 en enero para alcanzar los 7.36 puntos porcentuales en diciembre, lo que significó un incremento de 3.82%. Como se mencionó anteriormente, este tipo de incrementos se han manifestado en todo el mundo.

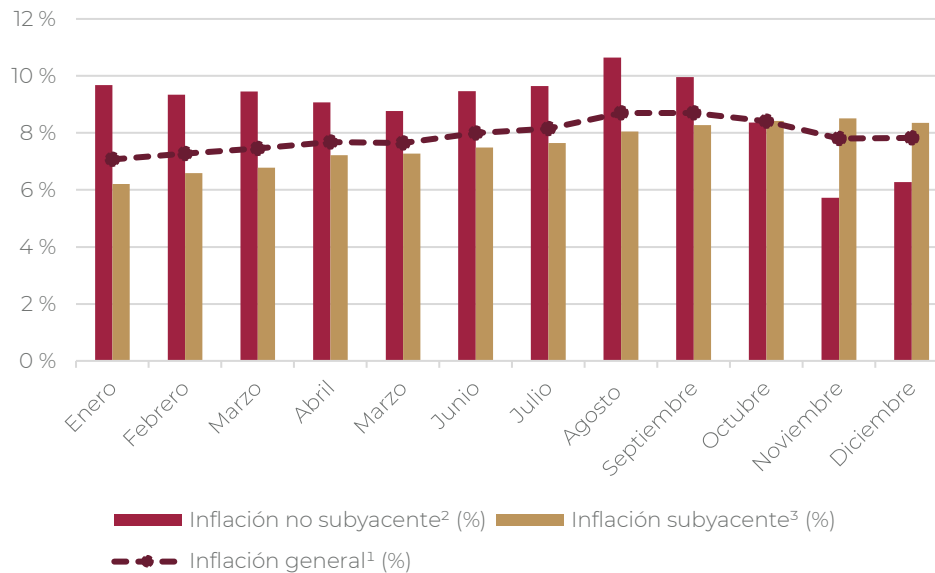
Lo anterior ha impactado en el comportamiento de la actividad económica, así como al mismo sector energético por medio de incrementos en los precios. En México los precios al consumidor de los energéticos se han determinado por las acciones llevadas a cabo por el gobierno mexicano, mostrando una reducción en la variación anual de los precios de la electricidad de 11.25 % a 7.99 % entre el tercer y cuarto trimestre de 2022, dicho desempeño se explica por la disminución en los costos de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica y su influencia en la reducción de las variaciones anuales de las tarifas domésticas de alto consumo (DAC)¹⁶, ver gráfico 2.3.

¹⁵ INEGI, (<https://www.inegi.org.mx/temas/inpc/>)

¹⁶ Compilación de Informes trimestrales correspondientes al año 2022, Banco de México, (<https://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-prensa/informes-anuales/%7BF8453A7E-6723-DAA6-FD40-E2D25E55D963%7D.pdf>).



GRÁFICO 2. 3. EVOLUCIÓN DE LA INFLACIÓN MENSUAL ANUALIZADA 2022



1.- La inflación general está integrada por la inflación subyacente y no subyacente.

2.- La inflación no subyacente se compone de los bienes y servicios cuyos precios no responden directamente a condiciones de mercado, sino que se ven altamente influenciados por condiciones externas como clima o regulación del gobierno.

3.- La inflación subyacente se compone de bienes y servicios para los cuales la variación de sus precios responde principalmente a condiciones de mercado.

Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI.

De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), la actividad económica registró un crecimiento anual de 3.95 % en 2022 con respecto al año anterior, alcanzando el segundo mayor crecimiento de los últimos diez años, justo después de lo registrado en 2021 con 5.74 % como efecto de la contingencia sanitaria tras la reapertura de las actividades económicas.¹⁷

2.2. INTEGRACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El SEN está integrado por cuatro sistemas aislados correspondientes a Baja California (BC), Baja California Sur (BCS), Mulegé (MLG) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN). El SIN es el sistema más grande debido a que está compuesto de siete Gerencias de Control Regional (GCR) interconectadas entre sí para compartir recursos y reservas de capacidad; esto permite el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable ante la diversidad de demandas y situaciones operativas, ver mapa 2.1.

¹⁷ INEGI, Banco de Información Económica (BIE), (<https://www.inegi.org.mx/app/indicadores/?tm=0#D733855#D733671>)

MAPA 2. 1. GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL DEL SIN Y SISTEMAS AISLADOS



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La operación del SEN la ejerce el Estado a través del CENACE de conformidad con el artículo 108 de la LIE, donde se establecen las atribuciones para determinar los actos necesarios para mantener la Seguridad de Despacho, Confiabilidad, Calidad y Continuidad del SEN que deban realizar los participantes del mercado, transportistas y distribuidores. Cada GCR y sistema está bajo la responsabilidad de nueve centros de control ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y Santa Rosalía Baja California Sur para el sistema Mulegé.

El SIN es el principal sistema eléctrico del país que abarca geográficamente desde Puerto Peñasco, Sonora hasta Cozumel, Quintana Roo cubriendo una mayor extensión del territorio mexicano, sin embargo, cada sistema aislado también cubre determinadas regiones, como el sistema de BC que cubre las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali y San Luis Río Colorado, el sistema BCS que se extiende desde Loreto hasta los Cabos y por último el pequeño sistema de Mulegé que abarca desde las comunidades del municipio de Mulegé al norte de Baja California Sur hasta la localidad de Bahía de los Ángeles.

2.3. USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

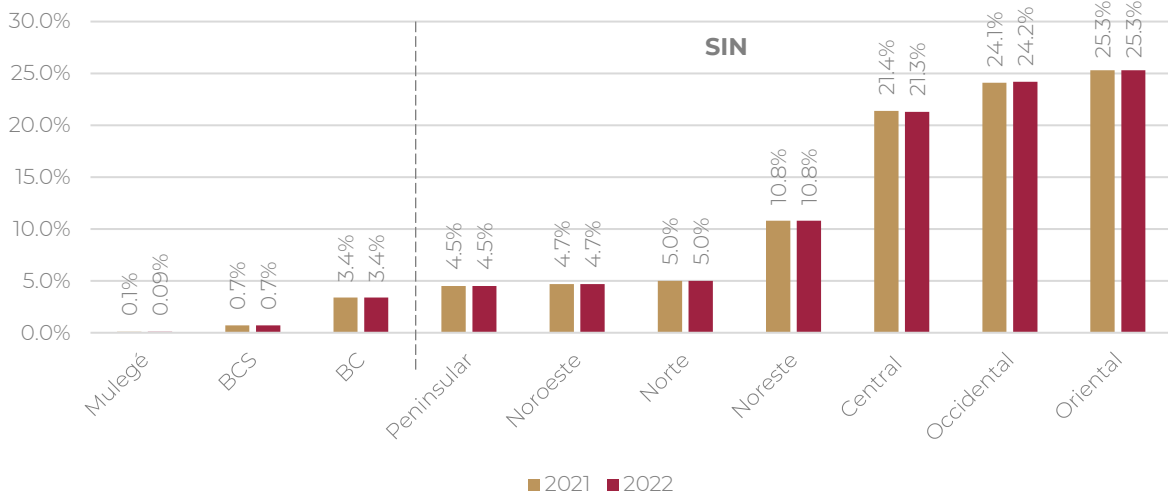
Uno de los objetivos principales de la nueva política del Estado mexicano, es llevar la energía eléctrica a todos los habitantes del país incorporando poblaciones y comunidades aisladas que aún carecen de ella, impulsando el desarrollo sostenible de fuentes de energía alternativas de acuerdo con el PND 2019-2024. Al cierre del año 2022 se tiene un registro de 47.4 millones de usuarios, que representa un incremento de 1.7 %¹⁸ respecto al 2021, donde el SIN es el sistema que concentra el 95.8 % de participación con 45.4 millones de usuarios, siendo las GCR con

¹⁸ La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo.



más participación la Oriental, Occidental y Central con el 25.30 %, 24.20 % y 21.30 % respectivamente, por otro lado, la GCR Peninsular solo cuenta con el 4.5 %, equivalente a 2.13 millones de usuarios, posicionándose como la gerencia con menos usuarios, ver gráfico 2.4.

GRÁFICO 2. 4. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE USUARIOS POR GCR/SISTEMA 2021 Y 2022



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037 y PRODESEN 2022-2036.

En cuanto a los pequeños sistemas, Baja California (BC) cuenta con 1.61 millones de usuarios, representando un 3.4 % del total, Baja California Sur (BCS) y Mulegé con 0.3 y 0.03 millones de usuarios respectivamente con una participación de 0.7 % y 0.09 %. En cuanto a los usuarios por sector, se registró que para el 2022 los sectores con mayor crecimiento fueron la Empresa Mediana y el Residencial con crecimientos de 2.3 % y 1.7 % respectivamente.

2.3.1. LIQUIDACIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

De acuerdo con el artículo 108, fracción IV, VI y VII, de la LIE, el CENACE está facultado para ejercer el control operativo del SEN y la operación del MEM, así como recibir las ofertas y calcular los precios de energía eléctrica y productos asociados que derivan del MEM para facturar, procesar o cobrar los pagos que correspondan a los integrantes de la industria eléctrica.

Conforme a lo anterior, los costos de la energía en el MEM se calculan para cada hora del día de operación y NodoP¹⁹, CENACE calcula los Precios Marginales Locales²⁰ (PML) y los Precios en Nodos Distribuidos²¹ del Mercado del Día en Adelanto y sus componentes: energía, congestión y pérdidas, así como para cada zona de reserva

¹⁹ Corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red y en él se modela una inyección o un retiro físico de energía, Página oficial CENACE, (<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>).

²⁰ Precios Marginales Locales MDA, definidos como los precios de la energía eléctrica en NodosP determinados del Sistema Eléctrico Nacional, Página oficial CENACE, (<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMDA.aspx>).

²¹ Precios en Nodos Distribuidos MDA, definidos como los precios medios ponderados en cada Zona de Carga, *Ibidem*.

calcula los Precios de Servicios Conexos²², obteniendo un costo por la energía demandada en el MEM. Las liquidaciones se llevan a cabo por el CENACE a los Participantes del Mercado para los diferentes tipos de cargos incluidos en el Mercado del Día en Adelanto, en el Mercado de Tiempo Real, en el Mercado para el Balance de Potencia, en el Mercado de Certificados de Energías Limpias, así como en los servicios regulados por la Comisión Reguladora de Energía y otros cargos, costos, ingresos y créditos establecidos en las Reglas del Mercado.

2.3.2. ESQUEMA TARIFARIO Y VENTAS DE SUMINISTRO BÁSICO

De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, son áreas estratégicas donde el Estado mantendrá su titularidad tomando el Suministro Básico como una actividad prioritaria para el desarrollo nacional, siendo la CRE quien determina las tarifas finales de Suministro Básico para la empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos mes a mes, donde se presentan los precios máximos de las tarifas tomando en cuenta los componentes que integran el esquema tarifario vigente como las tarifas reguladas²³ y los cargos variables²⁴ según la división tarifaria correspondiente, ver tabla 2.1.

TABLA 2. 1. ESQUEMA TARIFARIO VIGENTE

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

1.-En la tercera columna se muestran las categorías tarifarias del esquema anterior de CFE, que se corresponden con cada una de las categorías tarifarias establecidas en el presente Acuerdo.

Fuente: Elaborado por SENER con información del acuerdo A/058/2017

Para 2022 las ventas de energía del Suministro Básico fueron de 214,594 GWh, incrementando 3.9 % respecto al año anterior como resultado de la recuperación económica paulatina tras la pandemia de COVID-19 y las variaciones mínimas tarifarias. De acuerdo con lo anterior y para tener un mayor control y visión del comportamiento del consumo final de energía eléctrica, se tienen cinco sectores tarifarios principales: Doméstico, Comercial, Servicios, Agrícola e Industrial.

²² Precios de Servicios Conexos MDA, definidos como los precios asociados a los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad, *Ibidem*.

²³ Costos determinados para Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico y Servicios conexos no MEM, CFE, (<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Acuerdos/AcuerdosNegocio.aspx>)

²⁴ Costos por Energía y Capacidad, *Ibidem*.

En 2022 la participación del sector Industrial en las ventas de energía eléctrica de Suministro Básico fue de 51.69 %, seguido del sector Doméstico con 32.89 %, mientras que el sector con menor participación fue el de Servicios con 1.82 %, seguido del Sector de Agrícola con 6.6 %, sin embargo, es importante resaltar que los sectores Industrial y Doméstico cubren el 84.58 % de participación en la ventas anuales de energía eléctrica, dejando una participación mínima al resto con 15.41 %, ver tabla 2.2.

TABLA 2.2. VENTAS ANUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE SUMINISTRO BÁSICO POR SECTOR TARIFARIO (GWh)

SECTOR TARIFARIO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% PARTICIPACIÓN 2022	VARIACIÓN 2021 A 2022
Comercial	13,960	14,810	15,348	14,897	15,630	15,233	13,745	14,110	15,008	6.99%	6.36%
Industrial	121,130	122,377	127,870	124,733	125,806	122,411	105,872	105,595	110,926	51.69%	5.05%
Agrícola	10,028	10,059	11,328	11,579	10,997	12,455	14,009	13,509	14,159	6.60%	4.81%
Doméstico	53,914	55,986	58,368	59,153	61,468	64,671	68,977	69,462	70,590	32.89%	1.62%
Servicios	8,984	8,969	5,158	4,948	4,181	4,160	3,961	3,865	3,910	1.82%	1.15%
Total	208,016	212,201	218,072	215,310	218,083	218,930	206,564	206,542	214,594	100.00%	3.90%

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

De acuerdo con la tabla anterior, se observa que tres de los cinco sectores tuvieron un crecimiento considerable respecto a lo registrado en 2021, donde el sector con mayor incremento fue el Comercial con 6.36 %, seguido del Industrial y Agrícola con 5.05 % y 4.81 % respectivamente, por otro lado, los sectores que mostraron un crecimiento más discreto fueron el Doméstico y Servicios con 1.62 % y 1.15 % respectivamente.

2.4 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo neto de energía eléctrica se obtiene de la integración de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, autoabastecimiento remoto, importación, pérdidas de energía eléctrica, usos propios del Distribuidor y Transportista.

Durante el periodo de 2019 al 2022 el consumo neto del SEN presentó una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.53 %, donde las GCR con un mayor incremento durante este tiempo, fueron la Noreste con una tmca de 2.33 % seguido de Noroeste y Occidental con 1.90 % y 1.78 % respectivamente. Por otro lado, la región Central, registró una contracción de 0.61 % durante el periodo referido, como consecuencia de la pasada contingencia de COVID-19 y la lenta recuperación del dinamismo económico del país. Cabe mencionar que el sistema con mayor crecimiento fue BC con una tmca de 4.73 %, seguido de BCS y MUL con 3.02 % y 2.36 % respectivamente, siendo el SIN el que registro un menor aumento con 1.37 %, sin embargo, es importante destacar que este sistema tiene la mayor participación del consumo neto con el 94.20 % en 2022, ver tabla 2.3.



**TABLA 2. 3. CONSUMO NETO DEL SEN 2019-2022
(GWh)**

REGIÓN O SISTEMA	2019 ¹	2020	2021	2022	TMCA
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	318,757	311,604	322,552	333,662	1.53%
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	301,779	294,166	304,034	314,317	1.37%
Baja California (BC)	14,130	14,683	15,541	16,233	4.73%
Baja California Sur (BCs)	2,711	2,608	2,826	2,964	3.02%
Mulegé (MUL)	138	148	150	148	2.36%
Central (CEN)	59,173	56,243	56,862	58,099	-0.61%
Oriental (ORI)	50,839	49,847	52,083	53,321	1.60%
Occidental (OCC)	68,941	67,867	69,893	72,679	1.78%
Noroeste (NOR)	24,321	25,421	25,548	25,735	1.90%
Norte (NTE)	28,416	28,572	28,948	29,735	1.52%
Noreste (NES)	56,258	53,769	57,152	60,277	2.33%
Peninsular (PEN)	13,830	12,447	13,549	14,470	1.52%

1.- Dato recuperado del PRODESEN 2022-2036.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

En 2022 el consumo neto del SEN fue de 333,662 GWh representando un incremento de 3.4 % respecto al año anterior, donde las GCR con mayor incremento fueron la Peninsular y Noreste con tasas de 6.8 % y 5.5 % respectivamente, esto como reflejo de la recuperación gradual de la economía del país tras la contingencia sanitaria que provocó el cierre de algunas actividades productivas en el mundo. Por otro lado, las GCR Noroeste, Central y Oriental tuvieron un crecimiento más discreto con 0.7 %, 2.2 % y 2.4 % respectivamente. Para los sistemas aislados se mostraron incrementos de 4.9 % para Baja California Sur y 4.5 % para Baja California, mientras que Mulegé registro una contracción de 1.4 %, ver tabla 2.4.

TABLA 2. 4. CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2020-2022

	2020		2021		2022		PART. 2022
	GWh	Var. %	GWh	Var. %	GWh	Var. %	
SISTEMA							
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	311,604	-2.2	322,552	3.5	333,662	3.4	
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	294,166	-2.5	304,034	3.4	314,317	3.4	94.20%
Baja California (BC)	14,683	3.9	15,541	5.8	16,233	4.5	4.87%
Baja California Sur (BCS)	2,608	-3.8	2,826	8.4	2,964	4.9	0.89%
Mulegé (MUL)	148	6.8	150	1.9	148	-1.4	0.04%
GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL							
Central (CEL)	56,243	-5.0	56,862	1.1	58,099	2.2	17.41%
Oriental (ORI)	49,847	-2.0	52,083	4.5	53,321	2.4	15.98%
Occidental (OCC)	67,867	-1.6	69,893	3.0	72,679	4.0	21.78%
Noroeste (NOR)	25,421	4.5	25,548	0.5	25,735	0.7	7.71%
Norte (NTE)	28,572	0.5	28,948	1.3	29,735	2.7	8.91%
Noreste (NES)	53,769	-4.4	57,152	6.3	60,277	5.5	18.07%
Peninsular (PEN)	12,447	-10.0	13,549	8.9	14,470	6.8	4.34%

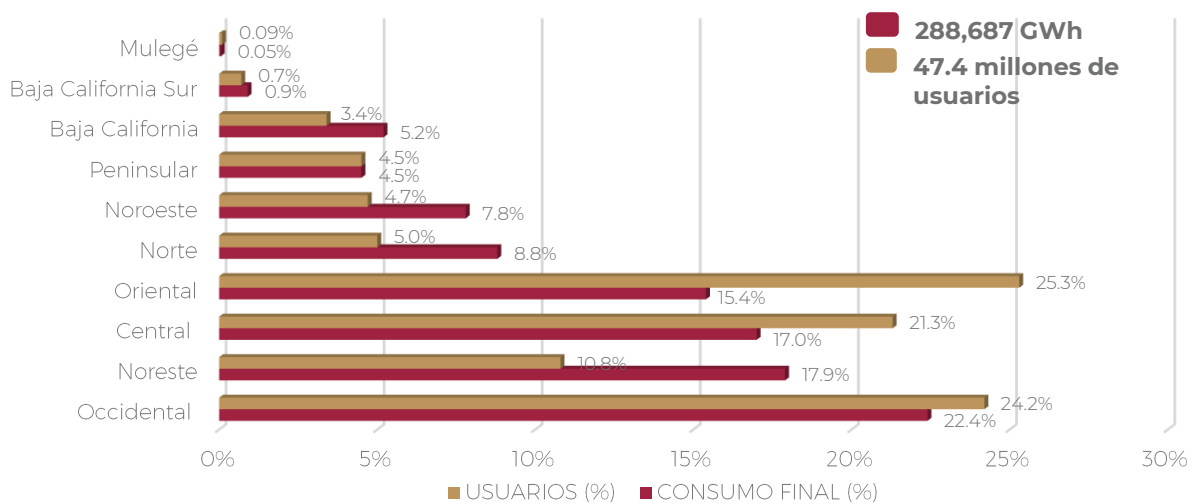
Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.



2.5 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS 2022

El consumo final de energía eléctrica está conformado por la energía utilizada por los Usuarios de Suministro Básico, Suministro Calificado y centros de carga con Autoabastecimiento Remoto, en este sentido, en 2022 el consumo final de energía eléctrica fue de 288,687 GWh, mostrando un incremento de 4.12 % con respecto al 2021, donde, el SIN siendo el sistema más grande del SEN representó el 93.8 % del consumo final registrado en 2022 con 270,788.41 GWh. Las GCR que presentaron una mayor participación fueron la Occidental, Noreste y Central con 22.4 %, 17.9 % y 17 % respectivamente, concentrando poco más de la mitad del consumo final nacional con un 57.3 % en conjunto, mientras que la GCR con menor participación fue la Peninsular con solo el 4.5 %, ver gráfico 2.5.

GRÁFICO 2. 5. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y USUARIOS POR SECTOR DEL SEN 2022



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Por otro lado, los sectores con mayor crecimiento anual fueron el Comercial con 6.1 % y la Empresa Mediana con 6.0 %, seguido del sector Agrícola con 4.8 %; a su vez, los sectores con mayor incremento de Usuarios Finales fueron el sector Empresa Mediana y Residencial con incrementos de 2.3 % y 1.7 % respectivamente.

Cabe destacar que una de las principales variables que afecta directamente al consumo final de energía eléctrica es el crecimiento demográfico, ya que, ante un aumento en la población, existe una demanda mayor de servicios, los cuales requieren de energía eléctrica para llevar a cabo cualquier proceso, dando como resultado un comportamiento muy parecido entre estas dos variables. Sin embargo, existen algunas excepciones donde el consumo final es superior de manera considerable ante la demografía de algunas GCR, esto se debe a las actividades económicas que se realizan dentro de cada una, ya que la presencia de procesos industriales consume una gran cantidad de energía eléctrica como se muestra en las GCR Noroeste, Norte, Oriental, Central y Noreste del gráfico anterior.



2.6 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda máxima integrada del SEN hace referencia al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año, la cual se obtiene al sumar las demandas coincidentes en esa misma hora de los cuatro sistemas que lo integran, en este sentido para 2022 la demanda máxima integrada del SEN registró un valor de 51,108 MWh/h representando un incremento de 6.26 % respecto a lo registrado en 2021 (48,097 MWh/h), siendo el SIN el sistema que concentra el 92.85 % de demanda máxima nacional seguida de BC con 5.96 % y por último BCS y MLG con 1.19 % de participación en conjunto, sin embargo, es importante resaltar que el sistema con mayor incremento anual fue BCS con 6.43 %, seguido por BC con 4.54 % y el SIN con 3.94 %, mientras que MLG se mantuvo estático.

Respecto al crecimiento por región del SIN, en 2022, se observa que la gerencia con mayor crecimiento fue la Peninsular con 7.33 % respecto al año anterior, seguida por la Norte y Noreste con 5.97 % y 5.82 %, mientras que la GCR con menor crecimiento fue la Central con 0.19 % y la Noroeste registró una ligera contracción de 0.02 %, ver tabla 2.5.

TABLA 2. 5. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES DEL SEN 2022

SISTEMAS	DEMANDAS MÁXIMAS ¹		DEMANDAS COINCIDENTES		
	MWh/h	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN	SEN	PARTICIPACIÓN
			MWh/h	MWh/h ²	%
SEN ²	51,108	5.31%			
SIN	47,453	3.94%			
Baja California	3,361	4.54%		3,048	5.96%
Baja California Sur	596	6.43%		579	1.13%
Mulegé	32	0.00%		29	0.06%
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL					
Central	8,466	0.19%	7,812	7,812	16.46%
Oriental	8,203	4.26%	7,250	7,250	15.28%
Occidental	10,537	2.38%	9,673	9,673	20.38%
Noroeste	5,342	-0.02%	5,288	5,288	11.14%
Norte	5,343	5.97%	5,281	5,281	11.13%
Noreste	10,237	5.82%	9,993	9,993	21.06%
Peninsular	2,372	7.33%	2,157	2,157	4.55%

1.- Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.

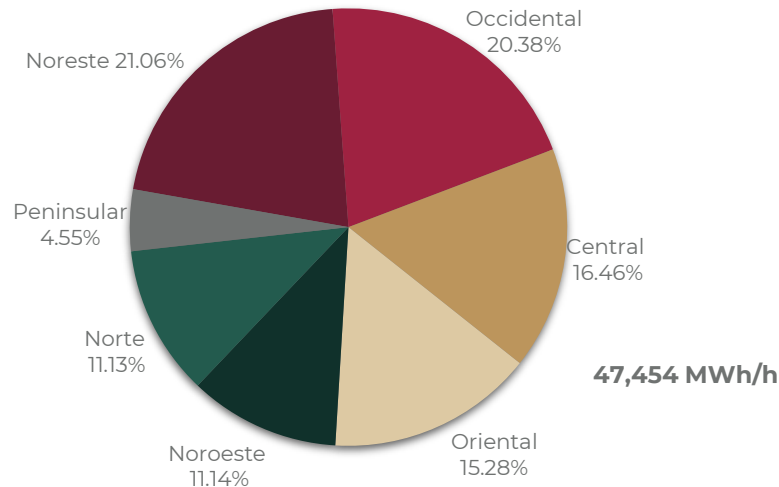
2.- Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Derivado de la tabla anterior se puede observar que la región con mayor participación dentro de la demanda máxima integrada coincidente del SIN es la Noreste con un 21.06 % seguida de la Occidental y Central con 20.38 % y 16.46 % respectivamente, lo que representa una concentración de más de la mitad de la demanda máxima integrada en estas tres regiones, mientras que la región con menor participación es la Peninsular con tan solo un 4.55 %, ver gráfico 2.6.



GRÁFICO 2. 6. PARTICIPACIÓN DE LAS GCR EN LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN 2022



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

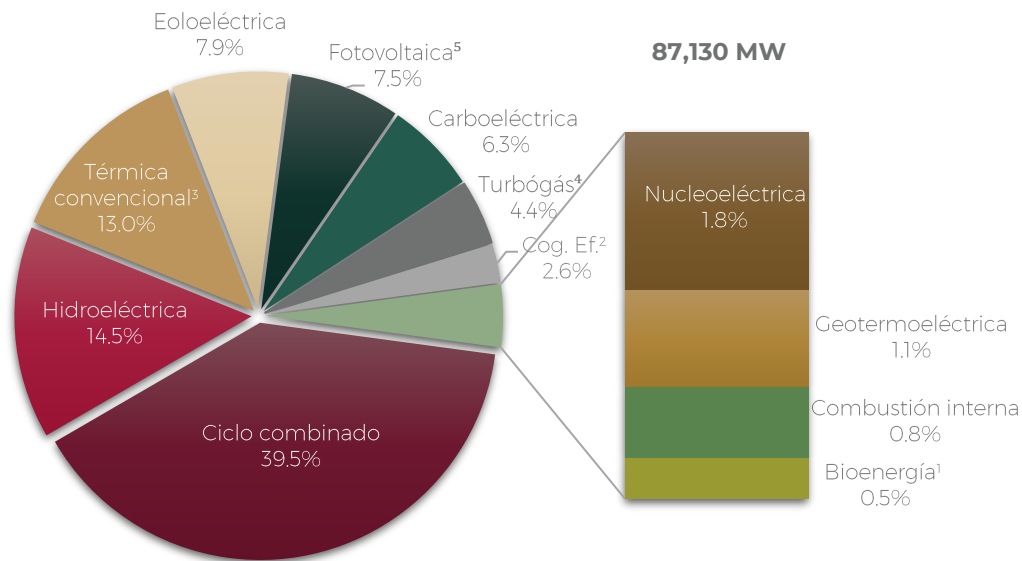
2.7. CAPACIDAD INSTALADA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La capacidad instalada interconectada es la cantidad de potencia en MW que una central eléctrica o unidades de central eléctrica pueden producir energía, en función de las restricciones externas a los elementos y equipos que la componen, así como las capacidades técnicas del sistema como capacidad de interconexión al SEN, congestión de la red, flujos de potencia, etc. Conforme a lo anterior se presenta la capacidad interconectada a la RNT y las RGD de los diferentes permisionarios del sector eléctrico, donde al cierre del 2022 la capacidad entregada a la red fue de 87,130 MW, registrando un crecimiento de 1.14 % respecto a los 86,153 MW registrados en 2021, esto derivado de la adición de 1,485 MW en 2022 con una penetración mayormente de las tecnologías de ciclo combinado con 772 MW y Fotovoltaica (FV) con 580 MW, mientras que la tecnología Térmica convencional tuvo una contracción de 3.82 % puntos porcentuales.

Las tecnologías con mayor participación en la capacidad instalada a la red en 2022 fueron Ciclo Combinado con 39.5 %, Hidroeléctrica con 14.48 % y Térmica convencional con 13.02 %, en tanto que las tecnologías con menor participación fueron la Bioenergía con 0.47 %, Combustión interna con 0.84 % y Geotermoeléctrica con 1.12 %. En cuanto a las Energías Limpias, la capacidad instalada en 2022 fue de 31,369 MW lo que representó un incremento de 1.81 % con respecto a los 30,812 MW de 2021, impulsado principalmente por la adición de capacidad Fotovoltaica. Cabe mencionar que CFE cuenta con el 51.11 % de participación en la capacidad instalada a la red y el 47.10 % de la capacidad instalada de energías limpias.

En cuanto a la capacidad instalada de Energías Limpias, se registró que la tecnología con mayor participación es la hidroeléctrica con 40.21 %. seguida de las tecnologías Eólica y Fotovoltaica con 22.06 % y 20.83 % respectivamente, mientras que las tecnologías con menor participación fueron la Bioenergía con 1.30 % a pesar de mostrar un crecimiento del 8 % respecto al año anterior y la Geotérmica con 3.11 %, ver gráfico 2.7.

GRÁFICO 2. 7. PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022



Notas:

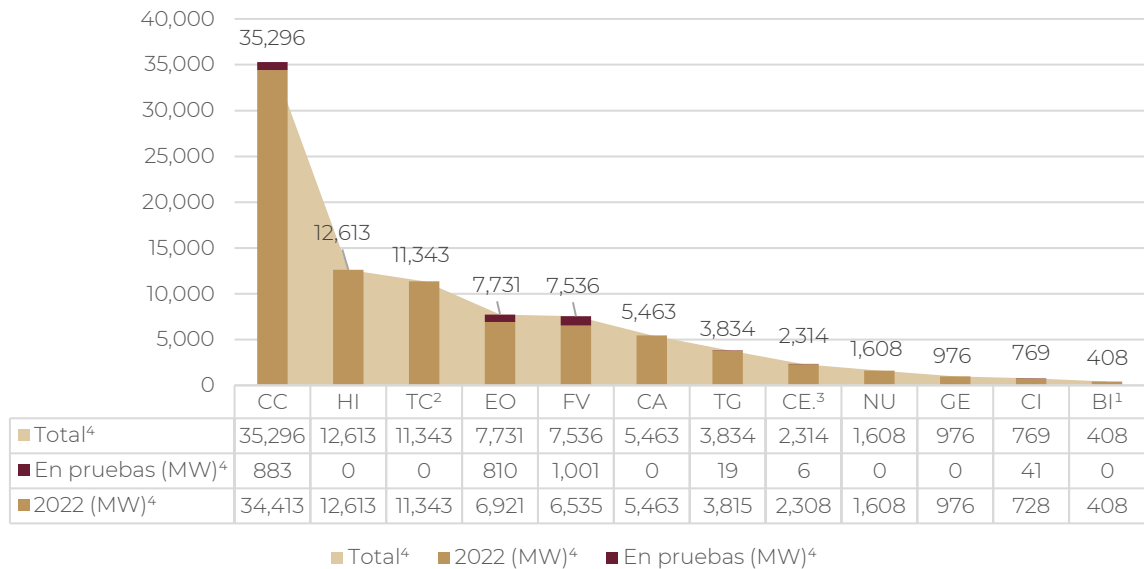
- 1.- Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
- 2.- Con base a la información de 21-mar-2021, se modifican las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente.
- 3.- Incluye Lecho Fluidizado.
- 4.- Incluye plantas móviles.
- 5.- Incluye Híbrido FV-Batería para el 2022.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Al cierre de 2022 se registraron 2,760 MW en pruebas, de los cuales el 65.83 % corresponde a tecnologías limpias encabezadas por centrales Fotovoltaicas con 1,002 MW y Eólicas con 810 MW seguidas por las centrales de ciclo combinado con 883 MW. Si esta capacidad se incluye a la capacidad instalada entregada en 2022, se observa un incremento de 3.17 % al pasar de 87,130 MW a 89,890 MW, donde las tecnologías que mantienen el liderazgo en participación son Ciclo Combinado con 39.27 %, Hidroeléctrica con 14.03 % y Térmica Convencional con 12.62 %.

En cuanto a las Energías Limpias considerando la capacidad en pruebas, se observa un incremento de 0.92 % en la participación total alcanzando un 36.9 % y un crecimiento del 5.79 % en la capacidad limpia, pasando de 31,369 MW a 33,186 MW, donde las tecnologías con mayor participación son la Hidroeléctrica con 38.01 %, Eólica con 23.30 % y Fotovoltaica con 22.71 % derivado de una mayor penetración de energía proveniente del viento y del sol, mostrando un incremento del 11.71 % y 15.33 % respectivamente, ver gráfico 2.8.



GRÁFICO 2. 8. CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD INSTALADA EN PRUEBAS 2022


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

2.- Incluye Lecho Fluidizado.

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

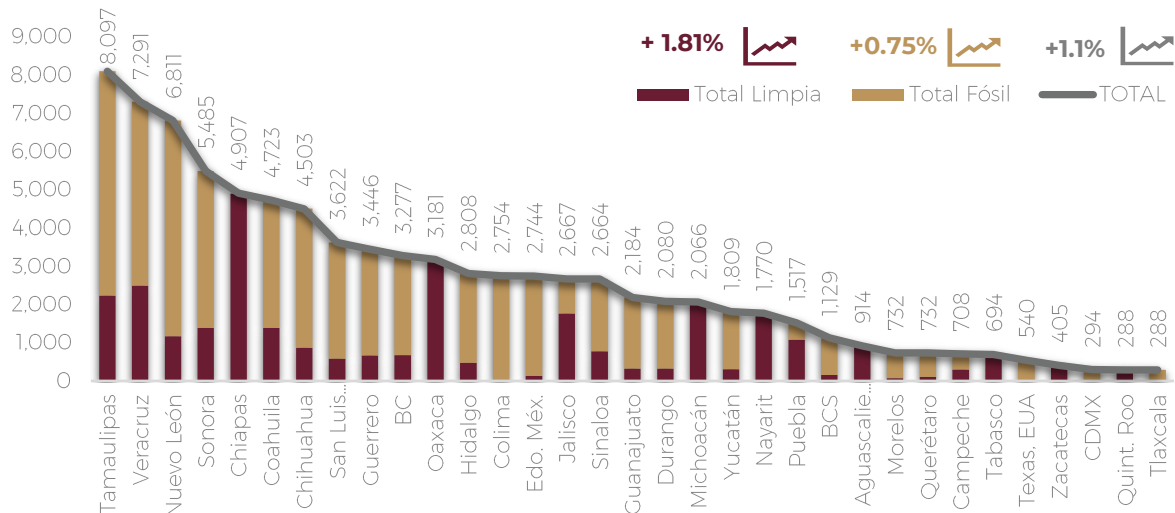
4.- CC: Ciclo Combinado, HI: Hidroeléctrica, TC: Térmica Convencional, EO: Eoloeléctrica, FV: Fotovoltaica, CA: Carboeléctrica, TG: Turbogás, CE: Cogeneración Eficiente, NU: Nucleoeléctrica, GE: Geotermoeléctrica, CI: Combustión Interna, BI: Bioenergía.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Las entidades con mayor crecimiento en capacidad instalada fueron Campeche y Zacatecas con 73.5 % y 58.8 % respectivamente como resultado de adiciones de capacidad Fotovoltaica liderando el crecimiento de capacidad total y de energía limpia del país, por otro lado las entidades con mayor adición de capacidad de tecnologías convencionales fueron San Luis Potosí y Campeche con 20.3 % y 15 % respectivamente, sin embargo, también se observó una contracción en los estados de Nuevo León, Veracruz, Coahuila, Sonora y la importación proveniente de Texas de 8.8 % en conjunto.

De acuerdo con la capacidad instalada a la red del año 2022, los tres estados con mayor capacidad instalada de generación son Tamaulipas con 9.29 %, Veracruz con 8.38 % y Nuevo León con 7.82 %, lo que representa aproximadamente un cuarto de la capacidad total instalada a la red con 25.49 % en conjunto, esto debido a que las tres entidades muestran una concentración mayor de capacidad instalada de Ciclo Combinado, Térmica Convencional y Eólica, mientras que los estados con menor participación son Quintana Roo y Tlaxcala con 289 MW cada uno equivalente a 0.33 %, cabe mencionar que los estados con mayor capacidad instalada de energías limpias son Chiapas, Oaxaca y Veracruz con un total de 10,542 MW en conjunto y representan el 33.60 % de la capacidad instalada limpia total, ver gráfico 2.9.

GRÁFICO 2. 9. CAPACIDAD INSTALADA POR ESTADO Y FUENTE DE ENERGÍA 2022 (MW)

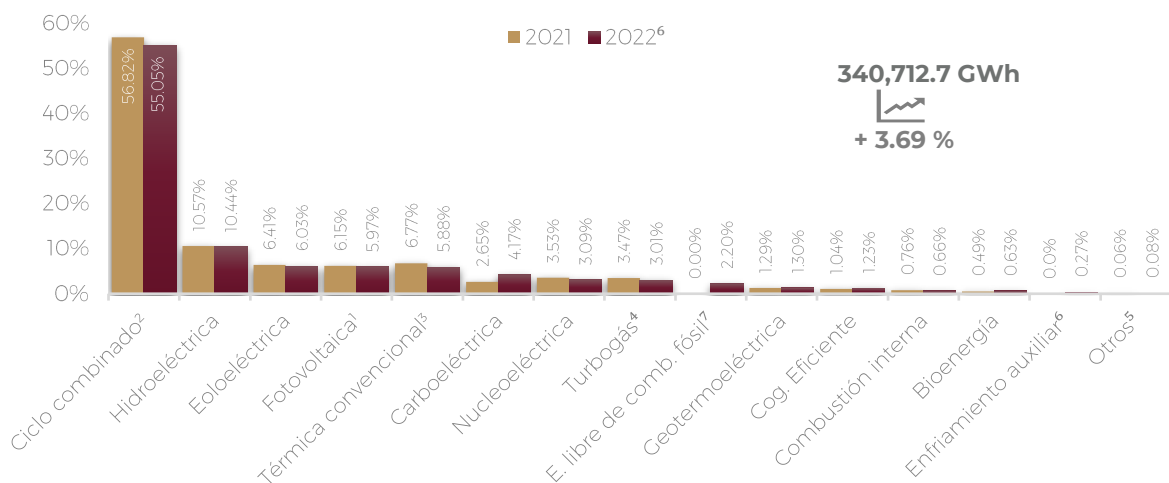


Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

2.8. GENERACIÓN NETA TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Al cierre de 2022 la generación neta total registró un aumento de 3.69 % alcanzando los 340,712.75 GWh, con una mayor participación de las tecnologías de Ciclo Combinado con 55.05 % e Hidroeléctrica con 10.44 %, seguidas de la Eoloeléctrica y Fotovoltaica con 6.03 % y 5.97 % respectivamente, lo que representa el 77.49 % de la generación neta total, mientras que las tecnologías con menor participación fueron Frenos Regenerativos con 0.001 % y la reciente incorporación de bancos de Baterías con 0.003 %. Sin embargo, es importante resaltar que la generación mediante energía limpia tuvo un crecimiento de 9.62 % respecto al año anterior, ver gráfico 2.10.

GRÁFICO 2. 10. GENERACIÓN NETA TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2021-2022 (GWh)

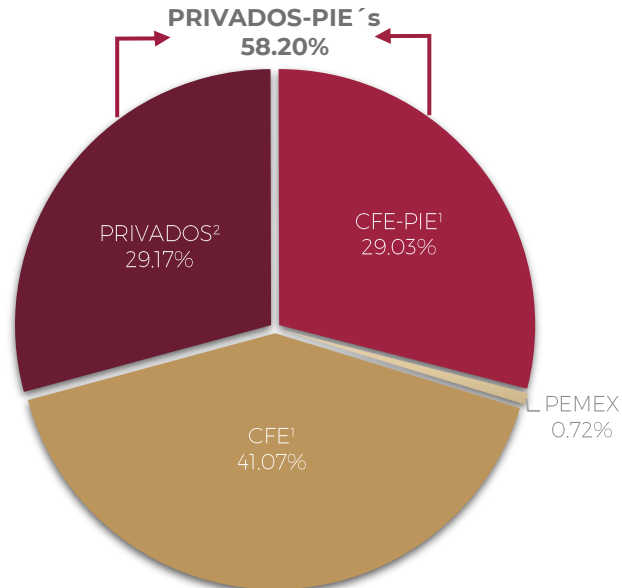


- 1.- Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico, Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de riesgo Compartido (FIRCO) y generación distribuida con valores reales ene-jun 2022 y estimación jul-dic 2022.
- 2.- Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado.
- 3.- Incluye Lecho Fluidizado y Generación de Autoabasto aislado.
- 4.- Incluye unidades móviles y Generación de Autoabasto aislado.
- 5.- Incluye Importaciones, Baterías, Frenos Regenerativos y Cogeneración (Combustión Interna, Térmica Convencional y Turbogás, así como Generación de Autoabasto aislado).
- 6.- Generación neta Enero-Diciembre 2022, con base a la información de CRE y CENACE. Considerando la energía producida por la Centrales Eléctricas de Cogeneración Eficiente con FCEL.
- 7.- Se incluyen las tecnologías consideradas en la Resolución RES/1838/2016 de la CRE publicada en el DOF el 22/12/2016.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

En 2022 se tuvieron incrementos considerables en la generación de energía eléctrica respecto al año anterior, liderado por la generación Carboeléctrica con 63.07 % seguida de Bioenergía con 34.20 % y finalmente Cogeneración eficiente con 23.09 %, por otro lado, las tecnologías que mostraron un incremento menor pero no menos importante son la Ciclo combinado y Fotovoltaica con 0.46 % y 0.73 % respectivamente. Cabe destacar que a pesar de que la CFE cuenta con el 51.11 % de participación en el parque de generación nacional, solo generó el 41.07 % de la energía registrada en 2022, manteniendo un liderazgo del 58.20 % entre los diversos permisionarios privados y los PIE, que si bien éstos son representados por CFE en el MEM dicha generación no le pertenece, ver gráfico 2.11.

GRÁFICO 2. 11. GENERACIÓN NETA EN OPERACIÓN COMERCIAL Y PRUEBAS POR PROPIETARIO 2022



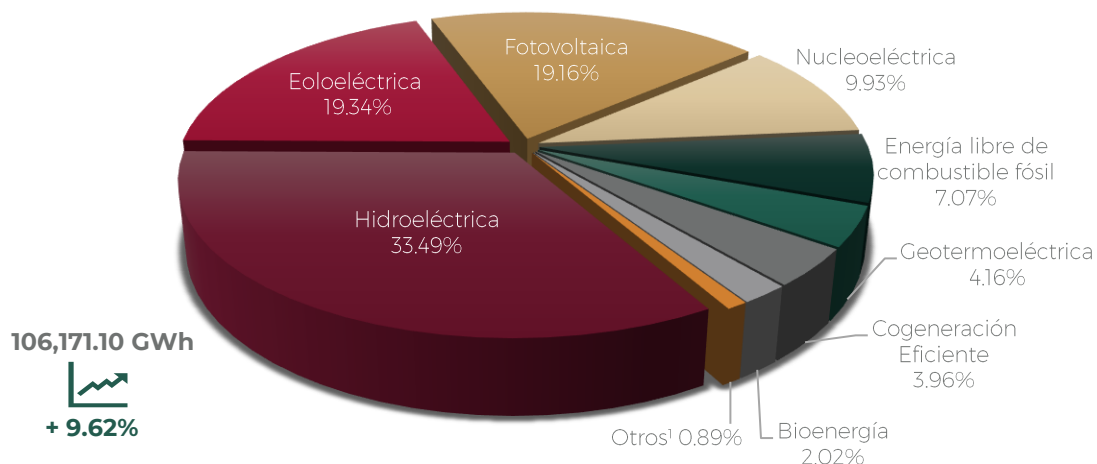
1.- Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

La producción de energía eléctrica limpia total en 2022 tuvo un incremento de 9.62 % respecto al 2021, alcanzando los 106,171.10 GWh equivalente al 31.16 % de la generación neta nacional con crecimientos liderados por centrales con certificación de Cogeneración Eficiente y Bioenergía, donde las tecnologías con mayor participación fueron la Hidroeléctrica, Eoloeléctrica y Fotovoltaica con 33.49 %, 19.34 % y 19.16 % respectivamente, aportando más de la mitad de energía limpia anual con 71.99 % en conjunto. Por otro lado, las tecnologías con menor participación fueron la Energía adicional por enfriamiento auxiliar, Frenos Regenerativos y Baterías con 0.89 % en conjunto, ver gráfico 2.12.

GRÁFICO 2.12. GENERACIÓN NETA TOTAL LIMPIA POR TECNOLOGÍA 2022



1.- Incluye Energía adicional por enfriamiento auxiliar, Baterías y Frenos Regenerativos.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

2.9. RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN

Las líneas de transmisión se dividen en dos clasificaciones principales que incluyen diferentes niveles de tensión, teniendo la transmisión de 161 a 400 kV y transmisión de 69 a 138 kV, donde al cierre del 2022 en la RNT se registraron 110,685 km de líneas, representando un incremento de 0.12 % respecto al 2021 (110,549 km). Las líneas que presentaron el mayor crecimiento al cierre del 2022 fueron en tensiones de 115 kV y 400 kV con una adición de 115 km en conjunto, ver tabla 2.6.

TABLA 2. 6. INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

En 2022 se registró un incremento de 2,000 MVA en los bancos de transformación²⁵ de las subestaciones eléctricas de la RNT y RGD al pasar de 191,138 MVA en 2021 a 193,138 MVA en 2022, equivalente a un incremento de 1.05 %, ver tabla 2.7.

TABLA 2. 7. INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y LAS RGD

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

La infraestructura de la RGD no pertenecientes al MEM registró un total de 59,123 MVA de capacidad instalada en redes de distribución, indicando un aumento de 1,129 MVA equivalente a 1.95 % respecto a los 57,994 MVA de 2021 y para los transformadores en redes de distribución de media a baja tensión incrementaron 34,004 unidades, equivalentes a un incremento de 2.15 %, ver tabla 2.8.

TABLA 2. 8. INFRAESTRUCTURA DE LAS RGD NO PERTENECIENTES AL MEM

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

²⁵ Conjunto de tres transformadores o autotransformadores, conectados entre sí para que operen de la misma forma que un transformador o autotransformador trifásico, Glosario SIE, (https://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf)

2.9.1. PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES

En México al cierre de 2022 se tenía un total de 12 enlaces internacionales con diferentes funciones como enlaces de emergencia, exportación, importación y un caso particular de una central con contrato de interconexión al SIN con modalidad de generador, dichos enlaces se presentan a diferentes niveles de tensión, desde tensiones menores a 69 kV hasta 400 kV.

Conforme a lo anterior, se cuenta con 2 enlaces asíncronos, un transformador variable de frecuencia de 100 MW y dos Back-to-Back con tecnología LCC que operan en paralelo de 150 MW, mientras que en 2017 inició operaciones comerciales una central eléctrica ubicada en Texas, EUA con una capacidad total de 540 MW operando radialmente al SIN entregando la totalidad de su energía al MEM con permiso de Generador al amparo de la LIE. En Baja California se tienen dos Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y una Eólica que operan con permiso de Exportador ubicadas en territorio nacional y conectadas directamente al Western Electricity Coordinating Council (WECC), por último, se cuenta con dos enlaces síncronos entre el Sistema Interconectado Baja California y el WECC operando en 230 kV, ver mapa 2.2.

MAPA 2. 2. CAPACIDADES DE LAS INTERCONEXIONES NACIONALES 2022 DEL SEN



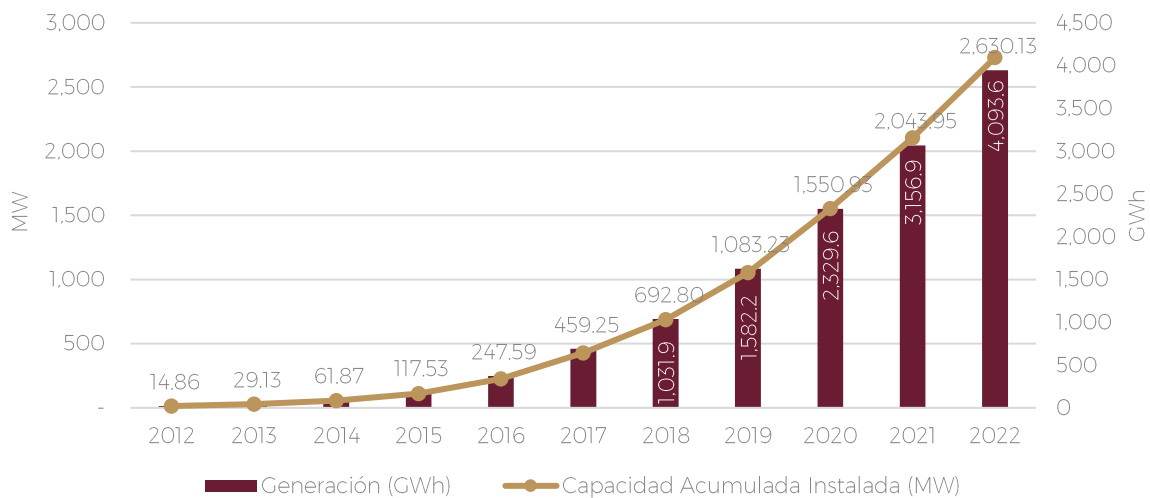
Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037

2.10. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO

La Ley de la Industria Eléctrica, en su artículo 3, fracción XXIII define a la Generación Distribuida (GD)²⁶ como la generación de energía eléctrica que cumple con las características de ser realizada por un generador exento en los términos de la propia LIE y a cualquier central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga. En los términos de las reglas del mercado, esta se refiere a la generación de energía eléctrica de forma local en pequeñas cantidades para autoconsumo, generalmente de Centros de Carga en los sectores residencial, comercial, agrícola y pequeña industria aprovechando los recursos disponibles.

La capacidad instalada de GD en el SEN en 2022 fue de 2,630.13 MW, y en los últimos 10 años ha registrado una tmca de 67.80 %, impulsado principalmente por la penetración de energía Fotovoltaica con una participación de 99.36 % equivalente a 2,613.2 MW, seguida de la Eólica y Bioenergía con 0.64 %. En cuanto a la generación, se observó un comportamiento similar al de la capacidad de GD al presentar una tmca de 69.61 % de 2012 a 2022, con una participación del 98.92 % de la GD Fotovoltaica (GD-FV) equivalente a 4,049.3 GWh y un crecimiento anual del 29.75 % respecto al año anterior, ver gráfico 2.13.

GRÁFICO 2. 13. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL SEN 2012-2022¹



1.- Incluye tecnologías como Bioenergía, Eólica y Fotovoltaica.

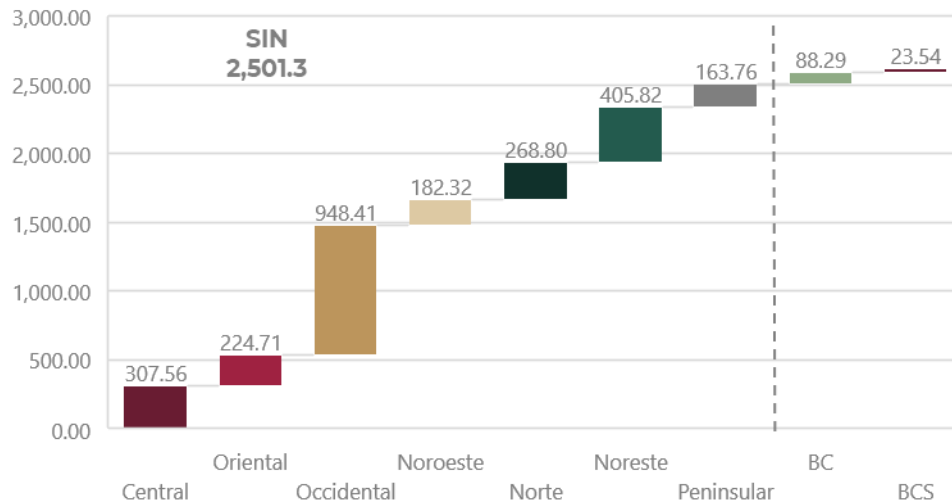
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Como se mencionó, anteriormente la capacidad instalada de la GD-FV ha mantenido continuidad en su incorporación al SEN, manteniendo un crecimiento equilibrado en todas las GCR y sistemas aislados que lo integran, mostrando una tmca desde 81 % para la región con menos penetración, hasta 132.82 % para la región con mayor incremento a lo largo de los últimos 12 años. En 2022 la GCR con mayor participación fue la Occidental

²⁶ Ley de la industria Eléctrica, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>).

con 36.29 %, seguida de la Noreste y Central con 15.53 % y 11.77 % respectivamente, mientras que las regiones con menos participación fueron la Peninsular con 6.27 % y Noroeste con 6.98 %, ver gráfico 2.14.

GRÁFICO 2. 14. DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GD-FV POR REGIÓN 2022



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En cuanto a la generación de energía eléctrica mediante GD se presenta un comportamiento similar a la capacidad instalada acumulada con un crecimiento regional equilibrado al alcanzar los 4,049.31 GWh en 2022 para el SEN, representando un crecimiento de 29.75 % respecto al 2021 y manteniendo la mayor participación en las gerencias Occidental, Noreste y Central con el 64.06 % equivalente a 2,593.81 GWh.

CAPÍTULO 3. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL 2023-2037

Este capítulo presenta información prospectiva del Sector Eléctrico Mexicano en un periodo de quince años, tomando como referencia el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037, el cual es el instrumento que detalla la planeación anual del SEN con un horizonte a quince años y concreta la política energética nacional en materia de electricidad, alineada al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

Con base en lo anterior, se presentan estimaciones a futuro de consumo y demanda de energía eléctrica, así como integraciones de capacidad instalada y generación incorporada al SEN durante los próximos quince años. Todo esto considerando el consumo de combustibles asociados al sector eléctrico y la expansión requerida en las redes de transmisión y distribución que satisfagan las necesidades crecientes de energía eléctrica con fiabilidad técnica y económica.

Cabe destacar que la información contenida en este capítulo tiene como insumo principal los ejercicios presentados en el PRODESEN 2023-2037, ya que de acuerdo con la LIE en su capítulo II, artículo 11, fracción I y XX, la SENER tiene la facultad de establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía



eléctrica, así como dirigir el proceso de planeación, elaboración y autorización del PRODESEN, los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas y los planes de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución.

Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de Energías Limpias²⁷, la SENER desarrolla el PIIRCE, donde se prepara y coordina la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional. El PIIRCE sirve de base para que CENACE esté en posibilidad de integrar los casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT y las RGD, que de acuerdo con el artículo 14 de la LIE, establece que la ampliación y modernización de la RNT y de las RGD se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE, plasmando los aspectos relevantes de dichos programas en el PRODESEN, tomando como base los principios de:

- Procurar la operación del SEN en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad.
- Incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzca el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la Eficiencia, Confiabilidad, Calidad o Seguridad del SEN de forma económicamente viable.
- Se coordina con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
- Incorporar mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

3.1. SUPUESTOS DEL ESCENARIO DE PLANEACIÓN

A lo largo de este apartado se describen de manera breve algunas de las principales variables que afectan el consumo de energía eléctrica, como el crecimiento demográfico ligado directamente a un crecimiento esperado de la economía nacional e internacional, debido al dinamismo en la industria y demás sectores quienes son los consumidores de este energético. De la misma manera se contemplan los componentes de la matriz primaria, como el precio de los combustibles para la generación eléctrica al igual que la disponibilidad de estos a futuro, con el fin de desarrollar los instrumentos de referencia enfocados a la diversificación de la matriz eléctrica y energética para encaminar al país a una soberanía energética y reducir la dependencia extranjera.

3.1.1. ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL 2023-2037

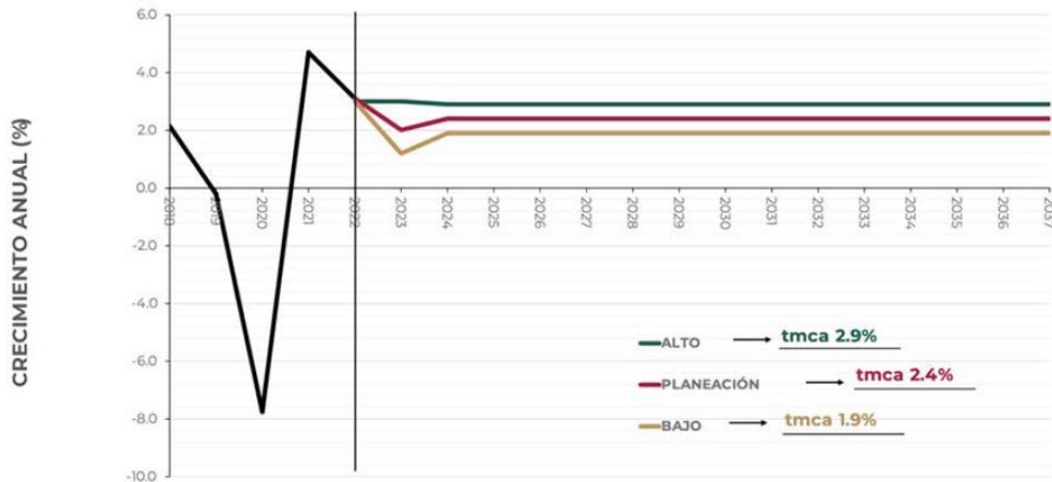
Una de las principales variables que intervienen en el sector energético, es el comportamiento de la economía nacional para una planeación integral del sector eléctrico, ya que se aprecia la evolución de los sectores a nivel nacional y estatal, lo que permite identificar las necesidades energéticas de las diferentes actividades productivas de los sectores económicos, puesto que el dinamismo de éstos es clave para el desarrollo nacional, así como el crecimiento demográfico y la cantidad de usuarios de la industria eléctrica.

El ejercicio del PIB presentado en el PRODESEN 2023-2037 considera un pronóstico de crecimiento esperado para los próximos 15 años, donde el PIB nacional contempla una tmca de 2.9 % para el escenario Alto, mientras que los escenarios de Planeación y Bajo consideran un 2.4 y 1.9 % respectivamente, ver gráfico 3.1. Es importante

²⁷ Ley de Transición Energética, Transitorio Tercero, establece que la Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024.

mencionar que dichas proyecciones fueron estimaciones considerando una recuperación posterior a la pandemia de COVID-19, los efectos inflacionarios y geopolíticos para los tres escenarios.

GRÁFICO 3. 1. ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2023-2037



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

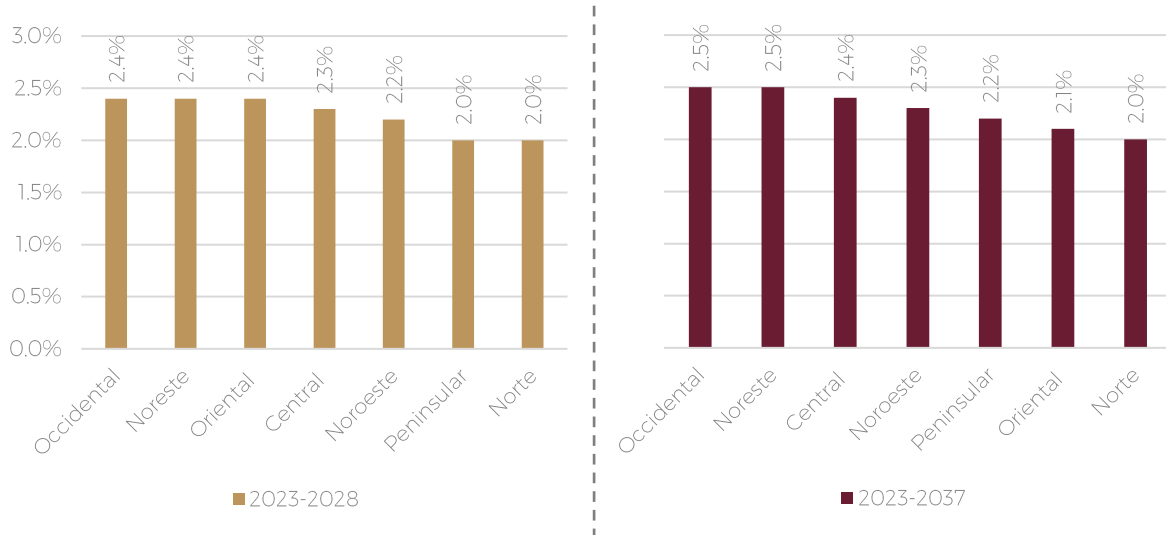
Para el periodo 2023-2037 (Para efectos de este ejercicio, en adelante se toma como base las cifras del escenario de Planeación) se estima que el sector Agrícola tendrá un crecimiento promedio de 2.2 %, el sector Industrial de 2.3 % y el sector Servicios un 2.4 %. Al final del horizonte se espera que la mayor participación en el PIB sectorial la ocupe el sector Servicios con 66.7 %, seguido del Industrial y Agrícola con 29.9 y 3.4 % respectivamente.

Es importante tener una visión de corto y largo plazo del crecimiento económico esperado con la finalidad de elaborar una planeación más efectiva del Sector Eléctrico, por lo que se llevó a cabo un análisis a corto plazo considerando un periodo de 2023 a 2028 (5 años) y a largo plazo de 2023 a 2037 (15 años), donde se espera que para el primer periodo los sistemas que presentan la mayor tmca sean Baja California Sur y Mulegé con 3.6 % cada uno, seguido de Baja California con 3.2 %, siendo el SIN el sistema con menor crecimiento con 2.3 % al igual que el SEN. Para el periodo a largo plazo (2023-2037) se prevé que los sistemas Baja California Sur y Mulegé sigan manteniendo el mayor crecimiento con 3.3 %, seguido de Baja California con 2.7 % y por último el SIN y el SEN con 2.4 % cada uno.

En cuanto al SIN se estima que las GCR con mayor crecimiento a corto plazo sean la Occidental, Noreste y Oriental con 2.4 % seguidas de la Central con 2.3 %, mientras que las regiones con menor crecimiento son la Peninsular y Norte con 2 % cada una; a largo plazo se prevé que las tmca muestren un ligero ajuste manteniendo las GCR Occidental y Noreste encabezando el crecimiento con 2.5 % seguidas por la Central con 2.4 % y teniendo a las regiones Oriental (2.1 %) y Norte (2 %) con menor crecimiento, ver gráfico 3.2.



GRÁFICO 3. 2. TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL SIN A CORTO (2023-2028) Y LARGO PLAZO (2023-2037)



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.1.2. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

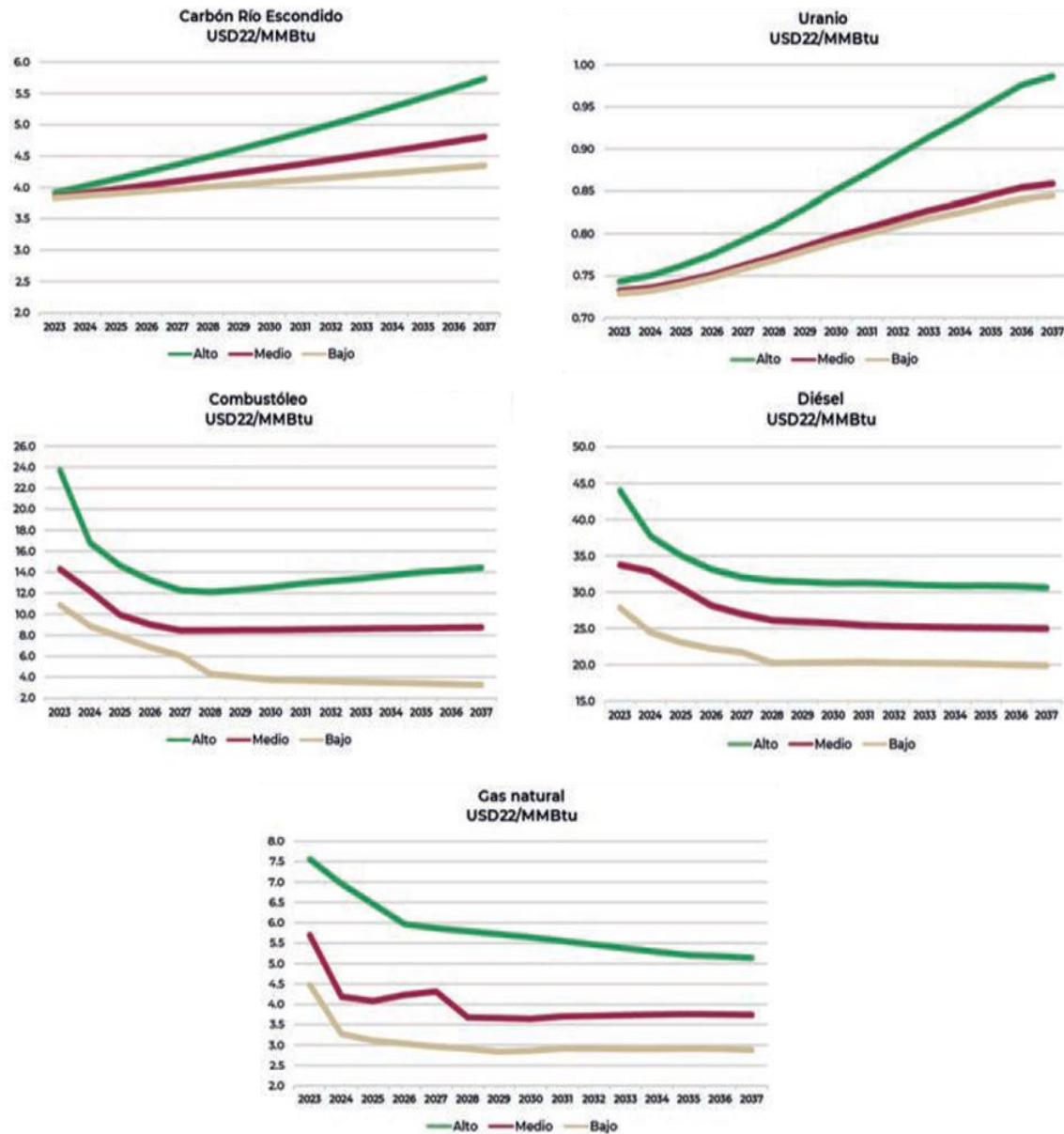
Una variable fundamental para la planeación del Sector Eléctrico es la evolución de los precios en los combustibles, ya que ante cualquier variación existe un impacto considerable en los costos de generación de energía eléctrica de las centrales que los usan como insumo primario, es por ello que se toma como referencia el ejercicio de planeación del PRODESEN 2023-2037, en donde se presenta el comportamiento esperado de combustibles como, gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido para tres escenarios (alto, medio, bajo) de 2023 hasta 2037.

Del gráfico 3.3 se pueden observar los siguientes comportamientos:

- El precio del carbón muestra una tendencia al alza para los tres escenarios con pequeñas variaciones entre 2023 y 2025, donde se comienza a ver una marcada diferencia entre el escenario alto y el medio, mientras que el escenario bajo y medio se mantienen con una diferencia mínima.
- El precio del uranio muestra un comportamiento acelerado de incremento con una marcada diferencia a partir del año 2026 donde se observa una diferencia considerable entre el escenario alto con respecto al escenario medio y bajo que mantienen el mismo comportamiento con una diferencia mínima.
- Se espera que para el precio del combustóleo exista una tendencia a la baja en el precio de este combustible para los tres escenarios, donde el escenario alto se prevé que llegue a su punto mínimo en el 2028 para posteriormente mostrar un incremento paulatino, para el escenario medio se prevé que el precio se mantenga constante a partir del año 2027 y por último para el escenario bajo se mantiene la tendencia a la baja para desacelerar esta tendencia a partir del 2028.
- Para el Diésel se espera una caída considerable hacia el año 2028 en los tres escenarios, manteniendo una tendencia a la baja más discreta hacia el 2037.

- Por último, se espera que el precio del gas natural tenga una caída considerable en 2026 para el escenario alto manteniendo el comportamiento a la baja hacia 2037, mientras que para los escenarios medio y bajo se espera un decremento significativo para el año 2024, mostrando un incremento discreto hacia el final del horizonte para el escenario medio y manteniéndose constante en el escenario bajo.

GRÁFICO 3.3. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO 2023-2037



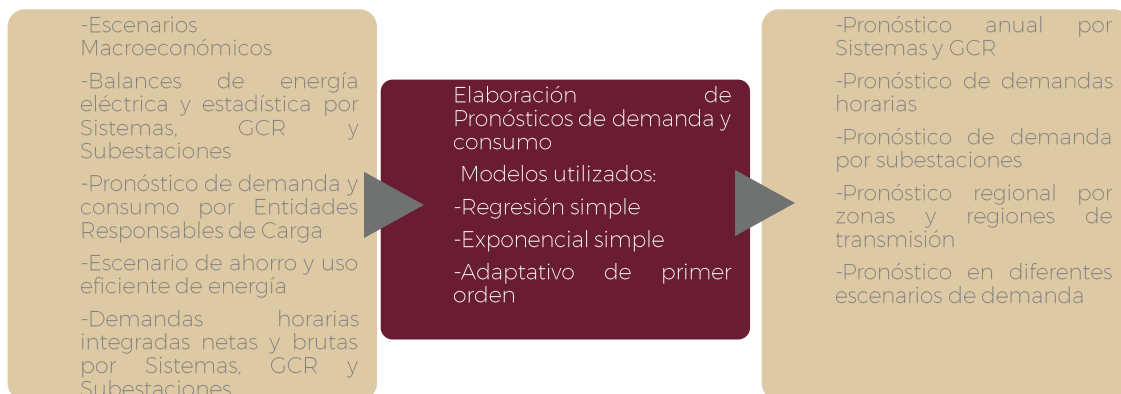
Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.2. COMPORTAMIENTO ESPERADO DE LA DEMANDA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la elaboración del pronóstico de demanda y consumo 2023-2037 se inicia con el balance de energía eléctrica y estadística anual n-1 de las GCR y los sistemas aislados fundamentados en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores teniendo como resultado una aproximación del pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector. Posteriormente se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población y usuarios de la industria eléctrica, precios de los combustibles, entre otros.

También se lleva a cabo el estudio de las demandas horarias por región, demandas máximas integradas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión y el comportamiento histórico de los factores de carga con la finalidad de obtener las estimaciones para la demanda máxima integrada anual, finalmente se obtiene la demanda máxima integrada anual del SIN con base en el valor máximo en una hora específica del año con las demandas coincidentes integradas de las GCR en esa misma hora, ver gráfico 3.4.

GRÁFICO 3. 4. PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA



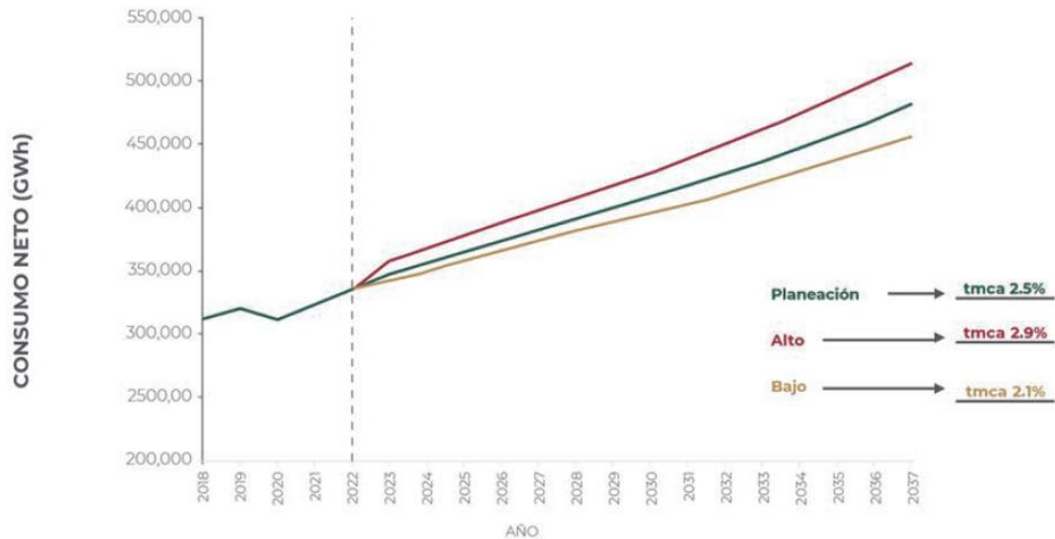
Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.2.1. PRONÓSTICOS DE CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2023-2037

El consumo neto 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 energía eléctrica, los usos propios de los Transportistas, Distribuidores. Como se mencionó anteriormente, para las estimaciones de consumo se consideran los escenarios macroeconómicos 2023-2037, con el fin de disminuir las pérdidas de energía eléctrica en el SEN, el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, así como incrementar la implementación de la electromovilidad y Generación Distribuida. Se estima que el escenario Alto tenga una tmca de 2.9 %, para el escenario de Planeación 2.5 % y 2.1 % para el escenario Bajo, donde el escenario alto muestra un crecimiento marcado desde el 2023, ver gráfico 3.5.



GRÁFICO 3. 5. PRONÓSTICO DE CONSUMO NETO DEL SEN 2023-2037, ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Tomando como referencia el escenario de planeación, el SEN muestra una tmca de 2.5 %, mientras que el sistema que se prevé tenga un mayor crecimiento es el de BCS con 3.5 %, seguido de BC con 3 %, SIN y MLG con 2.4 % cada uno, en cuanto a las GCR que integran el SIN se espera que la región con el mayor incremento sea la Peninsular con 3.6 % seguida por la Noreste con 2.7 % y la Occidental con 2.6 %, mientras que las región que se espera tenga el menor crecimiento es la Central con 1.9 %, ver tabla 3.1.

TABLA 3. 1. PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN POR GCR 2023-2037, ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.



De acuerdo con el escenario de planeación se presenta la evolución de consumo neto de energía eléctrica esperado de 2023 a 2037, donde se espera que el SEN tenga un crecimiento de 38.13 % pasando de 347,485 GWh en 2023 a 479,987 GWh en 2037. El sistema que se espera muestre un mayor crecimiento de consumo neto al final del horizonte es BCS con 55.64 % seguido de BC con 48.08 %, sin embargo, a pesar de no ser el sistema con más crecimiento, el SIN mantiene el 94.09 % del consumo neto del país en 2023 y 93.62 % en 2037, ver tabla 3.2.

TABLA 3. 2. PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO REGIONAL 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWh)

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

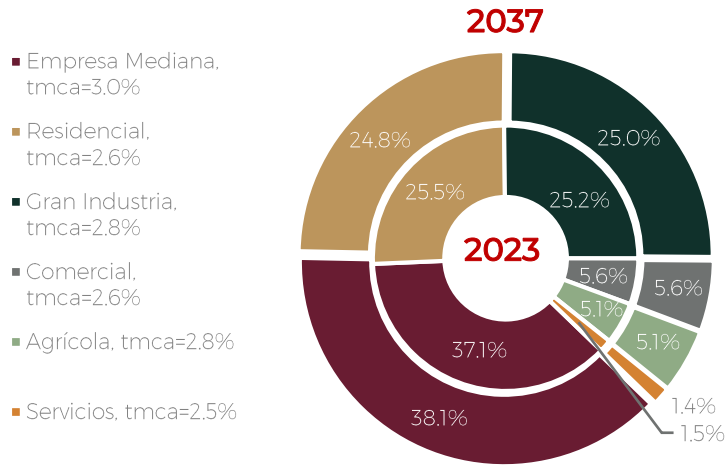
Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Se espera que el SIN tenga un crecimiento de 37.44 % al final del periodo, pasando de 326,946 GWh en 2023 a 449,361 GWh en 2037, donde las GCR con mayor incremento en su consumo neto son la Peninsular, Occidental y Noreste con 60.02 %, 43.12 % y 43.06 % respectivamente. Cabe destacar que las GCR con mayor participación en el consumo neto a lo largo del periodo son la Occidental con 23.65 %, Noreste con 20.06 % y Central con 17.06 % en 2037, manteniendo el liderazgo a lo largo del periodo.

Respecto al consumo final del SEN, se prevé una tasa media de crecimiento anual de 2.8 % para el periodo 2023-2037 con incrementos liderados por los sectores Empresa Mediana y Agrícola con 3 % y 2.8 % respectivamente; mientras que el sector con menor crecimiento es el de Servicios con 2.5 %. En cuanto al consumo final por sector, se espera que en el 2023 la Empresa Mediana y el sector Residencial registren el 37.10 % y 25.5 % de participación respectivamente, concentrando el 62.6 % del consumo final, mientras que los sectores con menor participación son el Agrícola y Servicios al registrar un 6.6 % en conjunto; observando este mismo comportamiento hacia el 2037 con una mayor participación de la Empresa Mediana y Residencial de 62.9 % del consumo final y los sectores Agrícola y Servicios registrando la menor participación con 6.5 % en conjunto, ver gráfico 3.6.



GRÁFICO 3. 6. CONSUMO FINAL DEL SEN 2023 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

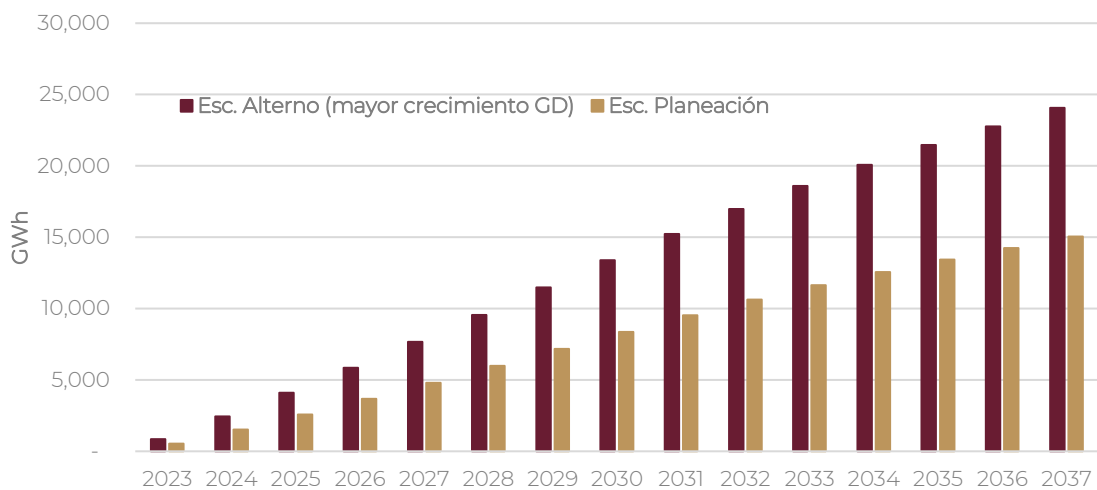


Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.2.2. PRONÓSTICO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2023-2037

Para la GD-FV, tomando como base el escenario de planeación, se prevé para 2037 una capacidad instalada al SEN de 11,442 MW, lo que significaría un crecimiento de 337.84 % respecto a los 2,613 MW registrados en 2022, con una producción de energía eléctrica del orden de 15,054 GWh, si consideramos un escenario con mayor crecimiento de la GD (Escenario alternativo), se estima que la producción de energía eléctrica alcance los 24, 063 GWh al final del periodo de estudio, ver gráfico 3.7.

GRÁFICO 3. 7. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL DE GD-FV EN EL SEN 2023-2037

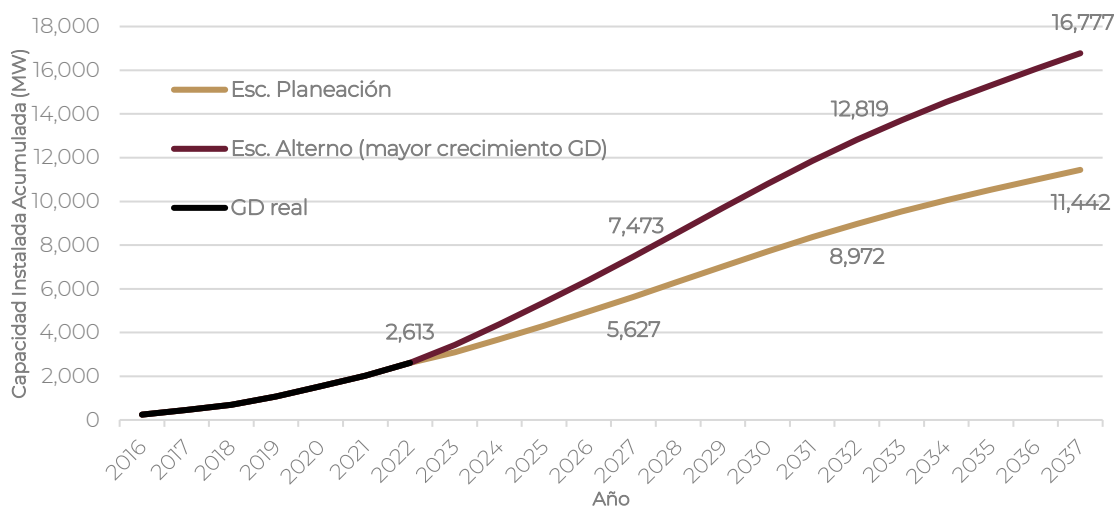


Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

El SIN mantiene el 96.03 % de la capacidad instalada de GD-FV equivalente a 10,987 MW de los 11,442 MW estimados en el escenario de planeación, se espera que la mayor concentración de capacidad se encuentre en las regiones Occidental con 3,131 MW, Noreste con 2,038 MW y Norte con 1,550 MW representando el 61.16 % de participación en conjunto, mientras que las GCR con menor concentración son la Oriental y Peninsular con 1,652 MW en conjunto, equivalentes al 15.03 % de participación en el SIN. En cuanto a los sistemas BC y BCS se espera una participación de 3.97 % de la capacidad instalada en el SEN equivalente a 455 MW.

Si consideramos un escenario alternativo donde se muestre un crecimiento más optimista de la GD-FV en el SEN, se prevé que la capacidad instalada al final del periodo (2023-2037) sea del orden de 16,777 MW, donde el SIN mantiene una participación del 96.16 % de la capacidad instalada al SEN con una mayor concentración en las regiones Occidental, Noreste y Norte registrando el 60.87 %, mientras que las gerencias con menor incorporación de GD-FV son la Oriental y Peninsular mostrando un total de 2,414 MW equivalente al 14.96 % de participación en conjunto, ver gráfico 3.8.

GRÁFICO 3. 8. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV 2016-2037 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.2.3. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda máxima definida anteriormente se estima en los tres escenarios de estudio (Bajo, Planeación y Alto), donde el SEN presenta una tmca de 2.9 % para el escenario Alto, 2.5 % para el escenario de Planeación y 2.1 % para el escenario Bajo. Tomando como referencia el escenario de Planeación, el sistema que se prevé tenga un mayor crecimiento es el de BCS con 3.3 % seguido de BC con 2.8 % y Mulegá con 2.6 %, por lo tanto, el sistema con menor expectativa de crecimiento es el SIN con 2.4 %. Las regiones que se espera registren un mayor crecimiento del SIN serán la Peninsular con 4.0 % seguida de la Noreste con 2.8 %, mientras que la región con menos crecimiento será la Central con 1.9 %, ver tabla 3.3.

TABLA 3. 3. PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR SISTEMA Y GCR 2023-2037, ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO

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

1.-Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Identificando las adiciones esperadas de GD-FV y los avances tecnológicos en el sector energético, el comportamiento en el perfil de la demanda requiere evaluarse año con año, dicho lo anterior se espera que para 2023 la capacidad instalada acumulada del SEN sea de 3,100 MW para llegar a 11,442 MW instalados al final del horizonte; con relación al día que se prevé se presentará la demanda máxima anual del SIN, se estima que la aportación máxima de GD-FV en 2027 sea de 1,509 MWh/h a las 13:00 h y 3,373 MWh/h en 2031 para llegar al final del horizonte con una aportación esperada de 5,220 MWh/h.

La hora de ocurrencia de la demanda máxima integrada del SIN de 2023-2032 se prevé a las 17:00 horas, sin embargo, con el transcurso del tiempo para el periodo 2033-2037 dicha demanda se desplaza a las 22:00 horas debido a la influencia que tiene la GD-FV, ver gráfico 3.9.

GRÁFICO 3. 9. COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2023, 2027, 2032 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

A corto plazo se espera una tmca de 2.6 % en el SEN para el periodo 2023-2028, siendo el sistema MLG quien muestre un mayor incremento con 4 %, seguido de BCS con 3.7 %, BC con 3.2 % y por último en SIN con 2.6 %, donde las GCR con más crecimiento son la Peninsular con 4.9 % seguido de Noroeste y Occidental con 3.3 % y 2.7 % respectivamente, mientras que la región con menor crecimiento sea la Central con 2.3 %.

A largo plazo, el SEN muestra una tmca de 2.5 % entre 2023 y 2037, donde el sistema con mayor crecimiento en su demanda es BCS con 3.3 % seguido de BC con 2.8 % y MLG con 2.6 %, manteniéndose el SIN con el menor incremento con 2.4 % impulsado principalmente por las regiones Peninsular y Noreste con 4 % y 2.8 % respectivamente y registrando el menor crecimiento en las regiones Oriental con 2.3 % y Central con 1.9 %, ver tabla 3.4.

TABLA 3. 4. PRONÓSTICO POR SISTEMA Y REGIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA A CORTO Y LARGO PLAZOS, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

SISTEMA / REGIÓN	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
	2023-2028	2023-2037
SEN ¹	2.6%	2.5%
SIN	2.6%	2.4%
Central	2.3%	1.9%
Oriental	2.5%	2.3%
Occidental	2.7%	2.7%
Noroeste	3.3%	2.7%
Norte	2.6%	2.7%
Noreste	2.7%	2.8%
Peninsular	4.9%	4.0%
Baja California	3.2%	2.8%
Baja California Sur	3.7%	3.3%
Mulegé	4.0%	2.6%

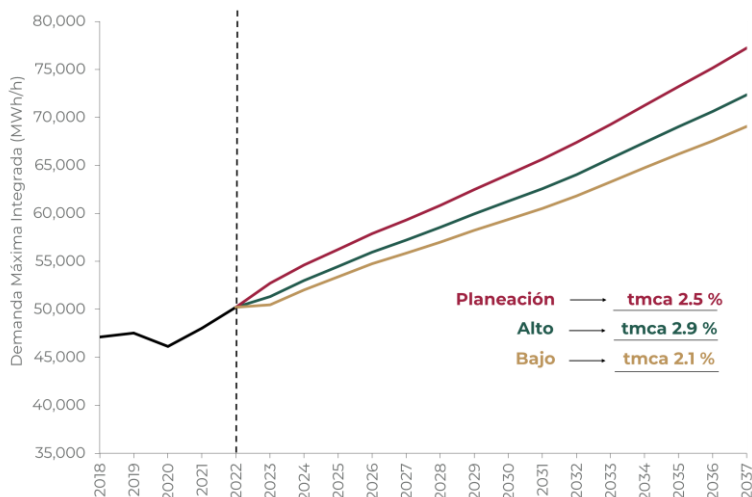
1.-Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Aunado a lo anterior, se presenta la evolución de la demanda máxima integrada del SEN en el escenario de planeación pasando de 50,236 MWh/h en 2022 a 72,376 MWh/h en 2037, representando un incremento de 44.1 % al final del horizonte, ver gráfico 3.10.



GRÁFICO 3. 10. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN¹ 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO y BAJO (MWh/h)



1.- Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Para el SIN se estima que las regiones que presenten la mayor demanda máxima integrada hacia 2037 son la Occidental con 15,897 MWh/h y Noreste con 15,550 MWh/h representando incrementos de 50.86 % y 51.90 % respectivamente de acuerdo con lo registrado en 2022, por otro lado, la región que se espera presente el menor valor en esta demanda es la Peninsular con 2,372 MWh/h en 2022 a 4,232 MWh/h en 2037, ver gráfico 3.11.

GRÁFICO 3. 11. PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2023-2028 Y 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

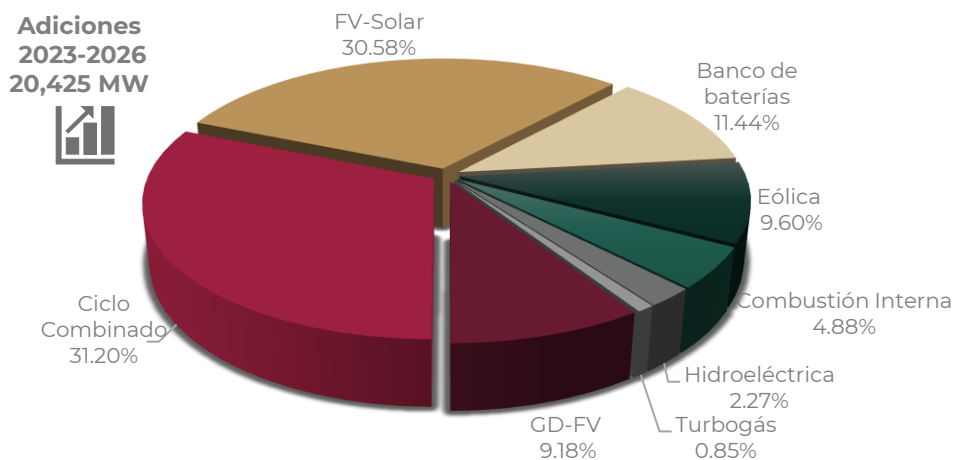
3.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2023-2037

El mundo está transitando por una situación crítica en el sector energético debido a las problemáticas mundiales que se han generado a través de los años a causa del cambio climático, la contingencia sanitaria de COVID-19, los acontecimientos geopolíticos y la crisis económica como efecto de lo anteriormente mencionado; es por lo que hoy en día las tecnologías alternativas son un factor clave para la planeación de los sectores energéticos mundiales en el cumplimiento de los compromisos internacionales, la reducción en la producción de GEI y el desarrollo paulatino de cada país en función de sus recursos disponibles, dando como resultado la transición energética hacia tecnologías más limpias que satisfagan las necesidades de la sociedad mexicana en materia de energía eléctrica, garantizando el suministro eléctrico y la confiabilidad del sistema considerando los factores técnicos y económicos. Sin embargo, tras una lenta recuperación derivado de la pandemia del COVID-19 y los acontecimientos mundiales que tienen impacto en la cadena de valor del sector eléctrico, existe una gran incertidumbre en el mercado energético mundial. Debido a lo anterior es necesaria la planeación del SEN a corto y largo plazo con horizonte mínimo de quince años, considerando el tiempo estimado para la construcción de los proyectos y la vida útil de los mismos, así como el tiempo de incorporación a la red.

3.3.1. ADICIONES DE CAPACIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para las adiciones de capacidad es necesario considerar la inclusión de baterías, la capacidad correspondiente al hidrógeno verde y la GD-FV, dichas adiciones se prevén a corto (2023-2026) y largo plazo (2027-2037), donde para el periodo 2023-2026 se espera la incorporación de 20,425 MW; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD se estiman 22,774 MW para el escenario de planeación. En atención a las necesidades del sistema antes mencionadas se adicionan principalmente tecnologías como Ciclo Combinado con 31.2 %, FV-Solar con 30.58 % y Bancos de baterías con 11.44 % equivalente al 73.22 % del total de la adición en conjunto, mientras que tecnologías como Hidroeléctrica y Turbogás incrementan en menor proporción con 2.27 % y 0.85 % respectivamente, ver gráfico 3.12.

GRÁFICO 3. 12. ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA A CORTO PLAZO, 2023-2026

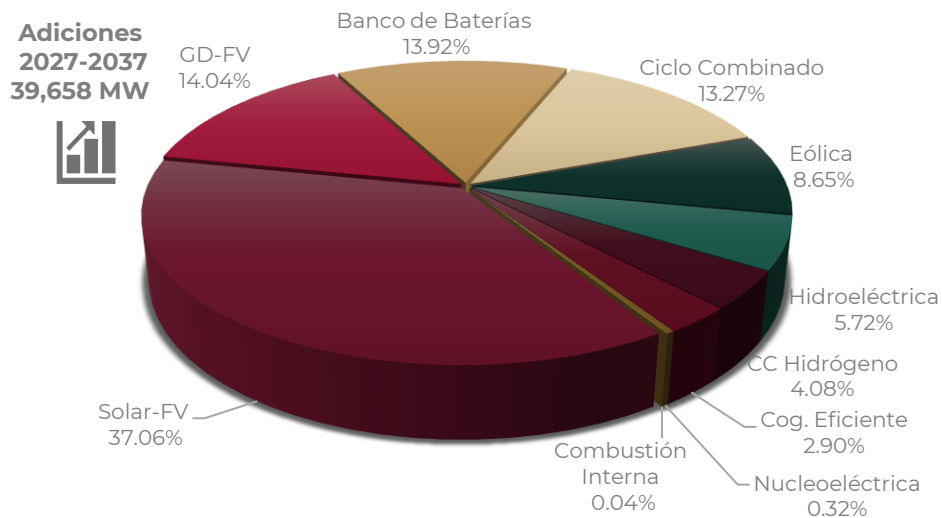


Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Para el periodo 2027-2037 se prevé la integración de 39,658 MW; si le agregamos los 6,480 MW esperados de adición de GD para dicho periodo alcanza el orden de 46,138 MW, liderado por la adición de centrales con tecnología Solar-FV con una participación de 37.06 % y una mayor penetración de la GD-FV con 14.04 % del total de la capacidad instalada en este periodo. Se tiene contemplada la integración de una capacidad de Bancos de Baterías de 13.92 % y Ciclo Combinado clasificado en tres categorías; Ciclo Combinado como tecnología de generación convencional con 13.27 %, Ciclo Combinado/Hidrógeno con 4.08 %, donde se espera una mezcla en el suministro del combustible principal de 70 % gas natural y 30 % hidrógeno y por último Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente con 2.9 % donde se cuenta con la acreditación de Cogeneración Eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE²⁸.

A lo largo de este periodo se espera la adición del 88 % de Energías Limpias del total de capacidad instalada, contemplando el cien por ciento de la Cogeneración Eficiente y la capacidad Nuclear como Energía Limpia, aunado a esto se espera una adición de 5,672 MW en bancos de baterías y la conversión de centrales de Ciclo Combinado para operar con una mezcla de combustible de 70 % gas natural y 30 % hidrógeno contribuyendo a la aceleración de la transición energética, ver gráfico 3.13.

GRÁFICO 3. 13. PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2027-2037



1.- Contempla Ciclo Combinado con un sistema de Cogeneración Eficiente.

2.- Contempla Ciclo Combinado/Hidrógeno.

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

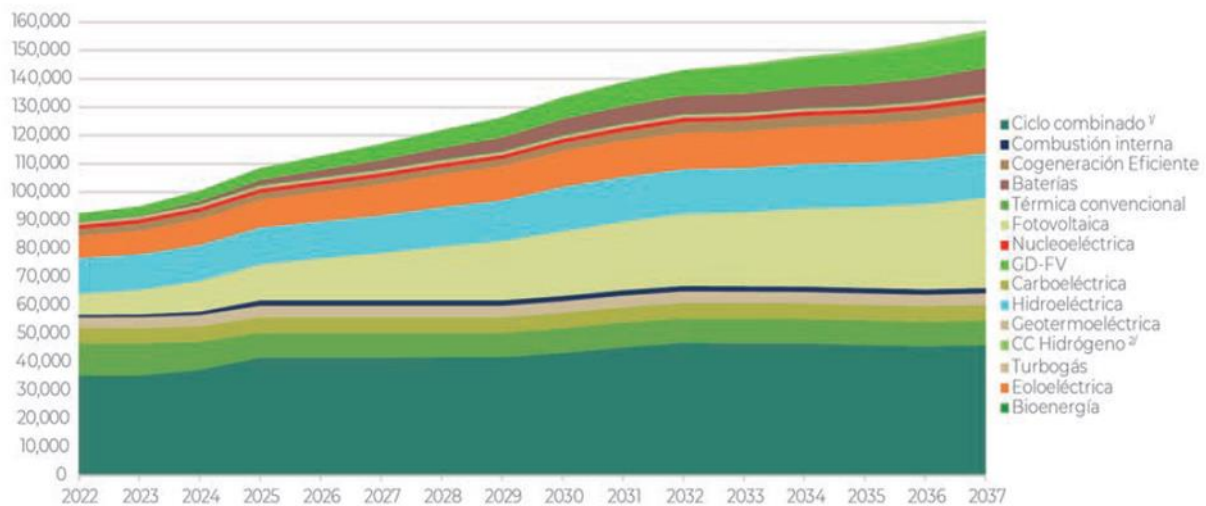
La capacidad instalada esperada a lo largo de 2023 a 2037 es resultado de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con el cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI, tomando en cuenta proyectos de generación flexibles con el objetivo de promover la instalación de la infraestructura suficiente para satisfacer el suministro eléctrico y garantizar la confiabilidad del SEN.

²⁸ CRE, Resolución Núm.RES/1838/2016, (https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016#gsc.tab=0)

Para el periodo 2023-2026, sólo se consideran los proyectos firmes con contrato de interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura, mientras que a partir del 2027 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazo. Es importante destacar que en 2022 el 36.9 % de la capacidad instalada en operación y pruebas corresponde a Energía Limpia, esperando que dicha participación se incremente a 54.6 % hacia el 2037 incluyendo respaldo por baterías, la integración gradual del hidrógeno verde en centrales de Ciclo Combinado y una mayor penetración de la GD-FV.

Para los próximos quince años se prevé la integración de 64,595 MW de capacidad instalada de generación de diferentes tecnologías incluyendo la GD-FV, así como la incorporación de sistemas de almacenamiento para aumentar la flexibilidad operativa, Confiabilidad y la resiliencia²⁹ del SEN ante cualquier disturbio, ver gráfico 3.14.

GRÁFICO 3. 14. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA 2022-2037 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.4. RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA CONSIDERADO PARA EL PERÍODO 2023-2037

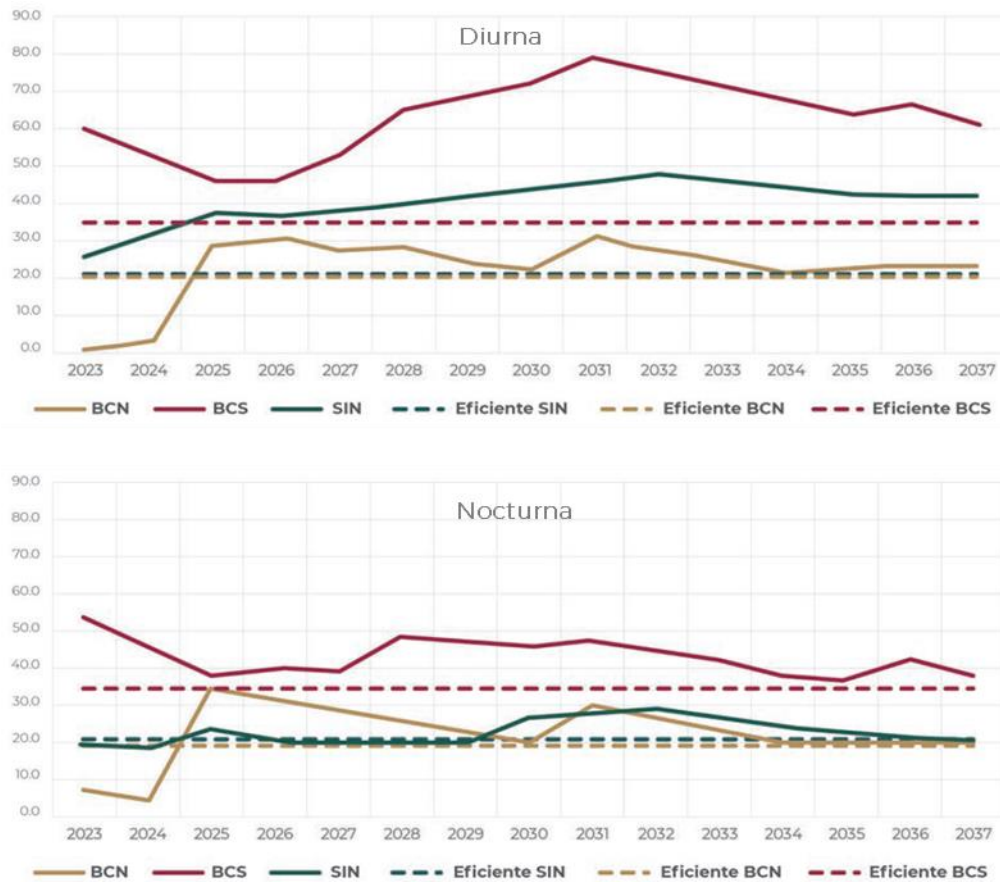
La Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RP-MR) consiste en la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW) y el consumo de energía (GWh)³⁰. Por su parte, es un indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante un periodo de análisis. El valor indicativo de la RP-MR dictado en la política de Confiabilidad, considera: 21.3 % para el SIN, 20.9 % para el Sistema de Baja California y 35 % para el Sistema Baja California Sur.

²⁹ Capacidad de un sistema de energía para mejorar la adaptación de su operación e infraestructura a través de la evaluación de la situación perturbadora, imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores.

³⁰ SENER, PRODESEN 2023-2037, Pág. 62, (<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Capitulo4.pdf>)

Normalmente la demanda máxima del SIN ocurre en el mes de junio entre las 16 y 17 horas, mientras que para los sistemas BC y BCS ocurre en el mes de agosto entre las horas 17 y 18, hora local en cada sistema, si bien un factor determinante en la demanda máxima vespertina es la participación de la generación solar fotovoltaica, se debe considerar el hecho de que ésta no estará disponible por la noche a menos que se tenga un medio de almacenamiento, por lo que es fundamental el cumplimiento del RP-MR en la demanda máxima nocturna, así como cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6 %, ver gráfico 3.15.

GRÁFICO 3.15. EVOLUCIÓN DEL RP-MR DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA Y NOCTURNA 2023-2037



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.5. EXPANSIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN (RNT) Y DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD)

De acuerdo con el artículo 25 y 27 de la constitución, corresponde exclusivamente a la Nación, la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica por lo que las propuestas de proyectos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM tienen como base los criterios establecidos en la LIE y la LTE cuyos objetivos son:



- Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
- Preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.
- Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
- Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económicamente.
- Operación con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica.
- Incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

La planeación de la RNT y las RGD del MEM inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año anterior, identificando las problemáticas que se presentaron en las GCR para establecer los casos base en los estudios de Confiabilidad a corto y mediano plazo, considerando el modelo de la Red Eléctrica completo del SEN, los proyectos de Centrales Eléctricas, los proyectos de la RNT y las RGD del MEM programados con fechas factibles de entrada en operación, el pronóstico de demanda y consumo, elaborados por CENACE y la estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Una vez identificados los casos base ante condiciones estresantes para el sistema se analizan alternativas de refuerzos en la red tanto en estado estable como ante contingencias, para después definir las alternativas de solución llevando a cabo una evaluación económica que permita cuantificar el beneficio de cada proyecto en términos de valor agregado para la sociedad mediante indicadores económicos de rentabilidad.

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso para posteriormente crear grupos de trabajo CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN para finalmente identificar los siguientes casos:

- Proyectos motivados por la violación de capacidades Interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

3.5.1. AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

En el periodo 2015 a 2022, la SENER ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 192 y 126 proyectos en proceso de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM. Del total de proyectos en proceso 40 de ellos consiste en Líneas de Transmisión, 52 bancos de transformación de la RNT, 58 en equipos de compensación de potencia reactiva y 42 proyectos de modernización



de diferentes características. Respecto a los proyectos instruidos a CFE Distribución, 125 corresponden bancos de transformación y un proyecto de compensación de potencia reactiva, ver tabla 3.5.

TABLA 3. 5. PROYECTOS EN OPERACIÓN INSTRUIDOS POR SENER

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	ESTADO	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
RNT			
El Habal Banco 2 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Ascensión II Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
Mezquital MVAR (traslado)	Mulegé	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalia Banco 2	Mulegé	Baja California Sur	jun-21
El Carrizo MVAR (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-21
Recreo MVAR	Baja California Sur	Baja California Sur	dic-21
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	Noreste	Tamaulipas	jun-22
Frontera Comalapa MVAR	Oriental	Chiapas	mar-23
RGD			
Ayacucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	may-21
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental	Zacatecas	oct-20
Morelos Banco 2	Noreste	Coahuila	jun-20
Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	oct-20
Mazatán Banco 1 (sustitución)	Oriental	Chiapas	nov-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular	Quintana Roo	dic-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental	Chiapas	ene-21
Tuzania Banco 2	Occidental	Jalisco	ago-21
Tlajomulco Banco 2	Occidental	Jalisco	dic-21
Uxpanapa III Banco 2 (antes Sánchez Taboada)	Oriental	Veracruz	jul-21
Carranza Banco 2	Baja California	Baja California	ene-22
Perote II Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	feb-22
Tambaca Banco 1 (sustitución)	Noreste	San Luis Potosí	feb-22
La Salada Banco 2	Norte	Chihuahua	mar-22
Río Sonora Banco 2	Noroeste	Sonora	may-22
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	Oriental	Veracruz	nov-22
Simojovel Banco 2	Oriental	Tabasco	nov-22
Mazatlán Oriente Banco 2	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	dic-22
Tempoal II Banco 2	Noreste	Veracruz	feb-23
Pacífico Banco 2	Baja California	Baja California	mar-23

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.



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

Los proyectos de ampliación a la RNT incorporan Líneas de Transmisión, Capacidad de bancos de transformación, compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o series (capacitores), donde se prevé lo siguiente:

- Se constituyen un total de 4,324.7 km-c de Líneas de Transmisión provenientes de Sinaloa, Hidalgo, Estado de México, Guanajuato, Nayarit y Quintana Roo en su mayoría.
- Del total de Líneas de Transmisión se integrarán a la RGD del MEM 50.1 km-c de red en media, en 400 kV se agregará un total de 2,096.1 km-c, 843.7 km-c en 230 kV y 1,384.9 km-c en tensiones de 161 a 69 kV, con mayores adiciones en 2024 (2,426.2 km-c).
- Para la capacidad de transformación se constituyen un total de 17,029.4 MVA con mayor aportación de los estados de Jalisco, Chihuahua, Quintana Roo, Baja California y Guanajuato.
- Para bancos de transformación de alta a media tensión se integrarán 3,094.4 MVA a las RGD del MEM.
- Para compensación de potencia reactiva se establecen 10,528.1 MVAR con una mayor adición en 2025 con 4,736.1 MVAR.

En cuanto a la ampliación de las RGD del MEM se espera lo siguiente:

- Se constituyen un total de 500.4 km-c de Líneas de Transmisión necesarias para conectar a la RNT nuevas subestaciones eléctricas en su mayoría en nivel de tensión de 115 kV, se espera una alta participación de adición en los estados de Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa.
- Para la capacidad de transformación se constituyen un total de 3,094.4 MVA con mayor participación de los estados de Baja California, San Luis Potosí, Sinaloa, Sonora y Chihuahua.
- La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV a niveles inferiores de 69 kV, con un total de 2,674.4 MVA seguido de los bancos de transformación de 230 kV con 260 MVA, los bancos de 161 kV con 130 MVA y finalmente los bancos de transformación de 138 kV con solo 30 MVA, esperando la mayor adición en el 2025 con 1,262.5 MVA.

Los proyectos de refuerzo a la RNT para el fortalecimiento de la política energética nacional constituyen un total de 182.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales 172.4 km-c serán construidos en el estado de Baja California y 10 km-c en el estado de Yucatán. Respecto a la capacidad de transformación se contempla el incremento de 665 MVA de los cuales 565 MVA provienen de Baja California; por último, para la compensación reactiva se constituyen 196 MVAR que se ubicarán en los estados de Campeche, Yucatán y Baja California, cabe mencionar que la mayoría de estos refuerzos se verán reflejados en 2024 con 175 MVAR.

En el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 el CENACE ha identificado 11 proyectos de ampliación con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la confiabilidad del SEN, reducir los costos de Suministro Eléctrico Nacional, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes, ver tabla 3.6.



TABLA 3. 6. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2023-2037

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Los proyectos presentados en la tabla anterior constituyen un total de 1,293.3 km-c de Línea de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Coahuila, Chihuahua y Baja California. En cuanto a la capacidad de transformación del ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 se constituyen un total de 2,225 MVA, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua con 1,625 MVA, Chiapas con 300 MVA, Colima con 200 MVA y Baja California con 100 MVA, mientras que para los bancos de transformación de 400 kV a 230 kV y 115 kV se agregarán 1,925 MVA y para los bancos con relaciones de transformación de 230 kV tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 300 MVA, teniendo las mayores adiciones en 2028 con 1,925 MVA.

Por último, para la compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) se constituyen un total de 1,088.3 MVar, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua y Baja California.

Con el objetivo de solventar las problemáticas presentadas durante el proceso de modernización de la RNT se han identificado 3 proyectos de modernización de la RNT por parte de la CFE Transmisión y acordados con CENACE, ver tabla 3.7.



TABLA 3. 7. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037

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

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

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Para las RGD del MEM y con el fin de atender hasta 2028 los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes, por lo que se presentan los 25 proyectos propuestos para la ampliación de las RGD del MEM y atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo y mediano plazo, ver tabla 3.8.



TABLA 3. 8. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2023-2037

GCR	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SIMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Oriental	D23-OR1	Tuxtla Oriente Banco 1	may-27	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
	D23-OR2	Nacajuca Banco 1	may-28	Chontalpa / Tabasco
	D23-OR3	Apizaco II Banco 2	ago-27	Tlaxcala / Tlaxcala
	D23-OR4	Lomas Banco 1	dic-27	Puebla / Puebla
Occidental	D23-OC1	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	ago-27	Minas / Jalisco
	D23-OC2	Huanacastle Banco 1	dic-27	Vallarta / Nayarit
	D23-OC3	El Salto Banco 2	jun-26	Chapala / Jalisco
Noroeste	D23-N01	Agua Zarca Banco 1	abr-27	Nogales / Sonora
	D23-N02	Navojoa Centenario Banco 1	abr-27	Navojoa / Sonora
	D23-N03	Flores Magón Banco 1	abr-27	Los Mochis / Sinaloa
	D23-N04	Villas del Cedro Banco 2	abr-27	Culiacán / Sinaloa
	D23-N05	Zona Dorada Banco 1	abr-28	Culiacán / Sinaloa
	D23-N06	Del Mar Banco 2	abr-27	Mazatlán / Sinaloa
Noreste	D23-NE1	Providencia Banco 1	abr-28	Valles / San Luis Potosí
	D23-NE2	Acuña Dos Banco 2	jun-28	Piedras Negras / Coahuila
	D23-NE3	Calzada del Sol Banco 1	ago-28	Moterrey / Nuevo León
	D23-NE4	San Martín Banco 2	may-27	Moterrey / Nuevo León
	D23-NE5	Matamoros Banco 4 (Sustitución)	abr-27	Moterrey / Nuevo León
	D23-NE6	Bajío Banco 1	jun-28	Sabinas / Coahuila
	D23-NE7	Tamuín Dos Banco 1	jun-28	Valles / San Luis Potosí
Baja California	D23-BS1	Valle de Puebla Banco 2	abr-27	Mexicali / Baja California
	D23-BS2	San Simón Banco 2	abr-27	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	D23-BC1	Villa Constitución Banco 1 (Sustitución)	abr-28	Constitución / Baja California Sur
	D23-BC2	Puerto Los Cabos Banco 1	abr-28	Los Cabos / Baja California Sur
Peninsular	D22-PE1	Conkal Banco 1	abr-27	Mérida / Yucatán

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

Los Proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados constituyen un total de 110.4 km-c de Líneas de Transmisión donde todas estas adiciones serán en 115 kV necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión en San Luis Potosí, Yucatán y Tabasco. Para la capacidad de transformación en las RGD se constituyen un total de 800 MVA de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Sinaloa, Sonora y Baja California Sur con tres proyectos cada uno mostrando las mayores adiciones en 2027 con 480 MVA. Del total de proyectos solo uno de ellos se encuentra en el nivel de 230 kV con un banco de 40 MVA; el resto de los proyectos se ubican en el nivel 138 kV hacia niveles inferiores a 69 kV con un total de 760 MVA.

Derivado del ejercicio de ampliación y modernización de la RNT fueron identificados algunos proyectos que se encuentran en proceso de revisión, los cuales tienen pendiente completar la información técnica y económica para la revisión del CENACE, por tales motivos se presentan como proyectos en estudio, ver tabla 3.9.



TABLA 3. 9. PROYECTOS EN ESTUDIO DE LA RNT 2023-2037

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

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

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.

3.5.2. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN NO CORRESPONDIENTES AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (PAMRGD)

El PAMRGD se planea bajo el crecimiento ordenado y armónico de las RGD como resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica, mejorar la Calidad y confiabilidad del suministro e identificar a los usuarios que aún no cuentan con un suministro de energía eléctrica. La planeación de las RGD abarca un horizonte de 5 años, incluyendo 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 alcanzar los siguientes objetivos:

- Satisfacer la demanda de incremental.
- Incrementar la Confiabilidad en las RGD.
- Incrementar la Calidad de la energía eléctrica.
- Incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.



5. Modernizar la medición.
6. Transitar a una red eléctrica inteligente (REI)
7. Garantizar acceso abierto a fuentes de generación distribuida.

Por lo que se presentan las propuestas de soluciones para alcanzar los objetivos antes mencionados en la tabla 3.10.

TABLA 3. 10. METAS FÍSICAS DEL PAMRGD NO CORRESPONDIENTES AL MEM

PROYECTO	MATERIAL	INVERSIÓN (mdp)	FECHA DE OPERACIÓN
Adquisición e instalación de acometidas y medidores / reemplazo de equipos dañados y obsoletos.	Se requerirán 244,040 kilómetros de conductor para acometidas y 20.6 millones de medidores.	18,713	2023-2027
Interconectar la Isla de Holbox.	Considera la construcción de un circuito aéreo de 58.9 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah.	251.2	2023
Incremento de la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas técnicas.	Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión, Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados), reconfigurar la Red Eléctrica de media tensión, recalibrar los conductores de circuitos, dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución y crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes.	4,879.9	2023-2027
Regularizar colonias populares	Comprende la regularización de 65,365 Usuarios Finales	809	2023-2027
Modernización de transformadores de potencia (de alta a media tensión) en Subestaciones Eléctricas de distribución.	Considera el reemplazo, en el periodo 2023-2027, de 79 elementos de transformación de alta a media tensión en Subestaciones Eléctricas de distribución.	1,366.4	2023-2027
Modernización de interruptores de media tensión en Subestaciones Eléctricas de distribución.	Considera el reemplazo de 1,200 interruptores de media tensión en Subestaciones Eléctricas.	1,117.9	2023-2027
Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD.	Considera el reemplazo de 22,176 transformadores de distribución de media a baja tensión.	796.5	2023-2027
Confiabilidad y calidad en las RGD.	Considera trabajos de mantenimiento, como poda de árboles, cambio de aislamiento, reemplazo de apartarrayos, entre otros.	715.2	2024-2027
Calidad de la energía en las RGD.	Considera la instalación de 1,937 bancos de capacitores, la modernización e instalación de 1,483 equipos de regulación de voltaje para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV.	1,802.1	2024-2027
Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres.	Considera la sustitución del conductor submarino que suministra energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres.	244.2	2023
Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución.	Considera la instalación de 5,195 equipos de protección y seccionamiento telecontrolados (EPROSEC) para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV.	1,813	2023-2027
Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM.	Consiste en el desarrollo de la infraestructura de medición necesaria para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la instalación de 1,207 sistemas de medición en puntos de intercambio de energía sobre la trayectoria de los circuitos de distribución.	540.5	2024-2025
Escalamiento de la medición AMI.	Se planea el escalamiento de la medición de 73,556 servicios.	799	2024-2027
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)	Se considera la instalación de 4,465 medidores, 133 unidades concentradoras y un servidor.	751.2	2024-2027
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.	Se considera la adquisición de 24,217 equipos de radiocomunicación.	1,018.6	2024-2027
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de distribución	Se plantea contar con Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicaciones Operativas capaces de soportar los requerimientos actuales y hacia futuro en el ámbito operativo, técnico y administrativo y, que a su vez, estén basadas en estándares internacionales de los diferentes rubros técnicos y de seguridad.	1,222.7	2024-2027

Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN 2023-2037.



GLOSARIO

ADICIONES DE CAPACIDAD POR MODERNIZACIÓN. - Capacidad adicional que se obtiene en una central existente mediante mejoras en los procesos de generación o mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.

ADICIONES DE CAPACIDAD POR REHABILITACIÓN. - Capacidad que podrá recuperarse mediante programas de reparación o sustitución de los componentes dañados en centrales cuya capacidad se ha degradado.

ARRENDAMIENTO. - Es una forma de financiamiento en la cual el arrendador (cliente) acuerda pagar una cantidad a la compañía arrendadora de equipo(s), por el derecho de usarlo(s) durante un periodo determinado.

AUTOABASTECIMIENTO. - Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia. Como modalidad definida por la CRE se entiende como: la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas o morales y no resulte inconveniente para el país.

BASES DEL MERCADO ELÉCTRICO. - Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista incluyendo las subastas a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica.

CALIDAD. - Grado en el que las características y las condiciones de Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales.

CAPACIDAD. - Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.

CAPACIDAD ADICIONAL NO COMPROMETIDA. - Capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se ha iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, estas adiciones de capacidad podrán ser cubiertas con proyectos de generación privados o la propia CFE.

CAPACIDAD ADICIONAL TOTAL. - Suma de la capacidad comprometida y de la capacidad adicional no comprometida.

CAPACIDAD AJUSTADA. - Capacidad máxima de una unidad generadora ajustada por los efectos de altitud y temperatura.

CAPACIDAD BRUTA. - Es igual a la capacidad efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación.

CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA. - Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones, y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.

CAPACIDAD FIRME. - Capacidad de una unidad generadora garantizada para estar disponible en un momento o periodo determinado.

CAPACIDAD EXISTENTE. - Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación y compras de capacidad firme entre otras) al inicio del periodo decenal que comprende el estudio.

CAPACIDAD DE PLACA. - Es la capacidad definida por el fabricante en la placa de la unidad generadora o dispositivo eléctrico. Esta capacidad se obtiene generalmente cuando la unidad es relativamente nueva y opera bajo condiciones de diseño.

CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN. - Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etc.

CAPACIDAD MÁXIMA. - Potencia media en una unidad generadora, incluye la requerida para usos propios. La capacidad máxima para las centrales eléctricas en operación corresponde al valor reportado por la CFE, la CRE y el CENACE. Para los proyectos de generación de la CFE y PIE es la capacidad bruta estimada a partir de la capacidad neta reportada en los avances constructivos. Para los proyectos de los permisionarios se consideró la capacidad que reportan los permisos de generación otorgados por la CRE.

CAPACIDAD NETA. - Es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, a la cual se le ha descontado la capacidad que se requiere para los usos propios de las centrales generadoras.

CAPACIDAD RETIRADA. - Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo, por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.

CARGA. - Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (Watts); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.

CENTRAL ELÉCTRICA. - Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.

CENTRAL ELÉCTRICA LEGADA. - Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica:
a) es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentra en condiciones de operación,
o
b) cuya construcción y entrega se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.

CENTRAL EXTERNA LEGADA. - Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica:
a) se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o
b) cuya construcción y operación se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada.



CENTRO DE CARGA. - Instalaciones y equipo que, en un sitio determinado, permiten que un usuario Final se suministre de energía eléctrica.

CERTIFICADO DE EMISIONES CONTAMINANTES. - Título emitido por la CRE para su venta en el Mercado Eléctrico Mayorista y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios relativos al monto de gases de efecto invernadero emitido por las Centrales Eléctricas.

CERTIFICADO DE ENERGÍAS LIMPIAS. - Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de fuentes renovables o tecnologías limpias y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios asociados al consumo de los Centros de Carga.

COGENERACIÓN. - Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente, etc.). Como modalidad, es la producción de energía eléctrica en conjunto con vapor y/o energía térmica secundaria de otro tipo. Puede ser la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica residual de procesos que utilizan combustibles, o viceversa.

COMERCIALIZADOR. - Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.

CONFIABILIDAD. - Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.

CONTINUIDAD. - Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia de interrupciones menor a la establecida en los criterios respectivos que emita la CRE.

CONTRATO DE COBERTURA ELÉCTRICA. - Acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos, que serán efectuados en una hora o fecha futura y determinada.

CONTRATO DE INTERCONEXIÓN LEGADO. - Contrato de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra abajo las condiciones vigentes con anterioridad la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.

CONTRATO LEGADO PARA EL SUMINISTRO BÁSICO. - Contrato de Cobertura Eléctrica que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar, con precios basados en las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas.

CONTROL OPERATIVO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. - La emisión de instrucciones relativas a:

- la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable;
- la operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, y
- la operación de las Redes Generales de Distribución que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista

CURVA DE APRENDIZAJE. - Evolución esperada de los costos de inversión para los proyectos de generación, asociada a las mejoras tecnológicas en el desarrollo para los sistemas y equipos, las economías de escala como



resultado de dichas mejoras y a la disponibilidad de recurso primario para la producción y suministro de energía eléctrica.

CONSUMO DE ENERGÍA (GWh). - Total anual de ventas de energía, autoabastecimiento remoto, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, importación reducción de pérdidas y usos propios.

CONSUMO FINAL (GWh). - Total anual de ventas de energía eléctrica y autoabastecimiento remoto, consumidos por los usuarios finales del sector eléctrico.

COSTO DE CONSTRUCCIÓN. - Costo asociado a la ingeniería, supervisión, pruebas, construcción y derechos de vía, de las líneas de transmisión, de acuerdo con el nivel de tensión (kV), número de circuitos y conductores por fase.

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

CURVA DE CARGA. - Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo determinado.

CURVA DE DEMANDA HORARIA O CURVA DE CARGA (MWh/h). - Variación secuencial de la demanda de potencia horaria en un intervalo de tiempo determinado.

CURVA DE DURACIÓN DE CARGA (MWh/h). - Demanda de energía eléctrica que forma la curva de carga, y se encuentra de mayor a menor.

CURVA DE REFERENCIA (MWh/h). - Curva de duración de carga que excluye los valores atípicos de demanda causados por efectos aleatorios como huracanes u otras situaciones meteorológicas extraordinarias, condiciones de emergencia, efectos por falla en equipo eléctrico, entre otros.

DEGRADACIÓN. - Es la reducción obligada de la capacidad de una unidad como consecuencia de la falla o deterioro de uno de sus componentes o por cualquier otra condición limitante.

DEMANDA. - Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado. El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h).

DEMANDA BASE. - Demanda horaria mínima dentro de cierto periodo (en la prospectiva se indica el promedio de las demandas mínimas diarias).

DEMANDA MÁXIMA. - Valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h).

DEMANDA MÁXIMA BRUTA (MWh/h). - Potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de la transmisión y los usos propios de centrales generadoras.



DEMANDA CONTROLABLE. - Demanda de energía eléctrica que los Usuarios Finales ofrecen reducir conforme a las Reglas del Mercado.

DEMANDA CONTROLABLE GARANTIZADA. - Demanda Controlable que los Usuarios Finales o sus representantes se hayan comprometido a ofrecer en el Mercado Eléctrico Mayorista en un periodo dado, a fin de que dicha demanda se utilice para cumplir los requisitos de potencia a que se refiere el artículo 54 de la LIE.

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

DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA (MWh/h). - Es la integración de la carga horaria durante un año.

DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE. - Es la suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan. La demanda máxima no coincidente es mayor o igual a la demanda máxima coincidente.

DEMANDA MEDIA. - Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).

DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN. - El derecho y la obligación correlativa de recibir o pagar la diferencia que resulte de los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales en dos nodos del Sistema Eléctrico Nacional. Para los efectos de documentar los Derechos Financieros de Transmisión, los estados de cuenta que emita el CENACE serán títulos ejecutivos.

DISPONIBILIDAD. - Factor que indica el porcentaje de tiempo en que una unidad generadora estuvo disponible para dar servicio, independientemente de que se haya requerido o no su operación. Este índice se calcula como el cociente entre la energía que la unidad produce anualmente con la capacidad disponible y la que generaría si estuviera utilizable 100%.

DISPOSICIONES OPERATIVAS DEL MERCADO. - Bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones emitidas por el CENACE, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico.

EFICIENCIA TÉRMICA. - Relación de energía calorífica y trabajo útil generado.

EMISIONES. - Emisiones de bióxido de carbono (CO₂), bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas, por el uso de combustibles fósiles en las unidades generadoras.

ENERGÍA ALMACENADA. - Energía potencial susceptible de convertirse a energía eléctrica en una central hidroeléctrica, en función del volumen útil de agua almacenado y del consumo específico para la conversión de energía.



ENERGÍA BRUTA. - Es la energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico (generación propia, importación, excedentes de autoabastecedores), incluye la energía de las ventas, las pérdidas en transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación.

ENERGÍA ELÉCTRICA DE AUTOABASTECIMIENTO REMOTO (GWh). - Suministro de carga a través de la red de transmisión al servicio público, a proyectos de autoabastecimiento, localizados en un sitio diferente a la central generadora.

ENERGÍAS LIMPIAS. - Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes:

El viento;

La radiación solar, en todas sus formas;

La energía oceánica en sus distintas formas: mareomotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;

El calor de los yacimientos geotérmicos;

Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;

La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;

La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;

La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;

La energía nucleoelectrónica;

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

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

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

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

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

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

ENERGÍA NETA. - Es la energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos, más la energía adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. - La energía solar fotovoltaica se define a partir del "efecto fotovoltaico", que ocurre cuando los fotones de la luz del sol excitan a niveles de energía más altos a los electrones "suelos" de los átomos del material semiconductor sobre el cual incide. Cuando esta propiedad de la luz es combinada con las propiedades de dichos materiales, los electrones fluyen a través de una interfaz y se crea una diferencia de potencial.

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA. - La tecnología termosolar produce electricidad concentrando la radiación solar para calentar y producir vapor de agua y hacerlo pasar por una turbina de la misma forma que se realiza en una central termoeléctrica o de ciclo combinado.

EXPORTACIÓN. - Es la generación de energía eléctrica para destinarse al comercio exterior, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

FACTOR DE CARGA. - Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registrada en un periodo determinado. El factor de carga se acerca a la unidad a medida que la curva de carga es más plana. Recuérdese que si el factor de carga es cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.

FACTOR DE DIVERSIDAD. - Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima del conjunto. Un factor mayor a uno significa que las demandas máximas no ocurren simultáneamente.

FACTOR DE PARTICIPACIÓN DE CARGA. - Es la distribución de la demanda máxima anual en cada región de transmisión por región de control.

FACTOR DE PLANTA. - Relación entre la energía eléctrica producida por una unidad generadora y la energía posible de producir por la misma la operar a su potencia máxima durante un periodo determinado.

FALLA. - Valor promedio por unidad de energía eléctrica demanda no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (pérdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada).

FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. - Incluye los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros.

FLUJO MÁXIMO. - Potencia máxima de energía eléctrica que se transmite a través de una o varias líneas de transmisión, desde un enlace emisor hasta un enlace receptor.

FLUJO MÍNIMO. - Límite de flujo de potencia la dirección contra-referencia del flujo máximo.

GAS NATURAL. - Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano que se encuentra en los yacimientos en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite.



GAS NATURAL LICUADO. - Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH₄), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.

GENERADOR. - Permiso otorgado al amparo de LIE para generar electricidad en centrales eléctricas con una capacidad mayor a 0.5 MW, o bien, contrato de Participante del Mercado para representar en el MEM a estas centrales o, con autorización de la CRE, a centrales ubicadas en el extranjero.

GENERADOR EXENTO. - Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE;

GENERACIÓN BRUTA. - Es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta).

GENERACIÓN NETA. - Es la energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión y es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.

IMPORTACIÓN. - Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de esta.

INDISPONIBILIDAD. - Estado donde la unidad generadora está inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía por causa de alguna acción programada o fortuita tal como: mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.

INDISPONIBILIDAD POR CAUSAS AJENAS. - Indicador del porcentaje de tiempo que una unidad generadora está fuera de operación a causa de la ocurrencia de algún evento o disturbio ajeno a la central como: falla en las líneas de transmisión, fenómenos naturales, falta de combustible, etc.

INDISPONIBILIDAD POR DEGRADACIÓN. - Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora disminuyó su potencia máxima, sin salir de línea, por problemas de funcionamiento en algunos de sus componentes.

INDISPONIBILIDAD POR FALLAS. - Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora estuvo fuera de operación, debido a la salida total de una unidad generadora, por la ocurrencia de fallas en los equipos de la central.

INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTO. - Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad estuvo no disponible debido a las salidas para realizar los trabajos propios de conservación del equipo principal.

INGRESOS RECUPERABLES. - Costos que los Suministradores Básicos tendrán derecho a recuperar por la prestación del Suministro Básico y que incluyen energía eléctrica, Productos Asociados, Contratos de Cobertura Eléctrica y operación propia.



MARGEN DE RESERVA. - Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.

MARGEN DE RESERVA OPERATIVO. - Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.

MEGAWATT (MW). - Unidad de potencia igual a 1,000,000 de Watts.

MEGAWATT HORA (MWh). - Unidad de energía. En electricidad es la energía consumida por una carga de un MW durante una hora.

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. - Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar las transacciones señaladas en el artículo 96 de la LIE.

PARTICIPANTE DEL MERCADO. - Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.

PEQUEÑA PRODUCCIÓN. - Es la generación de energía eléctrica destinada a:
La venta a CFE en su totalidad, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor que 30 MW en un área determinada, o al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, o a la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

PÉRDIDAS. - Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.

PÉRDIDAS NO-TÉCNICAS. - Energía que pierde un sistema eléctrico por usos ilícitos, errores de medición o de facturación.

PÉRDIDAS TÉCNICAS. - Energía que se disipa a causa de las propiedades físicas del sistema y de los conductores en transmisión, transformación y distribución.

PERMISIONARIO. - Los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica.

POBLACIÓN. - Número total de habitantes en el territorio nacional.

POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES. - Corresponde a los recursos de fuentes renovables y limpias que pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de centrales eléctricas que son técnica y económicamente factibles para su ejecución.



PRECIO MARGINAL LOCAL. - Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del SEN para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

PRECIO MEDIO DE ELECTRICIDAD. - Promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo con el sector tarifario en cada regio de control.

PRODUCTOS ASOCIADOS. - Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado.

PRODUCTO INTERNO BRUTO. - Valor anual de la producción de bienes y servicios del país.

PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE. - Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor que 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o -previo permiso de la Secretaría de Energía en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica-, a la exportación.

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. - Documento expedido por la Secretaría que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

PROYECTOS EN ESTUDIO. - Proyectos y obras que están plenamente identificados en el proceso de planeación, los cuales se encuentran en etapa de evaluación y estudio para determinar el posible beneficio neto para el SEN por su realización.

PROYECTOS EN PERSPECTIVA DE ANÁLISIS. - Potenciales proyectos que estarán sujetos a evaluación y estudios de planeación para identificar las obras requeridas para su ejecución y posteriormente cuantificar los beneficios para el SEN.

PROYECTO DE AUTOABASTECIMIENTO. - Desarrollo de una unidad de generación construida por particulares, con la finalidad de abastecer los requerimientos de energía eléctrica propia o entre los miembros de una sociedad de particulares.

PROYECTOS DE GENERACIÓN GENÉRICO. - Corresponde a posibles centrales eléctricas candidatas asignadas en las diferentes regiones de transmisión en función del potencial de generación disponible y factibilidad de desarrollo, para cumplir con las Metas de Energías Limpias y enviar señales de mercado a los desarrolladores de proyectos interesados en realizar inversiones productivas dentro del sector eléctrico, sujetos a la optimización del modelo de planeación.

PROYECTOS DE GENERACIÓN FIRME. - Corresponde a los proyectos de generación que no están sujetos a la optimización del modelo de planeación, por lo que se instalarán en la fecha indicada por los Generadores, siempre y cuando cumplan los siguientes criterios:

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;
Que el CENACE haya instruido al Transportista o Distribuidor la celebración de un Contrato de Interconexión;
Haber concluido el estudio de instalaciones y realizando el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por el esquema individual de interconexión;
Haber realizado el pago de la garantía financiera para los proyectos que optaron por ser incluidos como parte del proceso de planeación,
Haber presentado garantía de cumplimiento, para los proyectos asignados en las Subastas de Largo Plazo.

PROYECTOS DE GENERACIÓN EN OPERACIÓN. - Corresponde a las centrales eléctricas del SEN, que operaron de forma regular o iniciaron operaciones durante el 2016, de acuerdo con la información reportada por la CFE, el CENACE y la CRE.

PROYECTOS DE GENERACIÓN DE OPTIMIZACIÓN. - Corresponde a los proyectos de generación que no cumplen con la categoría firme, que pueden contar o no, con permiso de generación ante la CRE, sujetos a la optimización del modelo de planeación.

PROYECTOS POR PARTICULARES. - Sustituye a la figura de permisionarios a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.

PROYECTOS PROGRAMADOS. - Proyectos y obras plenamente evaluados e identificados en el proceso de planeación, los cuales ya pueden ser programados para su ejecución. Estos proyectos incluyen nuevas obras y obras con asignación en PEF, en etapa de licitación y construcción.

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN. - Corresponde a los enlaces actuales de transmisión del SEN.

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN FIRME. - Corresponde a los proyectos de líneas de transmisión propuestos por la CENACE para evaluar la interconexión de los sistemas aislados de la Península de Baja California con el SIN.

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTO. - Corresponde a los enlaces que incrementaran su capacidad, derivado de la entrada en operación de nuevos proyectos de líneas de transmisión.

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN GENÉRICO. - Corresponde a posibles proyectos de líneas de transmisión en nivel de tensión de 230 kV y 400 kV, circuitos y conductores por fase, los cuales están sujetos a la optimización de la modelación.

RED. - Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía.

RED ELÉCTRICA. - Sistema integrado por líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de energía eléctrica.

RED ELÉCTRICA INTELIGENTE. - Red Eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN. - Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría.

REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN. - Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.

REDES PARTICULARES. - Redes Eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución.

REGLAS DEL MERCADO. - Conjuntamente, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista.

RETORNO OBJETIVO. - La tasa esperada de rendimiento para las inversiones del Estado en la industria eléctrica, utilizada para efectos de lo dispuesto en los artículos 31, 148, 149 y 150 de la LIE.

RÉGIMEN TÉRMICO. - Relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad generadora en CJ/h, dado el consumo de combustible y la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en MW.

RESISTENCIA POR UNIDAD DE LÍNEA. - Parámetro técnico que mide la oposición al paso de la corriente eléctrica de la línea de transmisión con base en la longitud, material y temperatura del conductor.

SEGURIDAD DE DESPACHO. - Condición operativa en la cual se pueden mantener la Calidad y Continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo, frente a la falla de un elemento o múltiples elementos del mismo, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.

SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. - Las actividades necesarias para llevar a cabo la transmisión y distribución de energía eléctrica en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución.

SERVICIOS CONEXOS. - Los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN). - El sistema integrado por:
La Red Nacional de Transmisión;
Las Redes Generales de Distribución;
Las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución;



Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, y

Los demás elementos que determine la Secretaría;

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN). - Sistemas eléctricos regionales que comparten a través de sus enlaces sus recursos de capacidad y funcionamiento económico, confiable y eficiente en su conjunto.

SISTEMA MALLADO. - Un sistema eléctrico se considera fuertemente mallado cuando las subestaciones que lo integran están conectadas entre sí mediante múltiples enlaces, lo que permite preservar la operación estable del sistema ante la desconexión súbita de algunos de sus elementos. Es una medida de la redundancia del sistema.

SUBESTACIÓN. - Instalación destinada a modificar y regular los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica para facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.

SUBESTACIÓN ELEVADORAS (O DE GENERACIÓN). - Están asociadas a centrales generadoras, elevan la tensión y dirigen el flujo de potencia al sistema eléctrico, en tensiones iguales o mayores a 69 kV.

SUBESTACIÓN REDUCTORA (O TRANSFORMACIÓN). - Reduce el nivel de tensión y dirigen el flujo de potencia a las RGD.

SUBESTACIÓN DE SWITCHEO (O MANIOBRA). - Conectan varios circuitos o líneas para orientar distribuir el flujo de potencia de transformación.

SUMINISTRADOR. - Empresa encargada del suministro de energía eléctrica en México. Comisión Federal de Electricidad.

SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS. - Básico y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo soliciten.

SUMINISTRADOS DE SERVICIOS CALIFICADOS. - Permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados y puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.

SUMINISTRADOR DE ÚLTIMO RECURSO. - Permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo requieran.

SUMINISTRO BÁSICO. - El Suministro Eléctrico que se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado.

SUMINISTRO CALIFICADO. - El Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados.

SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO. - El Suministro Eléctrico que se provee bajo precios máximos a los Usuarios Calificados, por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la Continuidad del servicio cuando un Suministrador de Servicios Calificados deje de prestar el Suministro Eléctrico.



SUMINISTRO ELÉCTRICO. - Conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica de los Usuarios Finales, regulado cuando corresponda por la CRE, y que comprende:

- Representación de los Usuarios Finales en el Mercado Eléctrico Mayorista;
- Adquisición de la energía eléctrica y Productos Asociados, así como la celebración de Contratos de Cobertura Eléctrica, para satisfacer dicha demanda y consumo;
- Enajenación de la energía eléctrica para su entrega en los Centros de Carga de los Usuarios Finales, y Facturación, cobranza y atención a los Usuarios Finales.

TARIFAS REGULADORAS. - Las contraprestaciones establecidas por la CRE para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

TRANSPORTISTA. - Los organismos o Empresas Productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

TASA DE ACTUALIZACIÓN. - Se considera una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados del sistema eléctrico.

TASA DE RETORNO. - Se considera una tasa del 10%, para los proyectos de generación y de transmisión. Esta tasa equivale al costo de capital de los proyectos o costos de oportunidad de capital propio de empresa, la cual es la tasa anual que una empresa debe recibir sobre el valor de su inversión para mantener sus créditos, pagar rendimientos y garantizar la atracción de capital.

TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN. - Tiempo promedio que tarda una unidad generadora que ha fallado, en volver a condiciones operativas normales. En el modelo de optimización se indicó un valor medio de 24 horas para las unidades generadoras.

UNITARIOS DE INVERSIÓN. - Costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora, más los conceptos de estudio, diseño, permisos y otras actividades relacionadas.

USUARIO CALIFICADO. - Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.

USUARIO DE SUMINISTRO BÁSICO. - Usuario Final que adquiere el Suministro Básico.

USUARIOS FINALES. - Número total anual de usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.

USOS PROPIOS. - Proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras.

VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. - Incluyen los conceptos de materias primas e insumos, equipos, materiales y refacciones, mantenimiento mayor, entre otros.



VENTAS. - Energía eléctrica anual facturada a los usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.

VIDA ECONÓMICA. - Periodo en el que se recuperan los costos fijos de las líneas de transmisión, considerándose una vida útil de 40 años para cada proyecto de línea de transmisión.

VIDA ÚTIL. - Tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes.

VOLTAJE. - Potencial electromotriz entre dos puntos medido en voltios.



ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SIGLAS

AIE	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency-IEA)
APF	Administración Pública Federal
AT	Alta tensión
AUT	Autoabastecimiento
BC	Baja California
BCS	Baja California Sur
CAR	Carboeléctrica
CC	Ciclo combinado
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión Interna
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CO ₂	Dióxido de carbono
COG	Cogeneración
Cog. Ef.	Cogeneración Eficiente
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CONAPO	Consejo Nacional de Población
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CTCP	Costo Total de Corto Plazo
DAC	Tarifa Doméstica de Alto Consumo
DOE	Departamento de Energía (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación
EIA	Energy Information Administration
EOL	Eoloeléctrica
EPE	El Paso Electric Company
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EUA	Estados Unidos de América
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
FIRCO	Fideicomiso de Riesgo Compartido
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GEO	Geotermoeléctrica
GNL	Gas Natural Licuado
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
HID	Hidroeléctrica
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
IRENA	International Renewable Energy Agency
km-c	Kilómetro-circuito
kV	Kilovolt



kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MR	Margen de Reserva
MRO	Margen de Reserva Operativo
MT	Media tensión
MTon	Millones de Toneladas
MLG	Mulegé
MVA	Megavolt ampere
MVAr	Megavolt ampere reactivo
MW	Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico
MWh	Megawatt-hora
n.d.	No disponible
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PAM RNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.
PAM RGD	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista.
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
RGD	Red General de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
RP-MR	Reserva de Planeación en Términos del Margen de Reserva
SE	Secretaría de Economía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TC	Termoeléctrica Convencional
TG	Turbogás
TGM	Turbogás Móvil
Tmca	Tasa media de crecimiento anual
TWh	Terawatt-hora
WECC	Western Electricity Coordinating Council



REFERENCIAS

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>)

Ley de la Industria Eléctrica, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>)

Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LOAPF.pdf>)

Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, (https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019)

Ley de Planeación, (<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPlan.pdf>)

Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037, Capítulo 3, (<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Capitulo3.pdf>)

Banco Mundial, noviembre 2023, Crecimiento del PIB, (<https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>)

Banco Mundial, noviembre 2023, Inflación, (<https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?end=2022&start=1961&view=chart>)

Agencia Internacional de Energía, Eficiencia Energética 2022, (<https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022/executive-summary>)

International Energy Agency, Energy Efficiency, (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/7741739e-8e7f-4afa-a77f-49dadd51cb52/EnergyEfficiency2022.pdf>)

INEGI, INPC, (<https://www.inegi.org.mx/temas/inpc/>)

Informes trimestrales correspondientes al año 2022, Banco de México, (<https://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-prensa/informes-anuales/%7BF8453A7E-6723-DAA6-FD40-E2D25E55D963%7D.pdf>)

Criterios Generales de Política Económica, (https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/models/Finanzas_Publicas/docs/paquete_economico/cgpe/cgpe_2024.pdf)

Nodos P, Página oficial CENACE, (<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>)

Precios Marginales Locales MDA, Página oficial CENACE, (<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMDA.aspx>).

Costos determinados para Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico y Servicios conexos no MEM, CFE, (<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREnegocio/Acuerdos/AcuerdosNegocio.aspx>)

Glosario SIE, (https://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf)

CRE, Resolución Núm.RES/1838/2016, (https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016#gsc.tab=0)

SENER, PRODESEN 2022-2036, Pág. 133, (<https://base.energia.gob.mx/prodesen22/Capitulo7.pdf>)

Referencias para la Recepción de Comentarios

Los interesados en aportar observaciones, sugerencias o formular consultas pueden dirigirse a:

Dirección General de Planeación e Información Energéticas
Subsecretaría de Planeación y Transición Energética
Secretaría de Energía
E-mail: prospectivas@energia.gob.mx



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX