



6. Demanda y Consumo 2022-2036

En la planeación de la industria eléctrica, las estimaciones de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazos constituyen un dato fundamental para dimensionar y diseñar de manera óptima el desarrollo y la expansión de capacidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la proveeduría de insumos primarios, a fin de satisfacer con eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, las necesidades en materia de energía eléctrica.

Es importante mencionar que la energía eléctrica es un bien esencial e integral para el desarrollo de las actividades productivas en el país, así como también para la transformación social, debido a que incide de forma directa en los servicios básicos para toda la población.

Este capítulo presenta la situación actual de la industria eléctrica, así como las proyecciones nacionales correspondientes a tres posibles escenarios de crecimiento 2022–2036 para el consumo neto de energía eléctrica – Suministro Básico, Suministro Calificado, Autoabastecimiento Remoto y Pérdidas Eléctricas por efecto joule, usos propios de Distribución y Transmisión— y de la demanda neta máxima integrada de potencia asociada. Se describen las expectativas más probables de las componentes mencionadas, a partir de las cuales se determina el volumen de electricidad que será requerido y por tanto suministrado en todo el SEN en sus diferentes regiones.

Como ya se ha mencionado, el sector energético es uno de los principales impulsores de la economía y

del desarrollo nacional, en tiempos de crisis (económicas, sanitarias, geopolíticas) como en la Contingencia Sanitaria iniciada a finales de 2019, con mayor auge en 2020 y con muestras de recuperación en 2021, ha permitido reconocer que el suministro confiable de electricidad continúa siendo fundamental. Los impactos del COVID-19 en la industria eléctrica han ocasionado una reducción de la demanda de energía eléctrica, estrés financiero e interrupciones en las cadenas de suministro.

De esta manera, la caída de la demanda de energía eléctrica hace necesaria una planeación en donde se deban considerar los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria para garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad seguridad y sustentabilidad en la operación y control del SEN.

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

Crecimiento económico: Es el aumento del valor del Producto Interno Bruto (PIB), del país en un año. La relación del PIB con la población determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de los ingresos con un desarrollo equilibrado y sostenible, y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población. Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos – aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aire acondicionado— se



dinamiza. La estructura económica se desagrega en tres sectores: industrial, servicios y agrícola.

Crecimiento poblacional: Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales y en consecuencia con más consumo de electricidad.

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

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

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

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

Eficiencia energética: Un atenuador, en el crecimiento del consumo de la energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética —uso eficiente de la energía eléctrica y ahorro de energía— en los sectores de consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.

Generación distribuida: El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala (menor a 500 kW) —instalados en una casa habitación, comercio, edificio, pequeña o mediana industria y sector agropecuario—, pueden impactar el consumo de la energía eléctrica y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local.

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

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



6.1 CONSUMO ELÉCTRICO MUNDIAL

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE)⁹ el consumo mundial de energía eléctrica per cápita en 2019 fue de 3,265 kWh por habitante, presentando un crecimiento del 0.2% en relación con 2018. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 73 – 25.7% por debajo del promedio mundial— ; con un consumo anual de 2,425 kWh por habitante.

En 2019, el consumo anual mundial de energía eléctrica alcanzó los 25.0 millones de GWh. Por su parte, México consumió 305,000 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la Industria Eléctrica fue de 1,070 J/2015USD en 2019. Para México fue de 875 kJ/2015USD, lo que indica que la Industria Eléctrica Mexicana requiere menos energía eléctrica para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA)¹⁰ de su caso base, para el periodo 2022 – 2036, la media internacional de consumo per cápita de energía eléctrica tendrá una Tasa Media de Crecimiento Anual (tmca) de 0.9%, la generación neta tendrá una tmca de 1.6% y se espera que, para el 2036, la generación de energía eléctrica con fuentes renovables represente el 47.1% de la matriz energética, aumentando en promedio 4.7% por año. Apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. En 2036, se prevé que la producción de energía eléctrica con base en líquidos¹¹ prácticamente desaparezca (0.4%). La generación nuclear representará el 9.1%, mientras que, el carbón y el gas natural aportarán el 22.6% y el

20.8% de la generación neta, respectivamente. La intensidad energética mundial tendrá un decremento promedio de 1.8% en el horizonte.

6.2 CONSUMO NETO 2021

El consumo neto se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios del Distribuidor y Transportista.

En 2021, el consumo neto nacional del SEN ascendió a 322,541 GWh, lo que significa un incremento de 3.5% respecto al consumo de 2020. Este incremento es reflejo de la recuperación en ascenso de la económica del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

La GCR Peninsular (PEN), el SIBC y la GCR Noreste (NES), fueron las que mostraron una mayor recuperación al presentar tasas de 8.9%, 8.4% y 6.3%, respectivamente. La GCR Norte (NTE), Central (CEL) y Noroeste (NOR) presentaron crecimientos moderados del orden de 1.3%, 1.1% y 0.5% cada una.

En el Cuadro 6.1 se presenta la distribución de consumo neto por Sistema y por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental (OCC) tiene la mayor participación con 69,888 GWh lo que equivale a 21.7% del total nacional, seguido del CEL con 17.6% y los que menor participación presentaron fueron el SIBCS y el SIM que en conjunto representan el 0.9%

⁹ Key World Energy Statistics, IEA 2021

¹⁰ International Energy Outlook 2021, with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, October 2021

¹¹ Todo el petróleo, incluidos el petróleo crudo y los productos de la refinación del petróleo, los líquidos de gas natural, los

biocombustibles y los líquidos derivados de otras fuentes de hidrocarburos (incluidos el carbón a líquidos y el gas a líquidos). No se incluyen el gas natural licuado (GNL) ni el hidrógeno líquido.



CUADRO 6.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019-2021

CONSUMO NETO						
	2019		2020		2021	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	318,757	2.2	311,605	-2.2	322,541	3.5
Interconectado Nacional (SIN)	301,779	2.3	294,165	-2.5	304,024	3.4
Baja California (SIBC)	14,130	-0.9	14,683	3.9	15,541	5.8
Baja California Sur (SIBCS)	2,711	2.4	2,608	-3.8	2,826	8.4
Mulegé (SIM)	138	-0.2	148	6.8	150	1.9
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL						
Central (CEN)	59,173	-0.7	56,243	-5.0	56,868	1.1
Oriental (ORI)	50,839	3.1	49,847	-2.0	52,070	4.5
Occidental (OCC)	68,941	2.6	67,867	-1.6	69,888	3.0
Noroeste (NOR)	24,321	1.5	25,421	4.5	25,548	0.5
Norte (NTE)	28,416	6.6	28,572	0.5	28,947	1.3
Noreste (NES)	56,258	1.9	53,769	-4.4	57,154	6.3
Peninsular (PEN)	13,830	7.3	12,446	-10.0	13,548	8.9

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 54.2% del consumo neto, mientras que en los meses restantes el 45.8% como se muestra en la Figura 6.1.

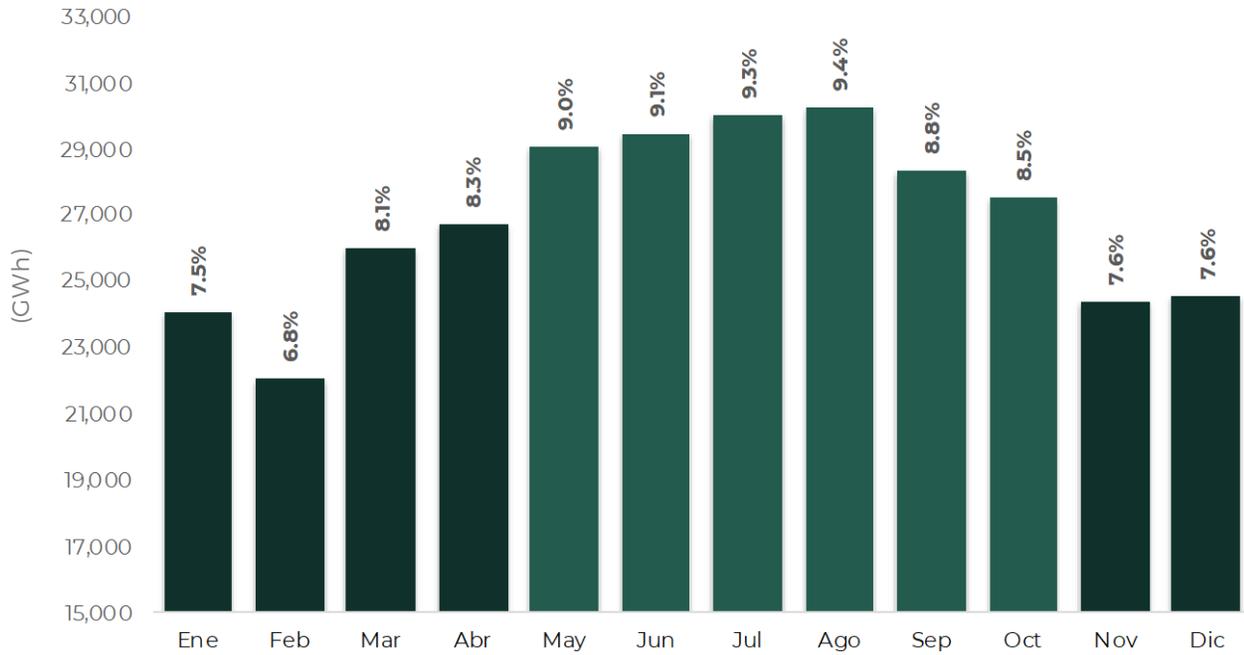
Dicho comportamiento es parecido al PIB del Sector Eléctrico, (generación, transmisión y distribución de

energía eléctrica), para los trimestres abril-junio y julio-septiembre; donde se presenta mayor crecimiento económico y en los trimestres restantes el crecimiento es menor.

En los últimos 10 años (2012 – 2021) el consumo neto del SEN tuvo una tmca de 2.2%

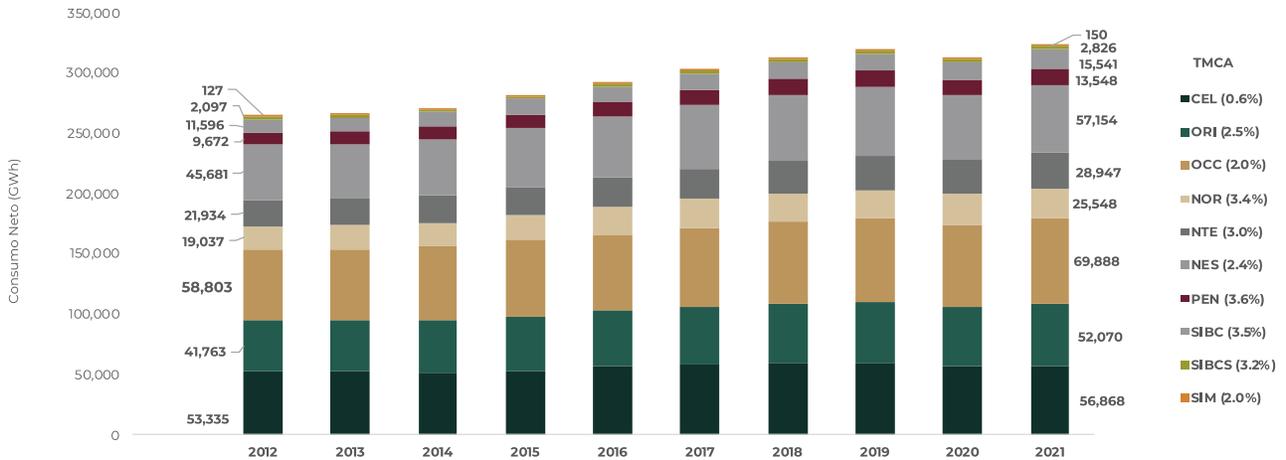


FIGURA 6.1 CONSUMO NETO MENSUAL DEL SEN 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

FIGURA 6.2 CONSUMO NETO POR GCR 2012-2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



De acuerdo con la Figura 6.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2012 – 2021 fueron las GCR PEN, SIBC y GCR NOR con tmca de 3.6%, 3.5% y 3.4%, respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la GCR CEL con 0.6% aunque se le transfirió la zona Lázaro Cárdenas de Michoacán, sin embargo, en esta región se registró el 17.6% del consumo neto nacional en 2021.

El SIN pasó de 250,226 GWh en 2012 a un consumo neto de 304,024 GWh en 2021, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.1%. La energía eléctrica del último año equivale a 94.3% del consumo bruto del SEN y el 5.7% restante se consumió en los Sistemas Interconectados de la península de Baja California.

6.3 CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2021

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía utilizada por los diferentes Usuarios Finales de la industria eléctrica – usuarios del Suministro Básico, usuarios del Suministro Calificado y autoabastecimiento remoto– .

La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios,

Bombeo Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector de la Gran Industria (7.5%) y la Empresa Mediana (7.0%) presentaron el mayor crecimiento con respecto al 2020, seguido del sector Comercial (2.4%). El consumo final del SEN se ubicó en 277,258 GWh, lo que representó un alza de 4.1% respecto a 2020. Lo anterior fue posible por la reapertura gradual de actividades económicas que se restringieron por la pandemia.

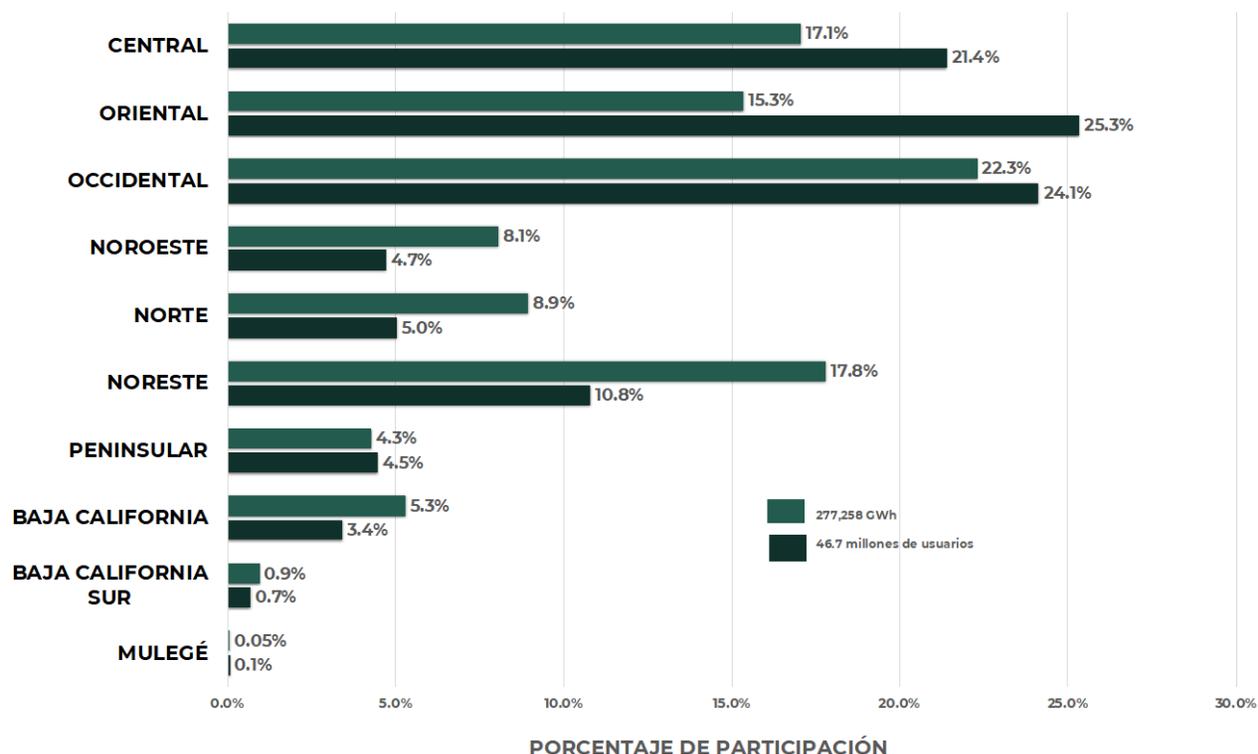
En la Figura 6.3 se observa que la GCR OCC concentra el 22.3% del consumo final, seguido de la GCR NES y CEL con 17.8% y 17.1%, respectivamente.

El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2021 ascendió a 46.7 millones, incrementándose en 2.2%¹² respecto de los 45.6 millones de clientes del año anterior. Los sectores que tuvieron mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, fueron el sector Residencial y Empresa Mediana con incrementos de 2.3% y 2.2%, respectivamente. En la Figura 6.3, también se observa la distribución de Usuarios Finales por GCR, siendo la Oriental (ORI) la que concentra el 25.3% del número de Usuarios Finales del total nacional – su consumo final es del 15.3%– . Por su parte, la GCR Occidental aloja el 24.1% y la GCR CEL el 21.4%.

¹² La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo



FIGURA 6.3 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS FINALES POR GCR Y SISTEMAS, 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.4 EFICIENCIA ENERGÉTICA 2021

La EIA¹³ define la Intensidad Energética (IE) como una relación entre el consumo de energía y otra métrica, normalmente el Producto Interno Bruto nacional en el caso de la intensidad energética de un país.

La Comisión Económica para América Latina¹⁴ establece que éste es el indicador más común de eficiencia energética agregada cuya interpretación no es simple ya que en él influyen aspectos como eficiencia en el consumo de energía, condiciones climáticas, grado de industrialización / composición

de la economía, tamaño del país y tamaño de la población. Una mayor intensidad energética implica el empleo de más recursos energéticos para producir una unidad de riqueza económica, mayor contaminación ambiental además de menor competitividad del país y mayor déficit exterior. Por lo tanto, la intensidad energética es una de las medidas macroeconómicas más relevantes para conocer el estado de la economía.

El uso eficiente de la energía tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía requerida para el suministro de productos y servicios. Estas mejoras en el uso se logran generalmente por

¹³ US Energy Information Administration Glossary

¹⁴ CEPAL. Seminario taller para el monitoreo del

ODS 7, Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE). La Paz, Bolivia.



medio de estrategias de cambios tecnológicos o de procesos de producción más eficiente o a través de métodos certificados en la reducción de pérdidas de energía. La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción del desperdicio de energía y de los costos de energía (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de planeación, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos objetivos es la eficiencia energética.

En el Cuadro 6.2 se muestran indicadores de intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita por GCR y Sistema Interconectado. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de energía eléctrica en relación con las características económicas y demográficas de cada GCR.

En cuanto a la intensidad energética, se observa que únicamente las GCR CEL y PEN poseen indicadores inferiores a los del SEN (en 39.7% y 26.0% respectivamente). La GCR CEL posee una marcada diferenciación en cuanto a la participación de los sectores económicos en el PIB. En esta GCR el sector servicios, el cual es menos intensivo en el consumo de energía eléctrica en comparación con el sector industrial, concentra el 84.1% del PIB debido al alto número de corporativos ubicados en la CDMX y que marca una fuerte diferencia en la captación de ingresos por esta entidad con respecto a otros estados. En la GCR PEN, la participación económica de los sectores secundario y terciario en el PIB es

similar mientras que, el consumo de energía eléctrica sólo representa el 4.2% del total nacional. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen la intensidad energética más alta influenciadas por las condiciones climáticas, sector agrícola de bombeo y su desarrollo industrial. Destaca la GCR NTE con un indicador de eficiencia energética de 30 W/\$. A nivel nacional, la intensidad energética es de 18.7 W/\$.

Otro indicador importante es el consumo medio, el cual analiza la relación entre el consumo de energía eléctrica y el número de Usuarios Finales. Las GCR ubicadas en el centro y sur del país poseen un consumo medio inferior al nacional de 6.9 MWh/usuario debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de clientes (75.4% del total nacional). Las GCR ubicadas en el norte tienen una intensidad energética superior hasta en 81.2% con respecto al SEN ocasionada por la mayor cantidad de industrias, agricultura de bombeo y comercios, y a la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país. En promedio, el consumo medio de las GCR y Sistemas Interconectados es de 8.5 MWh/usuario.

El consumo per cápita de energía eléctrica indica la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEL y ORI, el consumo per cápita es menor en 30.3% y 37.7% con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2% de la población nacional. La GCR NES posee el consumo per cápita más alto del país (76.5 kWh/hab) ya que concentra el 17.7% del consumo con sólo el 10.0% de la población de México. A nivel nacional, el consumo per cápita es de 2,536.8 kWh/hab.



CUADRO 6.2 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2021

GCR Y/O SISTEMA	INTENSIDAD ENERGÉTICA (W/\$)	VARIACIÓN CON RESPECTO AL SEN (%)	CONSUMO MEDIO POR USUARIO DEL SEN (MWH/USUARIO)	VARIACIÓN CON RESPECTO AL SEN (%)	CONSUMO PER CÁPITA (KWH/HAB)	VARIACIÓN CON RESPECTO AL SEN (%)
Central	11.3	-39.7	5.6	-18.8	1,769	-30.3
Oriental	18.8	0.8	4.4	-35.9	1,580	-37.7
Occidental	20.6	10.3	6.2	-9.9	2,598	2.4
Noroeste	26.2	40.2	11.6	69.3	4,240	67.1
Norte	30.0	60.2	12.4	81.2	4,404	73.6
Noreste	24.0	28.2	11.2	63.2	4,477	76.5
Peninsular	13.8	-26.0	6.5	-5.4	2,629	3.6
Baja California	25.5	36.4	9.7	41.8	4,087	61.1
Baja California Sur	21.8	16.8	8.7	27.1	3,695	45.6
SEN	18.7		6.9		2,537	

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y en la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios¹⁵, publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Secretaría de Energía son políticas obligatorias en materia de eficiencia energética. Esta última constituye el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazos, en materia de obligaciones de energías limpias y aprovechamiento sustentable de la energía para lo cual plantea un escenario de TEM¹⁶.

La Estrategia plantea el comportamiento posible del consumo final de energía o bien los requerimientos de energía en sus distintas fuentes. Es un Escenario de Línea Base, que representa las condiciones inerciales de las actuales políticas públicas de eficiencia energética.

Se estima que el consumo final energético en el Escenario de Línea Base aumentará a una tasa anual de 1.9% hasta el año 2036.

A su vez, el Escenario de TEM presentaría una tasa de crecimiento de 0.6% esto a partir del potencial técnico de ahorro de energía existente con medidas viables de eficiencia energética.

En cuanto a la intensidad energética de consumo final se prevé que disminuya a menos de 1.0% por año entre 2019 y 2050 en el escenario de Línea Base, en el escenario de TEM podría disminuir 2.4% por año en el mismo periodo.

¹⁵ DOF, 07/02/200 ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.

¹⁶ Escenario de TEM: considera la intervención de medidas y políticas públicas de eficiencia energética adicionales que impulsarán y acelerarán el aprovechamiento óptimo de la energía en los sectores de uso final mediante la penetración de mejores tecnologías con los mejores desempeños energéticos.



6.5 ENERGÍAS RENOVABLES

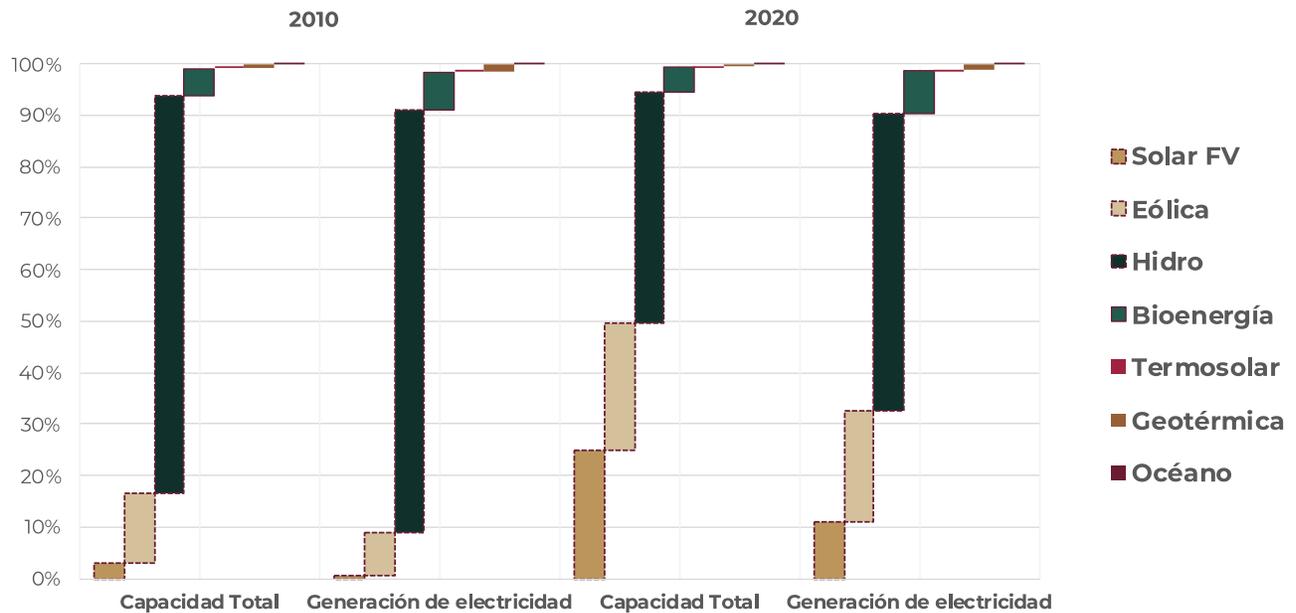
El despliegue a nivel mundial de energías renovables ha aumentado exponencialmente, debido a los compromisos que se han adoptado a nivel mundial en materia de cambio climático, el abaratamiento de los costos de producción de las tecnologías renovables y el cambio de modelo económico de pasar de una economía basada en petróleo y sus derivados a energías renovables.

En varios países del mundo, la energía eléctrica FV, ha sido la opción menos costosa entre las fuentes de energías renovables para agregar nueva capacidad

instalada de generación, especialmente por los incentivos y mecanismos en los mercados eléctricos. La energía eléctrica FV ha representado la mayor tmc entre las energías renovables en todo el mundo con un 38.4% de generación de energía eléctrica entre 2010-2020.

En Figura 6.4 la tecnología con el porcentaje de participación más alto de capacidad instalada del 2010 y 2020 fue la hidroeléctrica con 77.3% y 44.7%. La capacidad instalada de la energía eólica ganó participación al pasar de 13.6% en 2010 a 24.8% en 2020, asimismo lo hizo la FV que en 2010 tenía una participación de 3.0% y alcanzó en 2020 24.8%

FIGURA 6.4 DISTRIBUCIÓN DE CAPACIDAD Y GENERACIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍAS RENOVABLES 2010 Y 2020 POR GCR Y SISTEMA 2021



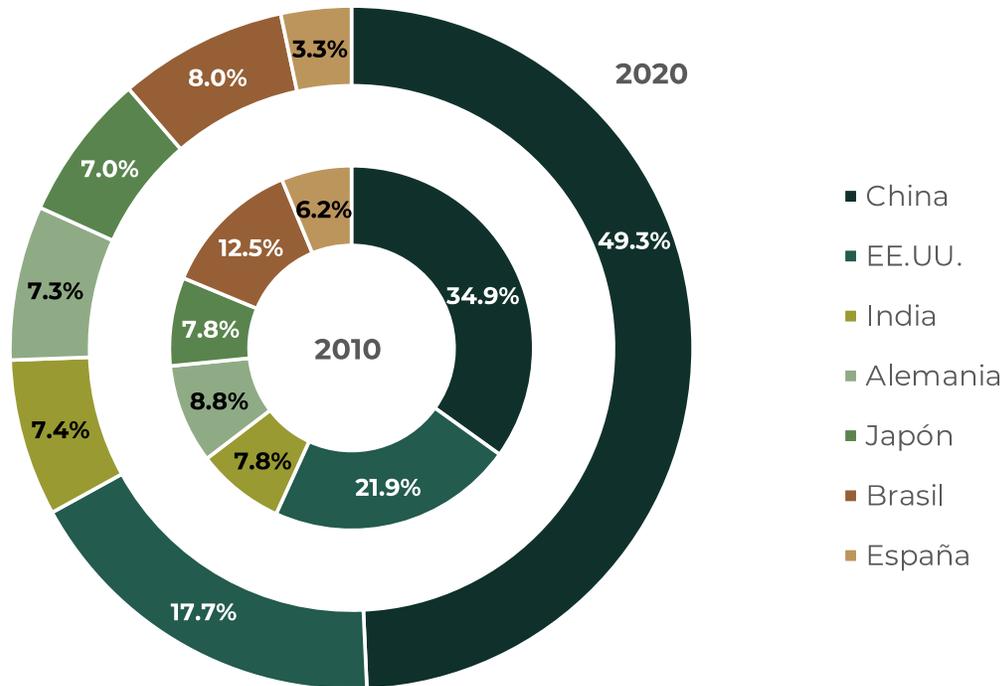
FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

Según la IEA, siete de los diez países principales que dominan la expansión de las energías renovables son: China, EE. UU., India, Alemania, Japón, Brasil y España. Países seleccionados que se describirán en esta sección.

Se observa en la Figura 6.5 los dos países que tuvieron la participación más alta en 2010 fueron China y EE. UU. con 34.9% y 21.9% respectivamente, así también siguieron predominando hasta el 2020 como los dos países con mayor proporción de



FIGURA 6.5 PARTICIPACIÓN DE PAÍSES PRINCIPALES EN CAPACIDAD RENOVABLE 2010 Y 2020



FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

Los cambios que están experimentando los SEP, en diferentes países en el mundo, con las energías renovables debido al objetivo de descarbonizar, contribuir en la reducción de GEI y despliegue de GD-FV (disponibilidad de energía renovable a bajo costo comparado con las tarifas eléctricas de suministradores a nivel mundial) ha requerido la implementación de innovación tecnológica para la incorporación de energía renovable.

que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la TEM, por su parte, la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), establece las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible. Considerando la aplicación de políticas públicas, ambientales, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas, así como esquemas de incentivos ambientales¹⁷.

6.6 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2021

México ha desarrollado capacidades en manufactura y logística en la industria automotriz,

¹⁷ Escenario de TEM y Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME).



México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2021 se vendieron 47,079¹⁸ Vehículos eléctricos (VE), Vehículos híbridos (VH) y Vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 4.6% del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significa un aumento de ventas de 22,674 unidades (93%) con respecto al 2020. Las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 23.5% (11,070 unidades) y el 13.4% (6,319 unidades) respectivamente, seguidos por Nuevo León con el 10.1% (4,765 unidades) y el 9.5% (4,471 unidades) cada una.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VHE y VH, para un recorrido de 300 km, son los ahorros de energía que van de un 43% a un 80%, así como una disminución en las emisiones de GEI mismas que pueden ser del 41% al 64% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta en la Ciudad de México y Zona Conurbada con el Sistema de Transporte Colectivo Metro¹⁹, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús²⁰, la red de cablebús, el Tren Suburbano²¹, y los primeros autobuses de Metrobús eléctricos. En el norte del país, Monterrey, cuenta

con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey²² y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano²³.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 587 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo neto del SEN en 2021.

6.7 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2021

La GD²⁴ se refiere a la generación de electricidad local en pequeñas cantidades (menor a 500 kW instalados) para autoconsumo, generalmente de Centros de Carga en los sectores Residencial, Comercial y Pequeña y mediana industria, es decir, en circuitos de baja tensión de las RGD; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y la irradiación solar.

Los primeros sistemas de GD, registrados en enero de 2007 en los circuitos eléctricos de distribución, fueron sistemas fotovoltaicos con capacidad instalada de 1 kW, a partir del primer sistema de GD en operación se han diversificado las tecnologías, en la Figura 6.6. se muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnología de GD a 2021.

¹⁸ Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, diciembre de 2021. INEGI.

¹⁹ STC Metro, 2021

²⁰ www.ste.cdmx.gob.mx

²¹ Suburbano. La vía rápida al bienestar

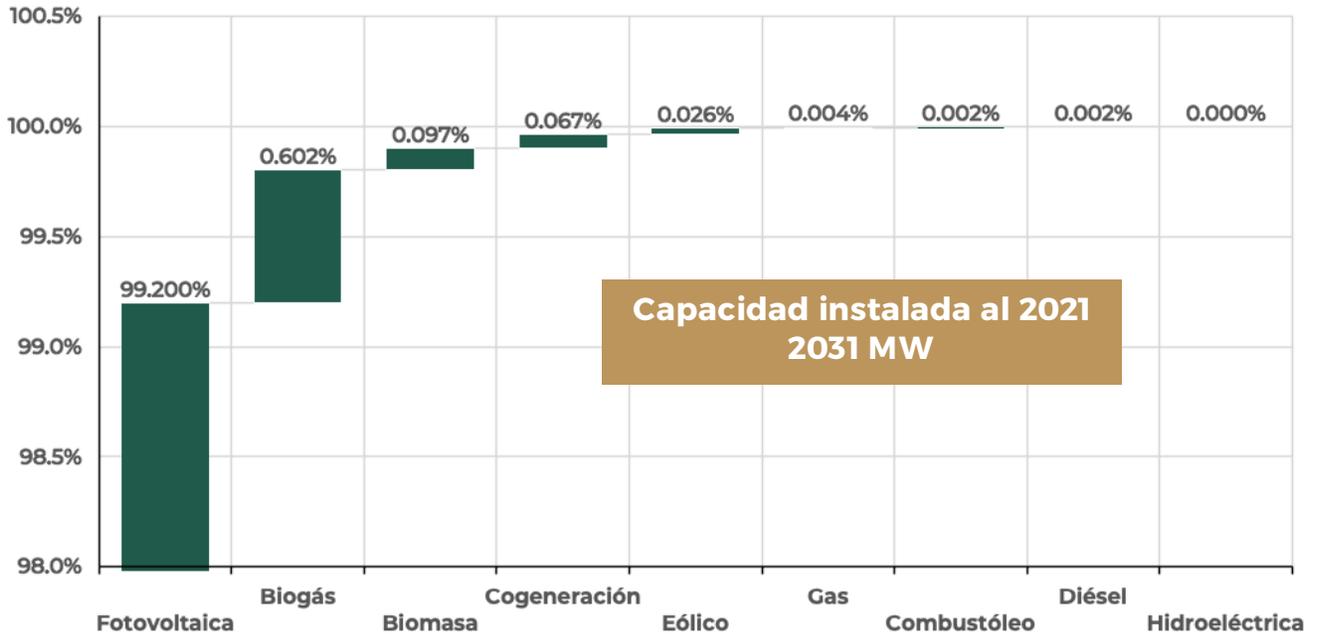
²² Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2021

²³ SITEUR, 2021

²⁴ Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII, Generación Distribuida: Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado. DOF 11 de agosto de 2014



FIGURA 6.6 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR TECNOLOGÍA



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Debido a que la GD-FV ocupa más del 99.2% de la capacidad instalada, se describirá a partir de ello.

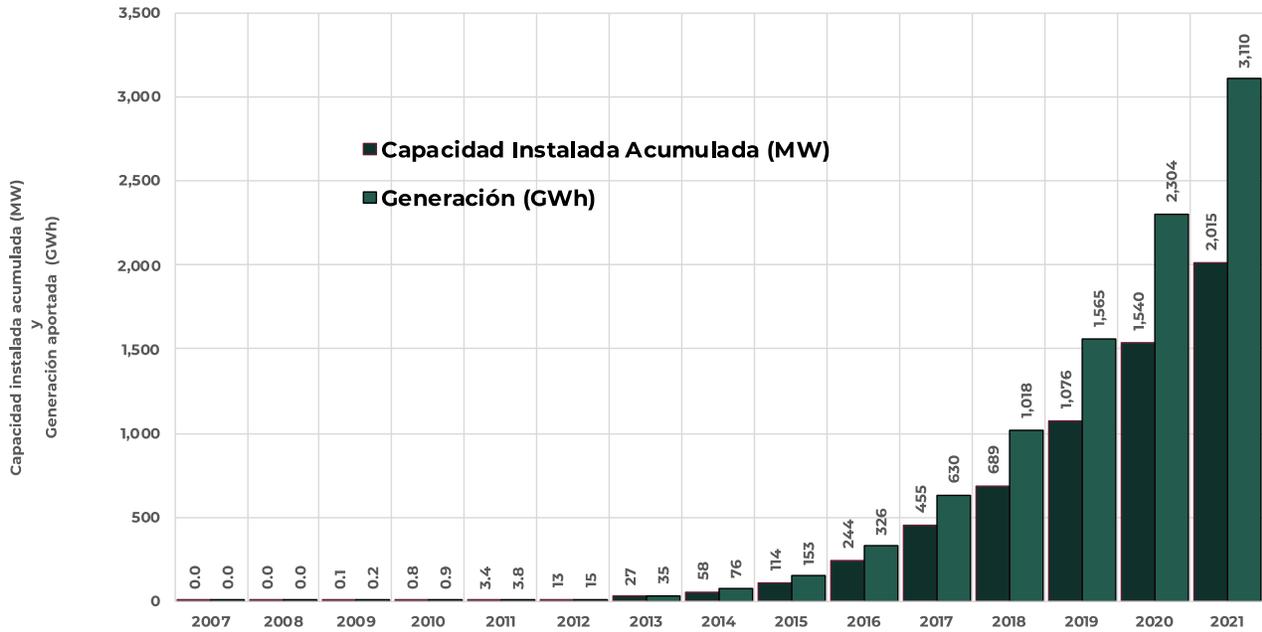
La aportación de la GD-FV al SEN, se presenta durante el día, al generar electricidad para autoconsumo en casas y comercios, aprovechando las horas de irradiación solar. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes Centrales Eléctricas del SEN — se evitan emitir emisiones de CO_{2e}, NO_x y SO_x al medio

ambiente — y al no inyectarse a la RNT para su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas por efecto Joule I²R en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

En 2021 el 99.2% de capacidad instalada de GD es de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registró de más de 270 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 2,015 MW en el SEN, como se indica en la Figura 6.7.



FIGURA 6.7 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN APORTADA POR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICAS 2007-2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE²⁵

En 2021 fue instalada una capacidad de 475 MW que se estima generaron 452.5 GWh de energía eléctrica, en la Figura 6.8 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 34.7% y en menor porcentaje se encuentran Baja

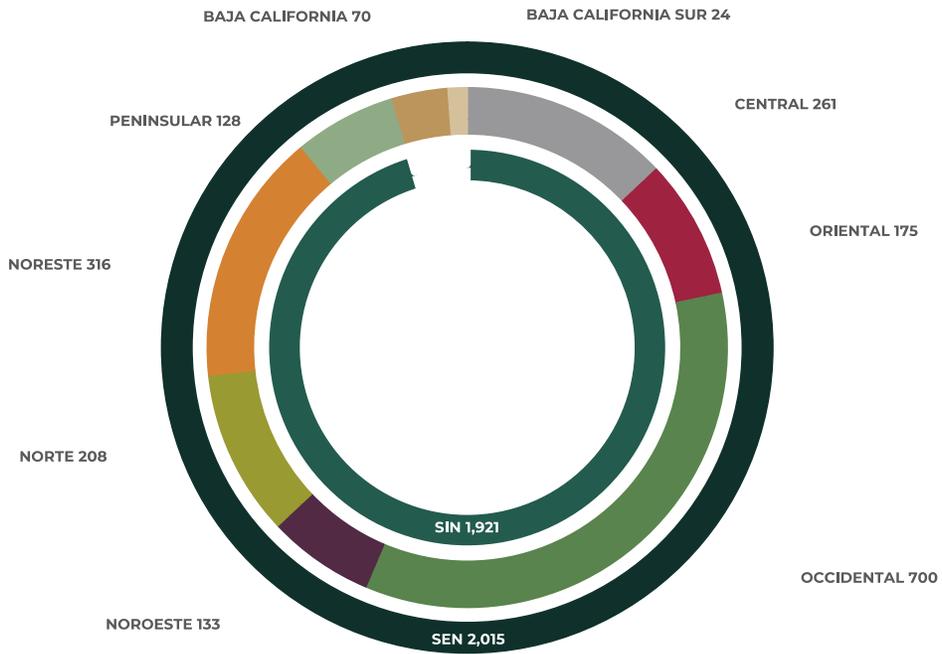
California y Baja California Sur con 3.5% y 1.2% respectivamente, este último por sus características de un SEP eléctricamente aislado del resto del SIN o Baja California, la integración de la GD-FV se encuentra limitada para garantizar la estabilidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico dada la capacidad instalada en la RNT de Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

²⁵ Los datos con respecto al PRODESEN 2021-2035 se ajustaron con base a la base de datos estadística de la CRE y la información proporcionada por CFE Distribución. En 2022 se

actualizaron valores 2007-2021 con base en información de la CRE.



FIGURA 6.8 CAPACIDAD ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA (MW) SIN Y SEN 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.8 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA 2021

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2021, la demanda máxima neta integrada del SIN registró un valor de 45,244

MWh/h, lo que equivale a un incremento de 5.8% respecto a los 42,748 MWh/h de 2020.

La demanda máxima no coincidente integrada se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En el Cuadro 6.3 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas Interconectados: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.



CUADRO 6.3 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN 2021

	DEMANDAS MÁXIMAS ^{1/}		DEMANDAS COINCIDENTES	
	MWH/H	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h ^{2/}
SISTEMA				
Eléctrico Nacional (SEN) ^{2/}	48,097			
Interconectado Nacional (SIN)	45,244	5.8%		
Baja California (SIBC)	3,153	2.5%		2,361
Baja California Sur (SIBCS)	542	9.3%		470
Mulegé (SIM)	30	4.2%		22
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL				
Central	8,297	-0.6%	7,777	7,777
Oriental	7,743	5.3%	6,796	6,796
Occidental	10,166	4.4%	10,100	10,100
Noroeste	5,233	2.8%	4,571	4,571
Norte	4,976	2.7%	4,876	4,876
Noreste	9,530	3.4%	9,220	9,220
Peninsular	2,198	9.6%	1,904	1,904

^{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

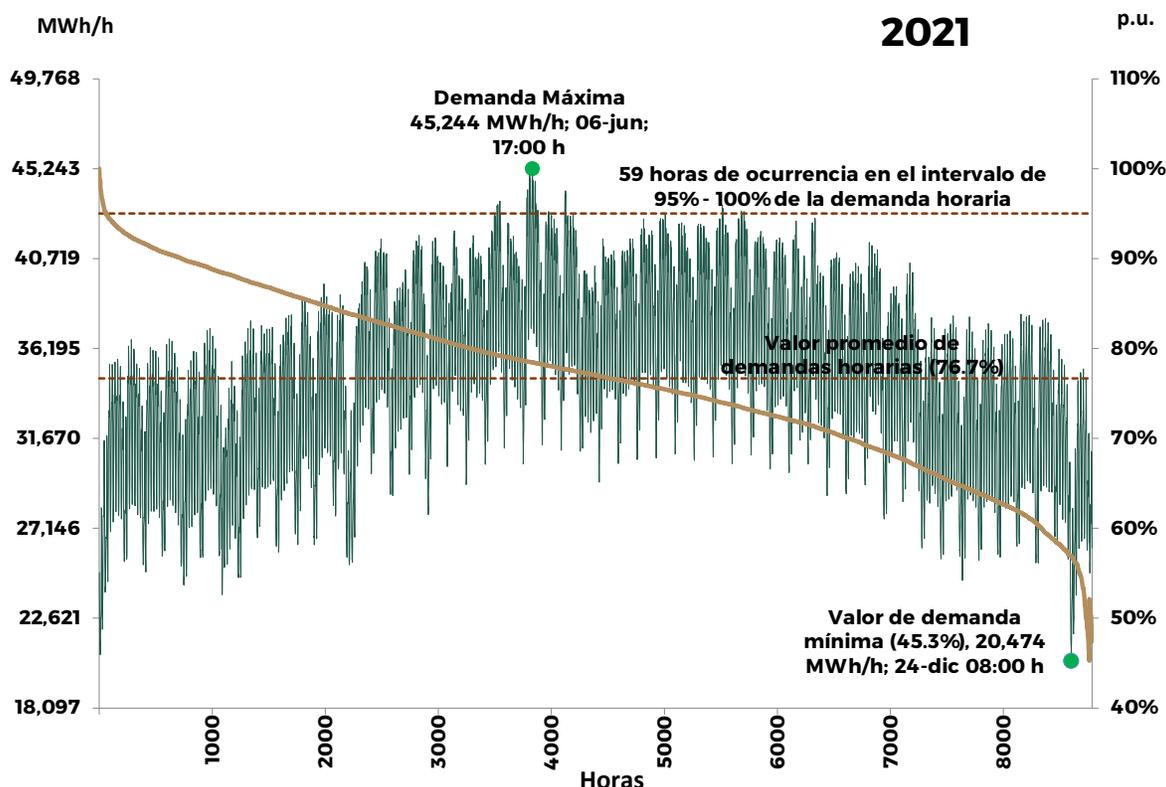
6.9 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2021

Las características de la demanda máxima integrada neta se muestran a través de la curva de carga del SIN 2021 son las siguientes: se concentran 59 horas del año en el intervalo de 95%– 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 45.3% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.7%— factor de carga— .

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año, en contraste en los meses de primavera se observa una disminución de la demanda ocasionada por el confinamiento derivado de la pandemia. En los meses con temperaturas bajas – invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR CEL, como se muestra en la Figura 6.9 Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.



FIGURA 6.9 CURVA DE CARGA DEL SIN 2021 (MWH/H)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.10 ENTORNO ECONÓMICO 2021

En el Cuadro 6.4 se presentan indicadores que explican el desempeño económico del país en 2021. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 20.3 MXN/USD, 5.6% menor al tipo de cambio de 2020 de 21.5 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 5.5%, 125 puntos base mayor en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 7.4%, 4.2 puntos porcentuales mayor con respecto al cierre de 2020. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 65.3 dólares por barril, en comparación con los 36.2 dólares por barril del 2020.

En cuanto al consumo privado se observó un crecimiento de 8.2% en comparación con el retroceso de 2020 (-11.1%). Por su parte la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 11,491 millones de dólares, el cual se compara con el superávit de 34,013 millones de dólares reportado en 2020. La Inversión extranjera directa se incrementó en 13.2%.

De forma global la economía creció en 4.8%. Por actividad económica, las actividades primarias presentaron un avance 2.9%, mientras que las secundarias lo hicieron en 6.5%, luego de haber retrocedido 9.8%. Por su parte las actividades terciarias crecieron 4.1% después de la disminución de 7.5% presentada en 2020.



CUADRO 6.4 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS 2020-2021

INDICADOR ECONÓMICO	2020	2021	VARIACIÓN %
	ANUAL	ANUAL	
PIB Total cifras reales (%) ^{1/}	-8.2	4.8	
Primario (Agrícola)	0.3	2.9	
Secundarias (Transformación)	-9.8	6.5	
Terciarias (Servicios)	-7.5	4.1	
Tipo de cambio (pesos / dólar) ^{2/}	21.5	20.3	-5.60%
Precio del crudo mexicano (dólares por barril) ^{3/}	36.2	65.3	80.40%
Tasa de interés de referencia (%) ^{2/}	4.3	5.5	
Inflación (%) ^{2/}	3.2	7.4	
Consumo privado (%) ^{1/}	-11.1	8.2	
Balanza Comercial (millones de dólares) ^{1/}	34 013.5	-114 91.1	
Exportaciones	416,999	494,225	18.50%
Importaciones	382,986	505,716	32.00%
Inversión Extranjera Directa (millones de dólares) ^{4/}	27 933.6	31 621.2	13.20%

^{1/} Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)

^{2/} Banco de México (BANXICO)

^{3/} PEMEX

^{4/} Secretaría de Economía

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

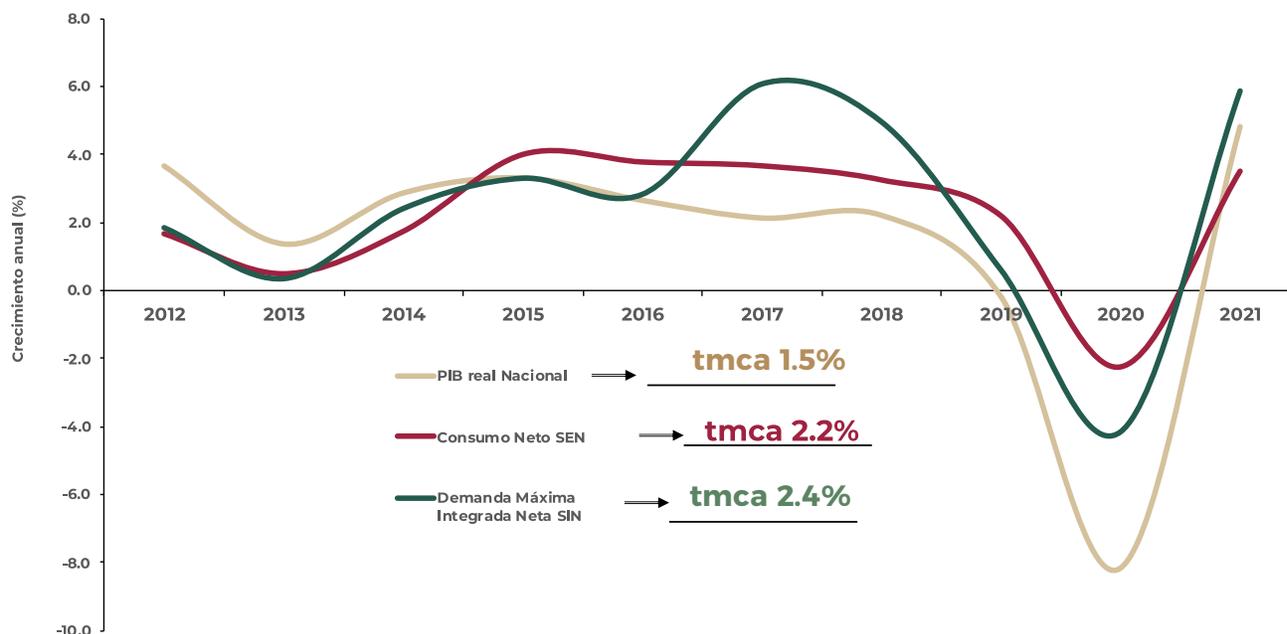
El PIB en 2021 mostró un avance de 4.8% respecto a 2020. Dicho crecimiento fue gracias a la reapertura

de actividades que se cerraron como parte de las estrategias que se implementaron para mitigar los contagios del COVID-19.

La industria eléctrica en su consumo neto de 2020 registró un decremento de -2.2% tasa inferior a la registrada en 2019 de 2.2% finalmente como resultado de la recuperación económica en 2021 el consumo neto se ubicó en un crecimiento de 3.5%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo neto y la demanda máxima integrada neta. En la Figura 6.10 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.



FIGURA 6.10 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO NETO SEN Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA SIN 2012-2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Por GCR y Sistema Interconectado, también es conveniente realizar un análisis de los principales indicadores económicos y demográficos, así como el comportamiento de la Demanda Máxima en las zonas más representativas.

La GCR CEL: ocupa el 3.7% del territorio nacional aproximadamente y concentró, durante 2021, el 25.3% de la población (32.2 millones de personas). El año pasado, la GCR CEL atendió al 21.7% de los usuarios mientras que, la tasa promedio de desocupación en ese mismo año resultó de 2.9%

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2022-2036²⁶, se calcula que la contribución de esta GCR al PIB nacional en 2021 sea de 29.3%. Compuesto en un 84.1% por las actividades terciarias. Por su parte, las actividades secundarias sumarán 14.8% donde el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representaría el 6.3% de dichas actividades y el 0.9%

con respecto al PIB de la Gerencia. Finalmente, las actividades primarias sólo aportarán el 1.1% restante.

En 2021, la GCR CEL alojó poco menos de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 26.3% del total del país, conforme a la información presentada en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) del INEGI. Sus principales Centros de Carga se encuentran en la industria de la construcción (cementeras), industria del acero, el Sistema de Transporte Colectivo-Metro, armadora automotriz, refinería de Tula y las plantas de bombeo Cutzamala. La Inversión Extranjera Directa (IED) durante 2021 representó el 23.0% del total nacional, siendo así, la GCR que mayor inversión extranjera capta.

La GCR CEL se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur, las cuales representaron el 39.2%, 17.8% y 43.0%, respectivamente de la demanda máxima de

²⁶ Las estimaciones del PIB de 2021 por GCR y Sistemas se realizaron con base al escenario Macroeconómico 2022-2036,

toda vez que no se cuenta con información oficial del PIB estatal para dicho año.



esta GCR. Al interior de la región Valle de México Norte destaca la zona Cuautitlán como la que concentra la mayor proporción de la Demanda Máxima (16.3%). La zona Tlalnepantla fue la que presentó mayor recuperación en la demanda durante 2021 al registrar un crecimiento de 8.5% después de haber caído 6.4% durante 2020.

En la región Valle de México Centro, la zona Chapingo acapara el 21.8% de la demanda máxima, sin embargo, el mayor crecimiento durante 2021 lo registró la zona Zócalo con una tasa anual de 9.5%. En lo que respecta a la región Valle de México Sur, la zona Lázaro Cárdenas destaca porque concentra el 19.6% de la demanda máxima mientras que, la zona Las Lomas tuvo la tasa de crecimiento anual más elevada de la región durante 2021 con 6.2%.

Se espera que en el periodo 2022 – 2036, el PIB de la CGR CEL tenga un crecimiento promedio anual de 2.7% manteniendo su contribución a la economía nacional en el año 2032 con 29.2%.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta Gerencia se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.1% a tasa anual. Por el lado de la demanda, se estima que las zonas Tulancingo de la región Valle de México Norte, Polanco de la Valle de México Centro y Las Lomas perteneciente a la Valle de México Sur, registrarán el crecimiento promedio anual más elevado a un ritmo de 2.9%, 3.8% y 4.5%, respectivamente durante el mismo periodo.

La GCR ORI: ocupa el 18.6% del territorio nacional aproximadamente y concentró, durante 2021, el 25.9% de la población (33.0 millones de personas). Durante el mismo año, la GCR ORI atendió al 25.2% de los usuarios y su tasa promedio de desocupación fue de 3.3%.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2022-2036, se calcula que la contribución al PIB nacional en 2021 sea de 16.0%. La mayor proporción del PIB de la GCR ORI se encuentra en las

actividades económicas terciarias, las cuales representarían el 61.8%. Las actividades secundarias sumarían 33.3%, donde el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final sería el 6.1% de dichas actividades y el 2.0% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarían el 4.9% restante.

Con información del DENU del INEGI, en 2021 la GCR ORI alojó poco más de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 27.9% del total del país. Los principales Centros de Carga se encuentran en las industrias siderúrgica, petroquímica y del plástico, cementera y automotriz, además de la minería. Estas empresas están localizadas en los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala y Guerrero. La IED en 2021 representó el 8.0% del total nacional.

Para el análisis de la Demanda Máxima, la GCR ORI se divide en cuatro regiones. La región Oriente representó, durante 2021, el 35.8%, la Sureste el 28.4%, la Centro Oriente el 22.6% y la Centro Sur el 13.2%. Al interior de éstas, en la región Oriente, la zona Coatzacoalcos presentó la mayor concentración de demanda con 27.2% y la zona Veracruz fue la que registró el mayor crecimiento con 2.3%, ambos datos de 2021. En las regiones Sureste, Centro Oriente y Centro Sur, las zonas más representativas en cuanto a demanda son Villahermosa (24.5%), Puebla (43.7%) y Acapulco (31.4%), respectivamente. En cuanto al crecimiento anual registrado durante 2021, destacan las zonas Tehuantepec con 8.0% de la región Sureste, la zona Tecamachalco con 3.5% en la región Centro Oriente y la zona Cuautla con 4.7%. Ésta última pertenece a la región Centro Sur.

Para el periodo 2022 – 2036, se prevé que el PIB de la CGR ORI tenga un crecimiento promedio anual de 2.4%, disminuyendo su contribución a la economía nacional al pasar de representar el 16.0% en 2022 al 15.5% en 2036.



En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.2% cada año. Para el mismo periodo de análisis y para cada una de las regiones en que se divide la GCR ORI, las zonas que se estima presenten el mayor crecimiento a tasa media anual son Poza Rica (2.8%), Los Ríos (3.1%), Puebla (2.3%) e Iguala (2.4%).

La GCR OCC: ocupa el 15.1% del territorio nacional aproximadamente y, durante 2021, albergó al 21.2% de la población (26.9 millones de personas). En ese mismo año, la GCR OCC atendió al 24.0% de los Usuarios Finales mientras que, su tasa promedio de desocupación, fue de 3.4%

De acuerdo con lo previsto en el escenario Macroeconómico 2022-2036, su contribución al PIB nacional en 2021 será del 19.7%. En la GCR OCC, las actividades económicas terciarias representarán el 62.3%. Por otro lado, las actividades secundarias contribuirán con 31.9%. De éstas, el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final serán del orden del 5.5% y el 1.7% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarán el 5.9% restante.

Con información del DINUE del INEGI, durante 2021 en la GCR OCC operaron 1.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 22.0% del total del país. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias siderúrgica, minera, cementera y automotriz, las cuales se localizan en los estados de Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas y San Luis Potosí, principalmente. La IED en 2021 representó el 22.2% del total nacional.

La GCR OCC también se divide en tres regiones. La región Jalisco representó el 27.2% mientras que, las regiones Bajío y Centro Occidente, el 61.3% y 11.5% respectivamente.

En la región Jalisco, la zona Metropolitana Juárez concentró el 17.5% de la demanda máxima y la zona

que registró el mayor crecimiento a tasa anual fue Vallarta con 9.9%. En el Bajío, la zona San Luis Potosí representó el 15.4% de la demanda. Sin embargo, Querétaro fue la zona con el mayor crecimiento anual (5.7%) durante 2021. En la región Centro Occidente, la zona Colima participa con el 31.2% de la demanda máxima. Por otro lado, la zona Apatzingán registró una tasa de crecimiento anual de 5.1% durante 2021.

Para el periodo 2022 – 2036, se prevé que el PIB de la GCR OCC tenga un crecimiento promedio anual de 2.8%, incrementado su participación en la economía nacional en 0.4 puntos porcentuales al pasar de 19.7% en 2022 a 20.1% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.3% cada año. Adicionalmente, se contempla que las tmca más elevadas se registren en las zonas Minas (región Jalisco) con 3.9%, Querétaro (región Bajío) con 3.8% y Uruapan (región Centro Occidente) con 3.3%

La GCR NOR ocupa el 12.4% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, sus habitantes ascendieron a 6.0 millones de personas aproximadamente, lo que representa el 4.7% de la población del país. En ese año, la GCR NOR atendió al 4.7% de los Usuarios Finales. Su tasa promedio de desocupación fue de 3.3%

El escenario Macroeconómico 2022-2036 estima que su contribución al PIB nacional en 2021 sea del 5.6%. En esta GCR las actividades económicas terciarias representarán el 57.2%, las actividades secundarias alcanzarán el 33.9% y las actividades económicas primarias el 8.9% restante. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima representen el 8.2% de las actividades secundarias y el 2.8% del PIB de la GCR NOR.

De acuerdo con el DINUE del INEGI, durante 2021 en la GCR NOR operaron 0.2 millones de unidades



económicas, las cuales representan el 4.4% del total del país. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias minera, cementera y automotriz, localizadas en las zonas Cananea, Hermosillo y Caborca. La IED en 2021 representó el 4.1% del total nacional.

La zona Hermosillo es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en esta GCR con 20.7%, seguida de Culiacán y Cananea Nacozari con 16.5% y 10.2%, respectivamente. Durante 2021, la zona Nogales registró el crecimiento anual más alto con 4.1%.

Para el periodo 2022 – 2036, se prevé que el PIB de la CGR NOR tenga un crecimiento promedio anual de 2.6% manteniendo su porcentaje de participación en la economía en 5.6%.

En cuanto a los usuarios de esta Gerencia se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 0.9% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que la zona Mazatlán crezca a un ritmo promedio anual 3.1%.

La GCR NTE ocupa el 20.9% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, sus habitantes ascendieron a 6.6 millones de personas, lo que representa el 5.2% de la población del país, aproximadamente. En ese año, la GCR NTE atendió al 5.0% de los Usuarios Finales del servicio de energía eléctrica y su tasa promedio de desocupación fue de 2.2%.

Según las proyecciones del escenario Macroeconómico 2022-2036 se espera que la contribución al PIB nacional en 2021 sea del 5.6%. Las actividades económicas primarias representarían 5.6%, las secundarias 40.7% y las terciarias 53.7%. El PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final sería del 4.3% de las actividades secundarias y el 1.7% del PIB de la GCR NTE.

En la GCR NTE operaron 0.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 4.2% del total del país (INEGI, 2021). Los principales Centros de Carga se agrupan en las industrias minera y metalúrgica, industria cementera, madera y papel, manufactura y agrícola. La IED en 2021 representó el 8.6% del total nacional.

La zona Torreón es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en la GCR NTE con 24.7% seguida de Ciudad Juárez con 21.1%. Esta última zona también fue la que registró el crecimiento anual más alto con 6.2%.

Para el periodo 2022 – 2036, se prevé que el PIB de la CGR NTE tenga un crecimiento promedio anual de 2.3%. Sin embargo, se prevé que disminuya su porcentaje de participación en la economía al pasar de 5.6% a 5.3% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 0.7% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Santiago y Camargo crezcan a una tasa promedio anual de 3.2% cada una.

La GCR NES ocupa el 14.8% del territorio nacional aproximadamente. Sus habitantes ascendieron a 12.8 millones de personas, es decir, el 10.0% de la población del país. En 2021, la GCR NES atendió al 10.9% de los Usuarios Finales del servicio de energía eléctrica mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 2.6%.

De acuerdo con las proyecciones del Macroeconómico 2022-2036 se espera que la contribución al PIB nacional en 2021 alcance el 13.8%. Las actividades económicas primarias sólo representarían el 1.7% mientras que, las secundarias 37.5% y las terciarias 60.8%. El PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima que represente el 3.7% de las



actividades secundarias y el 1.4% del PIB de la Gerencia.

Durante 2021, en la GCR NES operaron 0.4 millones de unidades económicas, las cuales representan el 8.1% del total del país de acuerdo con el INEGI. Los principales Centros de Carga se concentran en las industrias siderúrgica, minera y de refinación de petróleo localizadas en las zonas Monterrey, Monclova, Concepción del Oro y Tampico. La captación de IED en 2021 representó el 21.1% del total nacional.

La zona Monterrey representa casi la mitad de la demanda máxima en la GCR NES con 46.4%, seguida por Saltillo en mucho menor medida con un 9.8%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2021 fueron Monclova y Monterrey con 7.7% y 7.6% respectivamente.

Se estima que en el periodo 2022 — 2036, el PIB de la GCR NES tenga un crecimiento promedio anual de 2.8% y que su porcentaje de participación en la economía nacional aumente un poco al pasar de 13.9% a 14.1% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.0% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas Río Verde y Mante crezcan a una tmca de 4.8% y 3.8% respectivamente.

La GCR PEN ocupa el 7.2% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, la población ascendió a 5.2 millones de personas, es decir, el 4.1% del total de los habitantes. Esta GCR atendió al 4.4% de los Usuarios Finales mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 3.7%

El Macroeconómico 2022-2036 estima que, con respecto al PIB nacional en 2021, la GCR PEN represente el 5.7%. A diferencia del resto de las GCR

donde predominan las actividades terciarias, en la GCR PEN las actividades secundarias ocuparían la mayor participación en el PIB con 50.4%. Las actividades relacionadas con el sector servicios representarán el 47.8% y las actividades económicas primarias el 1.9% restante. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima sea del 1.8% y, comprado con el PIB de la GCR, el 0.9%

En la GCR PEN operaron 0.2 millones de unidades económicas durante 2021, las cuales representan el 4.3% del total del país, según cifras del INEGI. Los principales Centros de Carga provienen de la industria sin chimeneas (turismo) además de una cementera, una procesadora de piedra caliza para empelarse en la construcción, una procesadora de aceites y semillas, una embotelladora de cervezas y hoteles. La captación de IED en 2021 representó el 2.1% del total nacional.

La zona Mérida representa el 32.2% de la Demanda Máxima en la GCR PEN, seguida por Cancún en menor porcentaje con un 25.0% y Riviera Maya con 14.6%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2021 fueron Riviera Maya (11.9%), Cancún (8.3%) y Mérida (7.5%).

Para el periodo 2022 — 2036, se prevé que el PIB de la GCR PEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.5% y que su porcentaje de participación en la economía nacional disminuya un poco al pasar de 5.7% a 5.5% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.7% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se estima que las zonas Riviera Maya, Cancún y Motul registren un crecimiento promedio anual de 4.9%, 4.2% y 3.8% respectivamente.



El SIBC ocupa el 3.6% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, la población representó 3.0%, esto es, 3.8 millones de personas. Este Sistema atendió al 3.4% de los Usuarios Finales mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 2.5%

Con respecto al PIB, el Macroeconómico 2022-2036 estima que, en 2021, el SIBC represente el 3.5% En este Sistema, las actividades terciarias participarían en el PIB con 57.3% Las actividades relacionadas con el sector industrial con el 40.5% y las actividades económicas primarias aportarán el 2.3% restante. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final aportarán el 7.1% y, comprado con el PIB de la GCR, el 2.9%

En el SIBC operaron 0.1 millones de unidades económicas durante 2021, las cuales representan el 2.3% del total nacional (INEGI, 2021). Los principales Centros de Carga pertenecen a las industrias siderúrgica, vidriera, plantas de bombeo de agua, aeroespacial, fabricación de rines de aluminio, automotriz, cementera y minera, y están localizadas en las zonas Mexicali, Tijuana y Ensenada. La captación de IED en 2021 representó el 7.0% del total nacional.

En el SIBC, la zona Mexicali representa casi la mitad de la demanda máxima (48.0%), seguido por Tijuana con 31.5%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2021 fueron Ensenada y San Luis Río Colorado con 2.3% y 1.4%, respectivamente.

Para el periodo 2022 – 2036, se proyecta que el PIB del SIBC tenga un crecimiento promedio anual de 3.0% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2036 (de 3.5% a 3.7%).

En cuanto a los Usuarios Finales, se pronostica que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.1% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Ensenada y Tijuana registren la tmca más alta (3.3% y 3.1%, respectivamente).

Sistema Baja California Sur (SIBCS y SIM) ocupa el 3.7% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, la población representó 0.6%, lo cual equivale a 0.8 millones de personas. El Sistema atendió al 0.7% de los Usuarios Finales mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 4.0%

Las proyecciones del Macroeconómico 2022-2036 estima que, en 2021, el Sistema Baja California Sur represente el 0.8% del PIB nacional. En este Sistema, su PIB estaría compuesto por 69.3% de actividades terciarias, 26.7% de las secundarias y 4.1% de las actividades económicas primarias. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representará el 17.0% y, comprado con el PIB de la GCR, el 4.5%

En el Sistema Baja California Sur operaron casi 35 mil de unidades económicas durante 2021, las cuales representan el 0.6% del total nacional (INEGI, 2021). Los principales Centros de Carga pertenecen a la industria minera y al Aeropuerto. La captación de IED en 2021 representó el 3.8% del total nacional.

El Sistema Baja California Sur sólo se compone de dos zonas. La zona La Paz representa el 95.0% de la demanda máxima mientras, que la zona Mulegé el 5.0% restante. La primera, registró una tasa de crecimiento anual durante 2021 de 6.0% mientras que, la segunda, de 2.4%

Se pronostica que en el periodo 2022 – 2036, el PIB del Sistema Baja California Sur tenga un crecimiento promedio anual de 3.8% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2036 (de 0.8% a 0.9%).

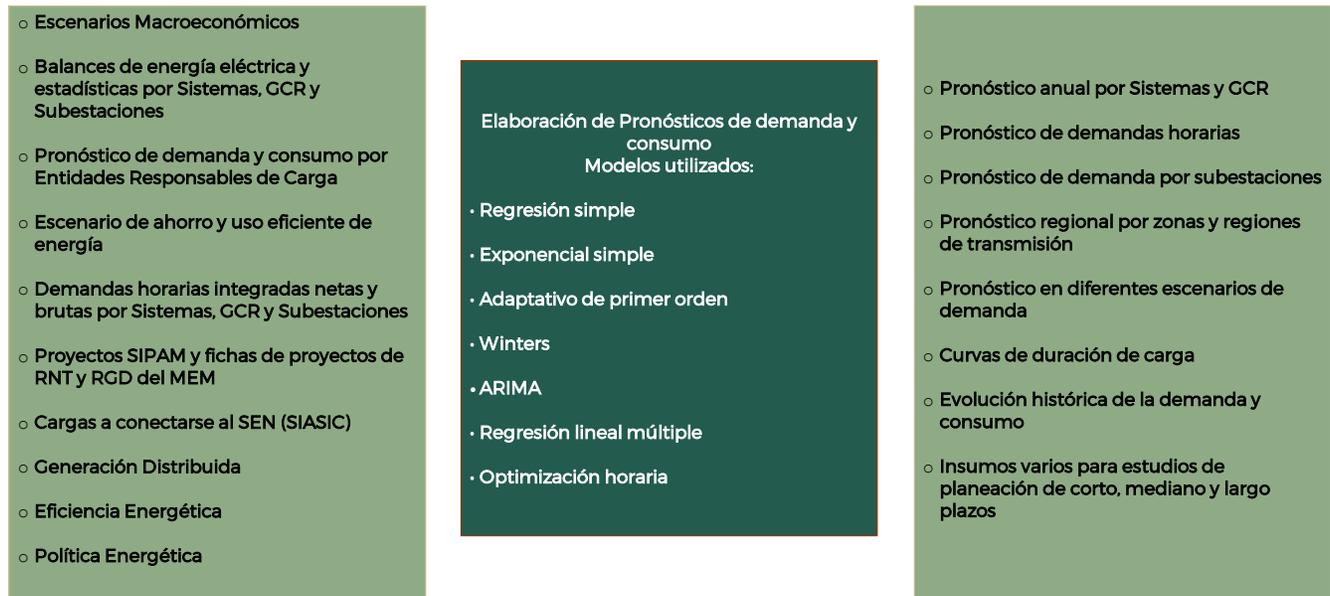
En cuanto a los Usuarios Finales, se prevé que en el mismo periodo decrezcan en promedio 0.1 por ciento cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, las zonas La Paz y Mulegé podrían crecer a una tasa anual de 3.1% y 2.4%, respectivamente.



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

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

FIGURA 6.12 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



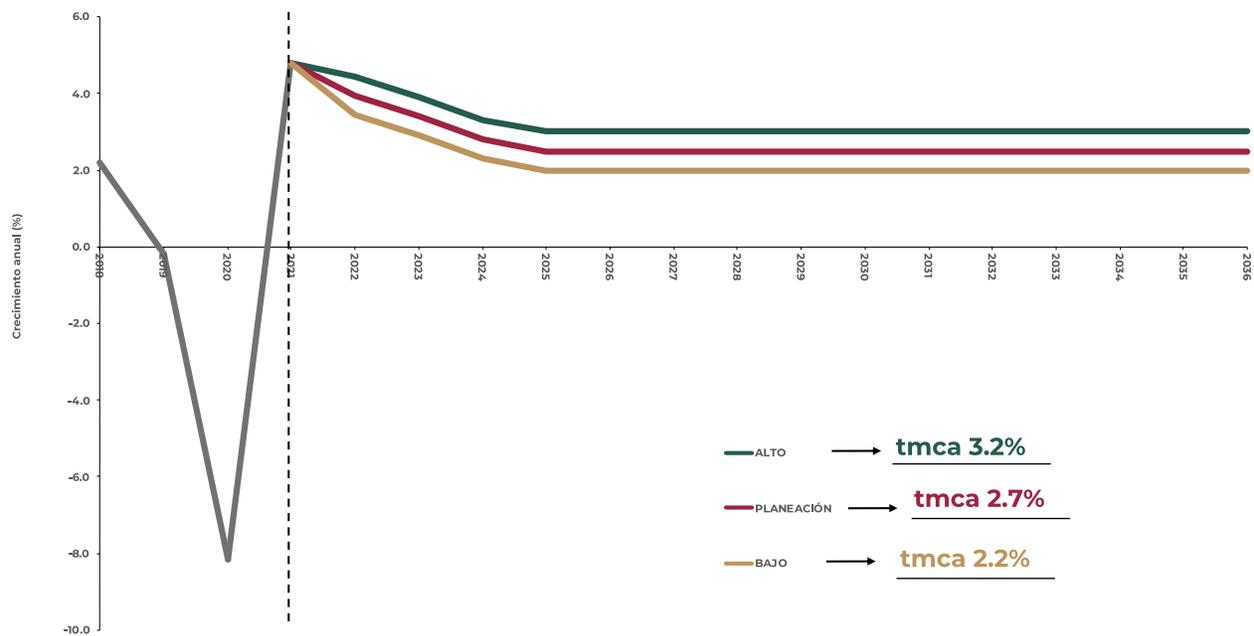
6.12 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2022-2036

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 6.13 con tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB nacional contempla una tmca de 2.7% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.2%, respectivamente. Dichas proyecciones son considerando la Contingencia Sanitaria y una

recuperación posterior a esta para los tres escenarios.

En el periodo 2022 – 2036, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.4%, mientras que el sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.7%. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2036, el sector Agrícola represente el 3.4% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.9% y 66.7%, respectivamente.

FIGURA 6.13 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2022-2036



FUENTE: Elaborado por SENER

El pronóstico de crecimiento del PIB presenta un comportamiento diferenciado entre el mediano y largo plazos, ya que, en este último, la incertidumbre es mayor. Por GCR y para el periodo 2022 – 2027, se espera que los SIBCS y SIN presenten la mayor tmca con 4.7% mientras que, el menor crecimiento del PIB se estima ocurrirá en las GCR Norte y Peninsular

con 2.6%. Tanto el SIN como el SEN se proyecta que crecerán un ritmo de 2.9% anual en el mismo periodo. Durante los años de 2022 – 2036, los SIBCS y SIM se prevé que continúen presentando el mayor crecimiento promedio anual (3.8%) y la GCR Norte el menor (2.3%). Para el SIN y el SEN se espera una tmca de 2.7% cada uno. Ver Figura 6.14.



FIGURA 6.14 PRONÓSTICO REGIONAL DEL PIB 2022-2027 Y 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2021.

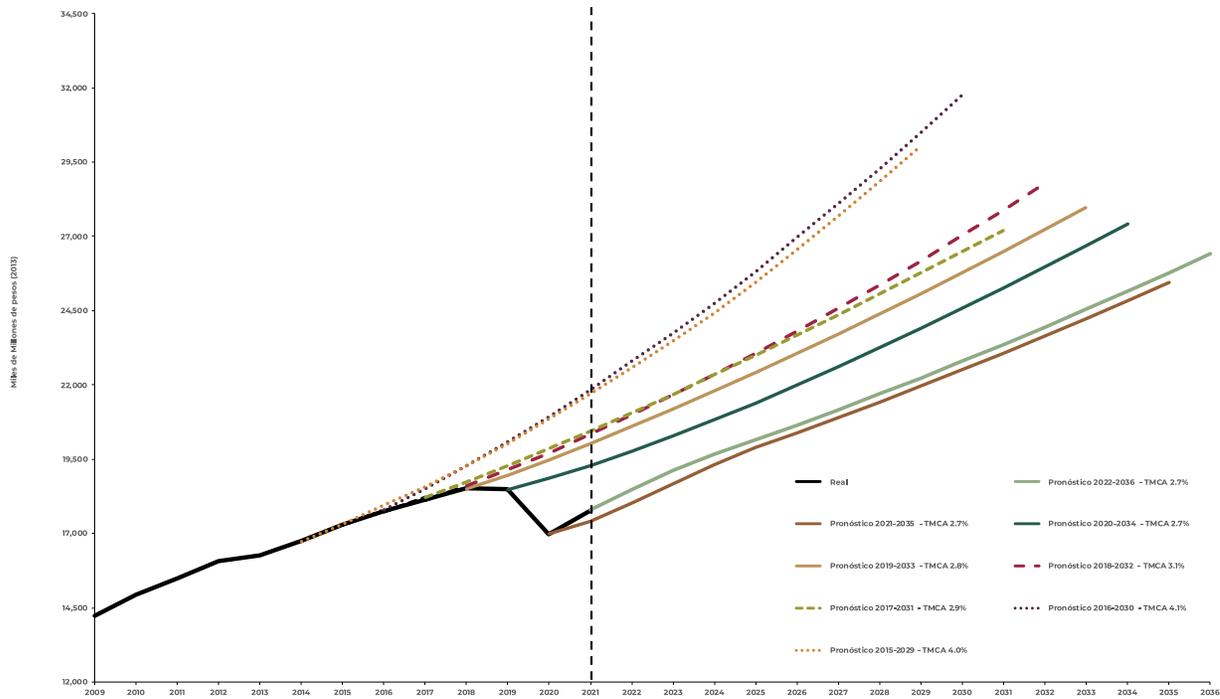
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 6.15 se realiza la comparación entre las diversas trayectorias pronosticadas para el escenario de planeación del PIB de 2015 a 2022 con la evolución real que ha mostrado este indicador económico. Se observa que la evolución proyectada del PIB en los años 2015 y 2016 tenía una tendencia alta. Sin embargo, a medida que se fue presentando una disminución en la tasa de crecimiento real del PIB en los años 2017 y 2018, las trayectorias previstas se fueron ajustando a las nuevas perspectivas

económicas. En el año 2019 ya se observa una pequeña caída en el crecimiento del PIB que se acentúa en 2020 a causa de la pandemia por SARS-CoV-2 y el cierre de actividades no esenciales. Los escenarios pronosticados se adaptaron a la baja en consecuencia. A raíz de la recuperación económica observada en 2021 y adicional se espera continúe en 2022, el escenario de planeación previsto se ajusta para tratar de reflejar estas expectativas.



FIGURA 6.15 COMPARATIVO DE ESCENARIOS DEL PIB 2015 A 2022, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER

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

El pronóstico de la población para 2022 – 2036 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 13 millones. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.2%

6.13 CONSUMO NETO 2022 – 2036

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2022 – 2036, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica por efecto joule en el SEN, el ahorro y uso eficiente de la electricidad, electromovilidad y la GD.

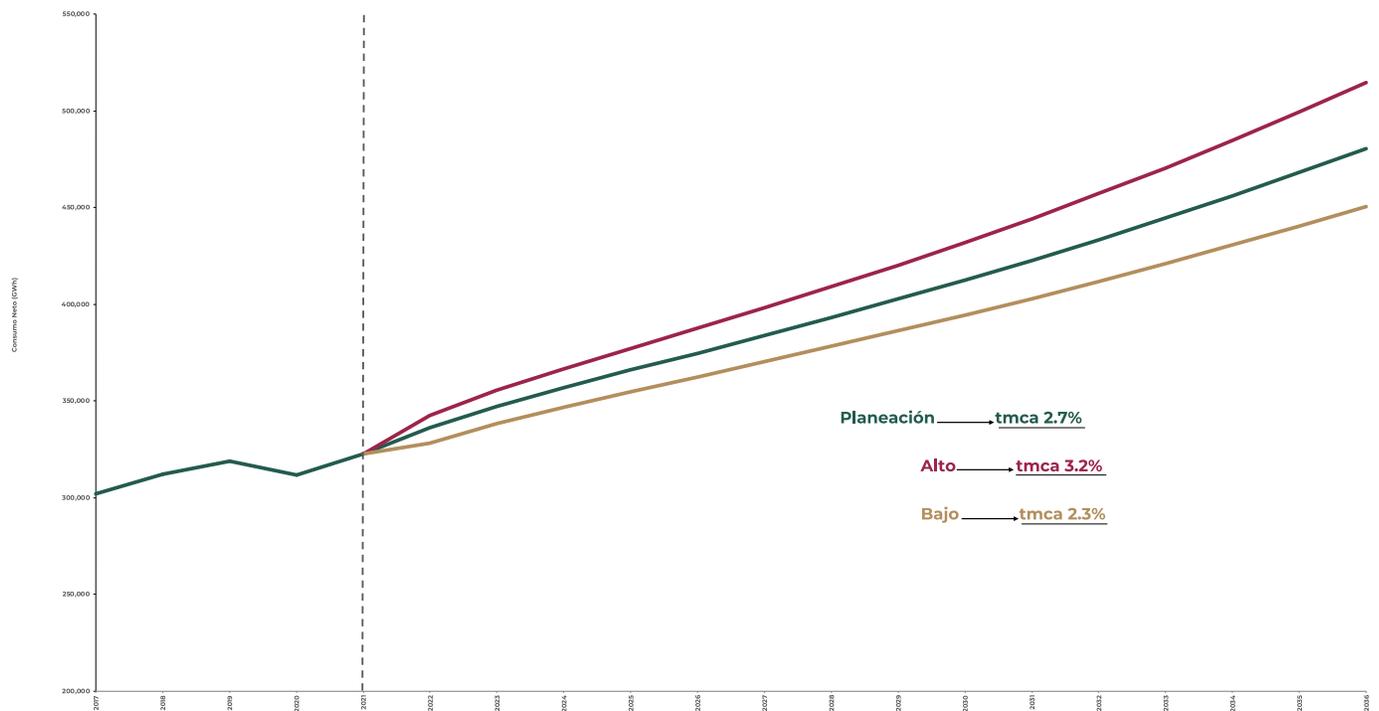
El consumo neto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las



pérdidas de energía eléctrica por efecto joule, los usos propios de los transportistas y distribuidores. El consumo neto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano – en seis meses del año se presenta el 54.2% del consumo anual– , y los meses fuera de verano – se tiene el 45.8% restante– .

En la Figura 6.16 se muestra la evolución para los próximos 15 años del consumo neto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.7%, para el escenario Alto de 3.2% y el escenario Bajo 2.3% en el mismo sentido, en el Cuadro 6.5 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

FIGURA 6.16 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN 2022-2036, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



CUADRO 6.5 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO POR GCR 2022-2046, ESCENARIOS PLANEACIÓN ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.2	2.7	2.3
SIN	3.1	2.7	2.2
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	2.8	2.5	2.0
Occidental	3.4	2.9	2.4
Noroeste	3.1	2.5	2.1
Norte	3.0	2.5	2.0
Noreste	3.6	3.1	2.6
Peninsular	4.2	3.8	3.5
Baja California	3.7	3.1	2.6
Baja California Sur	3.8	3.5	3.2
Mulegé	2.3	2.1	2.0

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.6 se presentan los pronósticos de

consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio.



CUADRO 6.6 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWH)

AÑO / GWH	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN
2022	59,164	53,605	72,486	26,655	30,723	60,100	14,039	16,316	2,951	159	316,772	336,199
2023	60,552	55,499	74,531	27,279	31,880	62,340	14,616	16,952	3,086	163	326,697	346,898
2024	61,712	57,117	76,512	27,990	32,693	64,159	15,491	17,559	3,222	167	335,673	356,622
2025	62,850	58,513	78,392	28,787	33,537	66,088	16,113	18,101	3,334	170	344,281	365,886
2026	64,006	59,878	80,447	29,451	34,186	67,855	16,624	18,648	3,434	174	352,447	374,703
2027	65,212	61,220	82,554	30,109	34,886	69,715	17,174	19,194	3,540	177	360,869	383,780
2028	66,385	62,609	84,798	30,784	35,590	71,653	17,751	19,712	3,651	180	369,570	393,113
2029	67,592	63,999	87,128	31,488	36,288	73,554	18,362	20,250	3,767	183	378,412	402,612
2030	68,799	65,366	89,586	32,195	37,020	75,583	19,023	20,783	3,888	186	387,573	412,430
2031	70,020	66,766	92,015	32,950	37,788	77,749	19,721	21,363	4,012	190	397,007	422,571
2032	71,283	68,260	94,664	33,864	38,573	79,953	20,422	21,936	4,143	193	407,019	433,291
2033	72,535	69,871	97,370	34,655	39,375	82,337	21,180	22,555	4,277	196	417,324	444,353
2034	73,871	71,448	100,418	35,479	40,249	84,772	21,979	23,205	4,415	200	428,216	456,035
2035	75,230	73,160	103,474	36,353	41,089	87,335	22,801	23,891	4,563	203	439,443	468,100
2036	76,521	74,873	106,746	37,258	41,997	89,957	23,667	24,597	4,715	206	451,019	480,537

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Dentro del proceso de planeación se realiza la estimación del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.8% y 3.5% respectivamente, mientras

que, la GCR con menor incremento será la CEL y el SIM con una tmca cada una de 2.0% y 2.1%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2022 – 2027) se pronostica que la GCR PEN crecerá 4.0% y la GCR CEL con 2.3% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento, como se muestra en la Figura 6.17.



FIGURA 6.17 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2022-2027 Y 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2021.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

A continuación, en la Figura 6.18 se presentan los escenarios de pronóstico del consumo neto para el SEN de los últimos ocho ejercicios de planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Se puede identificar que en los primeros dos PRODESEN 2015-2029 (trayectoria punteada color naranja) y 2016-2030 (trayectoria punteada color morado) las tmca resultantes fueron 3.6% y 3.4% derivado de las altas expectativas por las Reformas Constitucionales, sin embargo con el paso de los

años el pronóstico de consumo neto fue disminuyendo para representar de mejor forma la situación real, en consecuencia el consumo neto estimado del 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 se redujo a tmca del orden de 3.0%

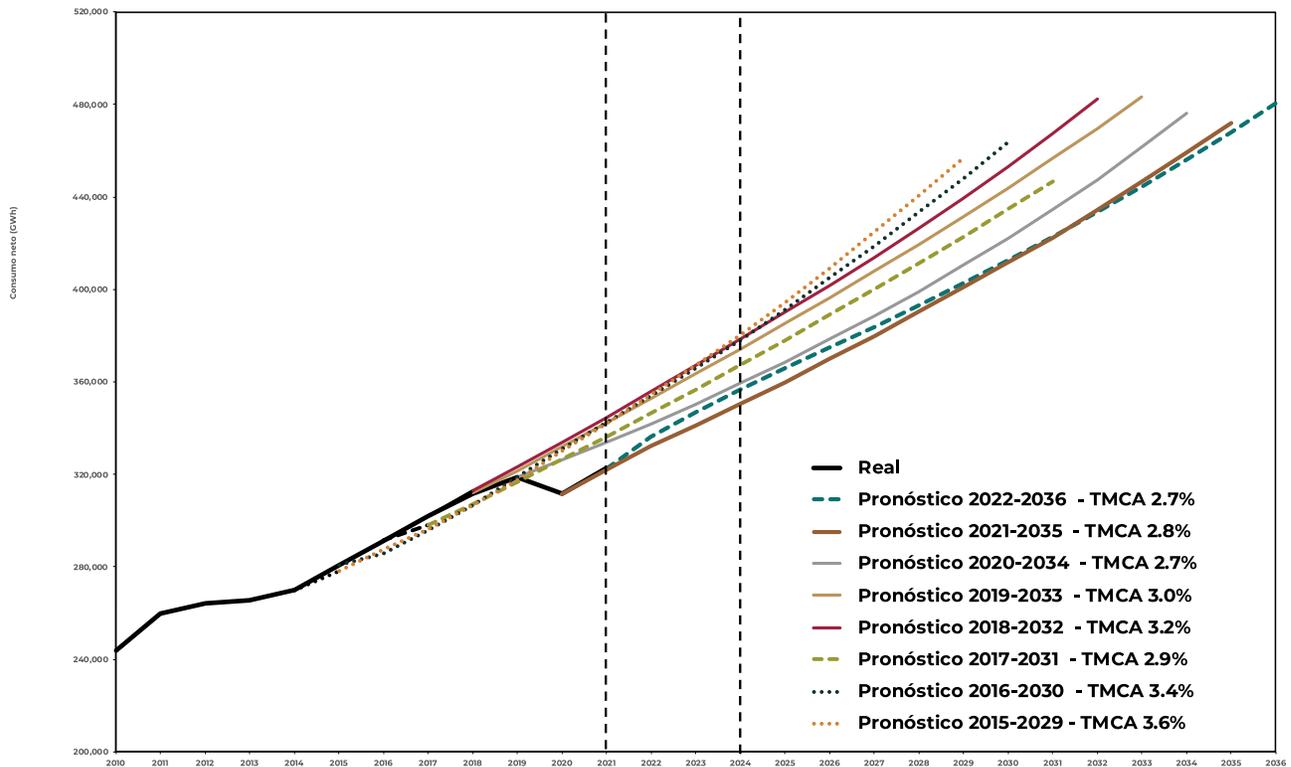
De los pronósticos del PRODESEN 2015-2029 y 2018-2032 al pronóstico de este ejercicio, para 2024 se observa una disminución en el consumo estimado de 23.5 y 22.1 TWh respectivamente con respecto al pronóstico 2022-2036.



Finalmente se aprecia también que el inicio de la Contingencia Sanitaria y su evolución en los últimos tres años tuvo un impacto atenuador en las previsiones del consumo neto de 2020-2034, 2021-2035 y 2022-2036 ubicándose en tasas de

crecimiento entre 2.7 y 2.8% el último de ellos con tendencia marcada a una recuperación acelerada en el mediano plazo y después hacia el largo plazo se observan crecimientos anuales moderados.

FIGURA 6.18 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DE CONSUMO NETO DE 2015 A 2022, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

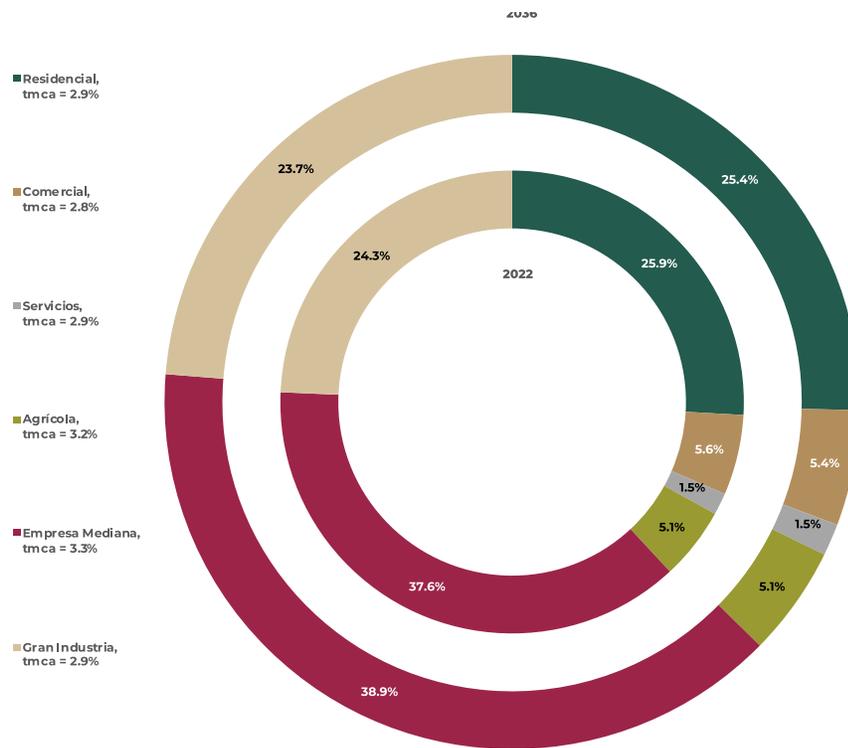
6.14 CONSUMO FINAL (GWH) 2022 - 2036

Se estima para este periodo de estudio un crecimiento de 3.1% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% que se estimó para el PIB y el consumo neto. Los sectores que suponen un mayor incremento son la Empresa Mediana y Agrícola con

3.3% y 3.2%, seguido de Residencial, Gran Industria y Servicios con 2.9% y por último el sector Comercial con 2.8%. Para 2036, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.9% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 25.4%, seguido de la Gran Industria con 23.7% y el resto 12.0%— Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 6.19.



FIGURA 6.19 CONSUMO FINAL DEL SEN 2022 Y 2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.15 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2022 – 2036

Las pérdidas de energía eléctrica en las redes de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores, transportistas y operadores de un Sistema Eléctrico de Potencia. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule) que se desprende del paso de la electricidad a través de las líneas de transmisión y distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el

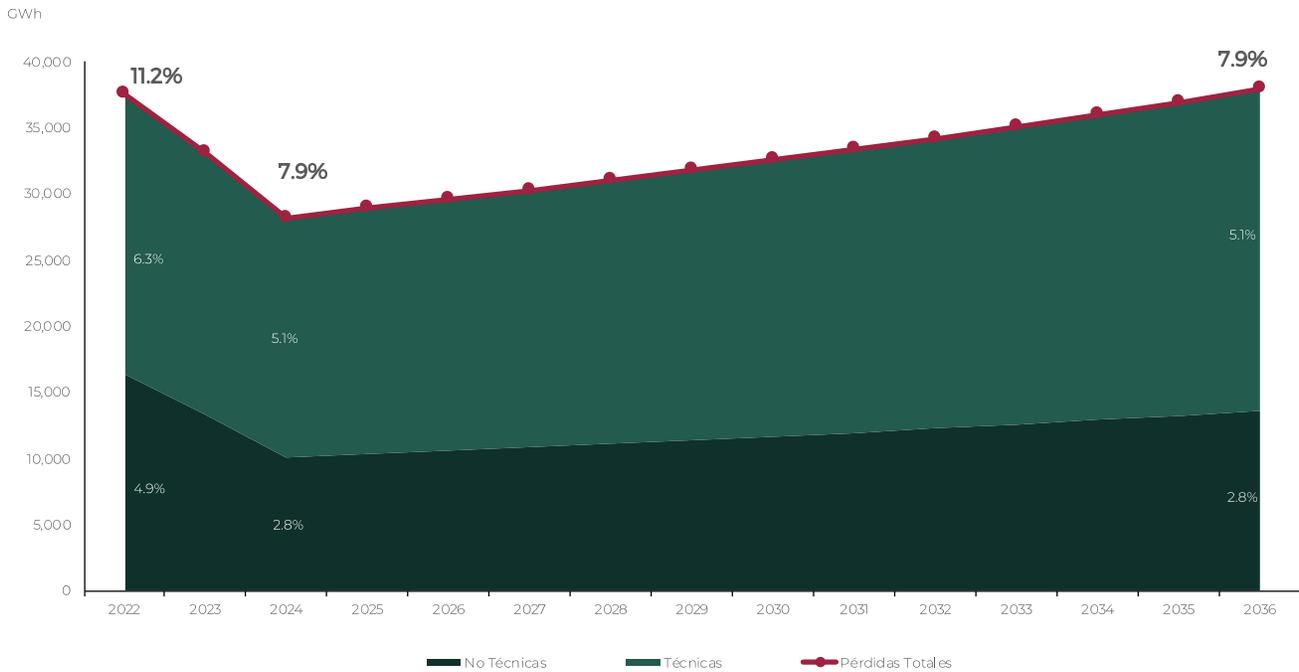
consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

El programa de reducción de pérdidas pone un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición.

Se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8%. En la Figura 6.20 y el Cuadro 6.7. se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 11.2% de la energía neta del sistema en el 2022, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 7.9% de la energía neta del sistema.



FIGURA 6.20 PRONÓSTICO REGIONAL DE PÉRDIDAS DEL SEN (GWH) 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

CUADRO 6.7 PRONÓSTICO REGIONAL DE PÉRDIDAS (GWH) 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

AÑO / GWH	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN/
2022	7,793	6,993	7,030	2,773	3,698	6,614	1,536	876	229	12	36,437	37,555
2023	6,448	5,866	6,603	2,514	3,204	5,936	1,388	910	240	12	31,958	33,120
2024	4,992	4,589	6,127	2,241	2,624	5,147	1,240	943	250	13	26,960	28,166
2025	5,084	4,701	6,277	2,305	2,692	5,302	1,290	972	259	13	27,651	28,895
2026	5,178	4,811	6,442	2,358	2,744	5,444	1,331	1,001	267	13	28,307	29,588
2027	5,275	4,919	6,611	2,411	2,800	5,593	1,375	1,030	275	14	28,983	30,302
2028	5,370	5,030	6,790	2,465	2,856	5,748	1,421	1,058	284	14	29,682	31,037
2029	5,468	5,142	6,977	2,521	2,912	5,901	1,470	1,087	293	14	30,391	31,785
2030	5,565	5,252	7,174	2,578	2,971	6,064	1,523	1,116	302	14	31,127	32,559
2031	5,664	5,364	7,368	2,638	3,033	6,237	1,579	1,147	312	14	31,884	33,357
2032	5,766	5,484	7,580	2,712	3,096	6,414	1,635	1,178	322	15	32,688	34,202
2033	5,868	5,614	7,797	2,775	3,160	6,606	1,696	1,211	332	15	33,515	35,073
2034	5,976	5,740	8,041	2,841	3,230	6,801	1,760	1,246	343	15	34,389	35,993
2035	6,086	5,878	8,286	2,911	3,298	7,007	1,826	1,282	354	15	35,290	36,943
2036	6,190	6,015	8,548	2,983	3,371	7,217	1,895	1,320	366	16	36,219	37,922

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



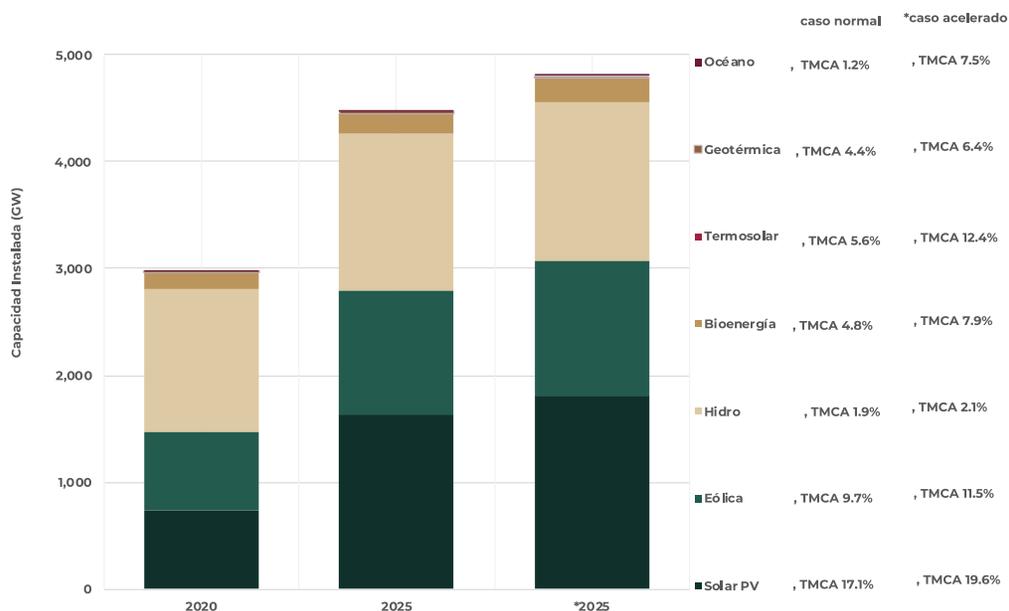
6.16 PROSPECTIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES

El crecimiento de la capacidad renovable se prevé que se acelere en los siguientes 5 años, se espera que las adiciones anuales a la capacidad mundial de electricidad renovable promedien alrededor de 300 GW por año entre 2021 y 2025 en el pronóstico del caso principal²⁷ de la IEA. A nivel mundial, se pronóstica que aumente la capacidad eléctrica

renovable una tmca de 8.5% entre 2020 y 2025 y en un escenario acelerado²⁸ se ubicaría con una tmca de 10.1%.

La capacidad instalada para producir electricidad de la energía renovable FV y EO en el mundo seguirá creciendo más que las otras tecnologías renovables la tmca será de 17.1% y 9.7% respectivamente para el escenario normal y de 19.6% y 11.5% para el caso acelerado en 2025, ver Figura 6.21.

FIGURA 6.21 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD TOTAL (GW) MUNDIAL POR TECNOLOGÍAS RENOVABLES Y TMCA (%) 2020-2025



FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

Se observa que para el 2025 los países que seguirán a la vanguardia en la utilización de energías renovables para producir electricidad son China y EE. UU.

De los siete países presentados de la Figura 6.22, cinco presentan la mayor contribución con tecnología FV con respecto a las demás tecnologías en 2025 y son: China (38.1%), EE. UU. (44.1%), India (47.3%), Alemania (45.8%) y Japón (60.2%).

²⁷<https://www-iea-org.translate.google/articles/renewables-2021-data-explorer?mode=market®ion=World&publication=2021&pro>

duct=Total&x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es-419&x_tr_pto=sc
²⁸ Ibidem



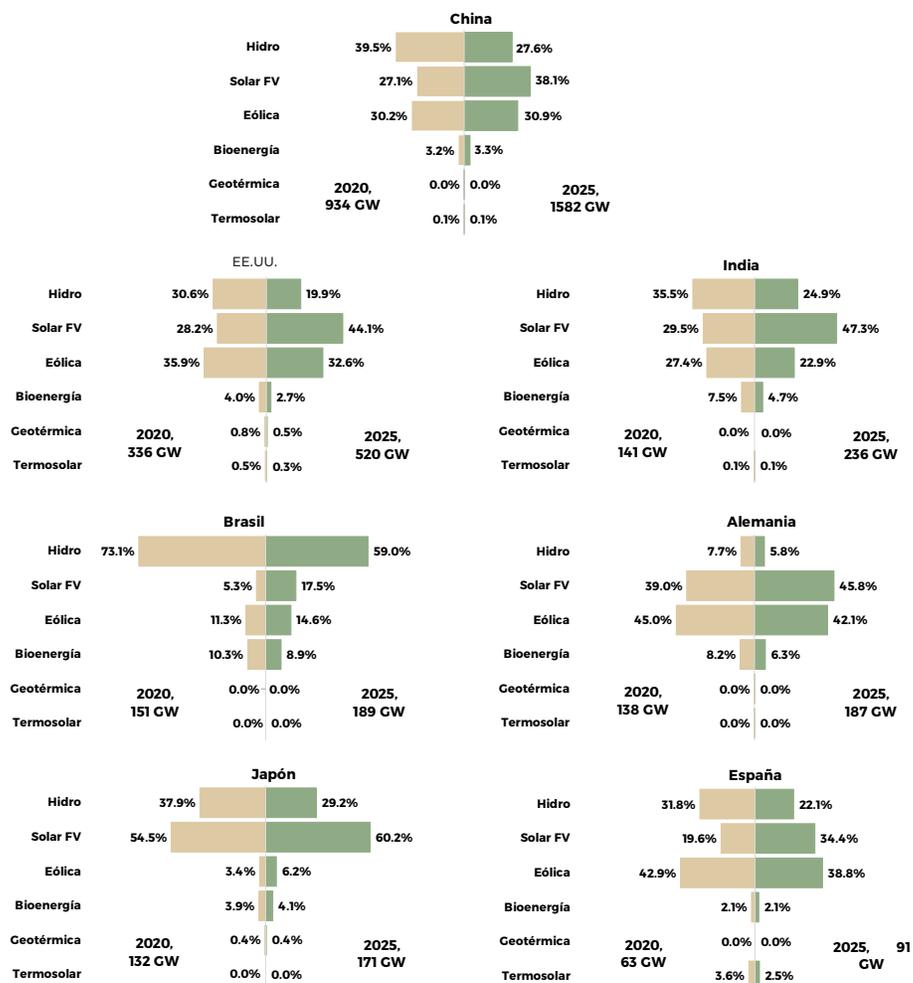
Brasil y Japón son los países que se espera tengan el incremento más alto en su participación con tecnología eólica del 2020 al 2025, al pasar el primero de 11.3 % a 14.6 % y el segundo de 3.4 % a 6.2 %. Asimismo, de los siete países presentados, Brasil contará en 2025 con la mayor proporción de capacidad instalada con tecnología de Bioenergía.

Es inminente el desarrollo en el mundo de las tecnologías renovables, el despliegue y sus

beneficios para la descarbonización hacia el 2030, se debe considerar los siguientes retos²⁹ :

- La participación de las energías renovables en la generación de electricidad debe aumentar al 65% para 2030.
- La participación de la electricidad directa en el consumo total de energía final debe aumentar del 21% al 30%
- Las energías renovables directas en los sectores de uso final deben crecer del 12% en 2019 al 19% en 2030.

FIGURA 6.22 CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍAS RENOVABLES, PAÍSES SELECCIONADOS 202 Y 2025



FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

²⁹ World Energy Transitions Outlook, 2022



6.17 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2022 - 2036

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024, describe las siguientes acciones³⁰:

- Elaborar y publicar la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica para impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible, con el fin de promover la mitigación de GEI y carbono negro en el sector transporte.
- Promover la inclusión de normas, lineamientos, criterios y/o guías con acciones dirigidas a la reducción de GEI en los programas de ordenamiento territorial, urbano y metropolitano, para el fortalecimiento de la resiliencia en los asentamientos humanos y el territorio.
- Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.
- Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.
- Modificar la norma sobre emisiones de CO₂ aplicable a vehículos automotores nuevos de

peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163).

- Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).
- Reducir las emisiones de CO₂ y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.
- Participar en grupos de trabajo para la instrumentación en zonas metropolitanas de proyectos de movilidad sostenible (incluyendo la eléctrica de conformidad con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y planes para disminuir huella de carbono de viajes al trabajo).

Para el 2036, se plantea un escenario de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses, alcanza la integración de alrededor de 4.9 millones de vehículos eléctricos³¹, lo que significaría el 32.3% de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2036.

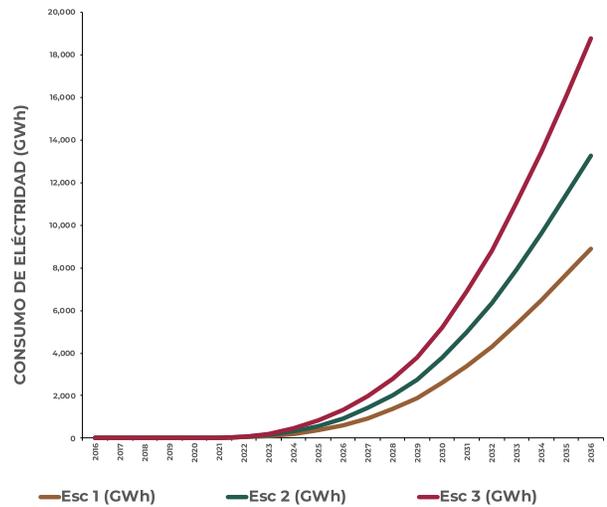
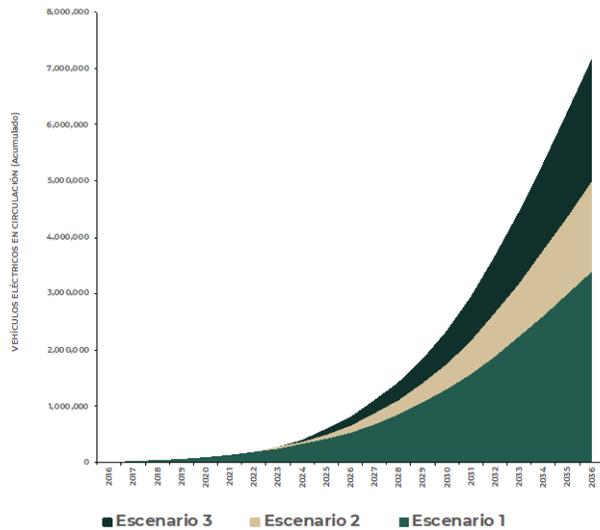
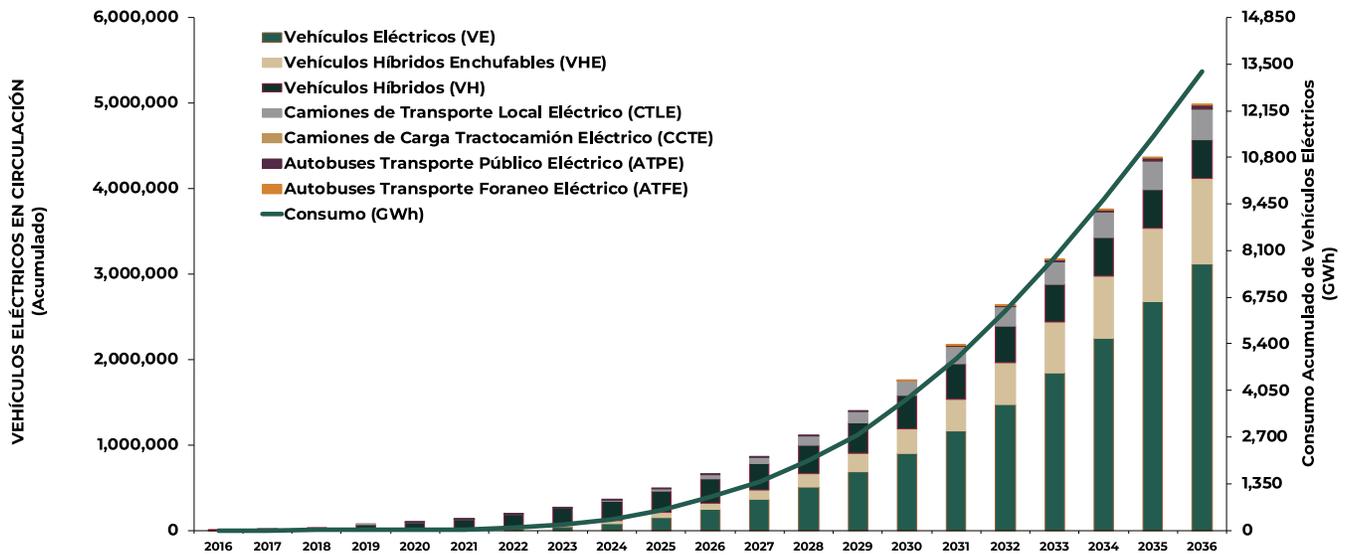
La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2036 estaría desagregada de la siguiente manera: 62.7% eléctricos, 20% híbridos enchufables, 9.2% híbridos, 7.3% eléctricos de carga ligeros, 0.8% autobuses eléctricos, 0.04% autobuses eléctricos foráneos y 0.01% de camiones de carga pesada como se muestra en la Figura 6.23.

³⁰ Ibidem

³¹ Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.



FIGURA 6.23 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016-2036



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 37.4% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

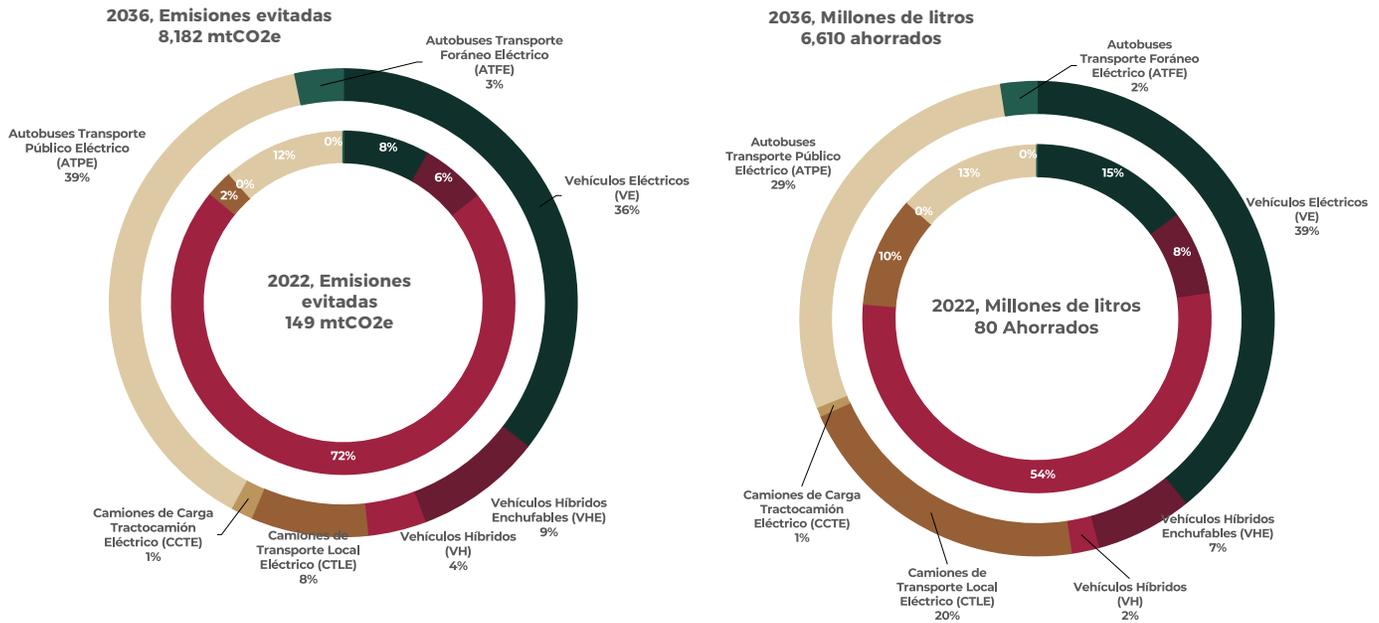
Se estima que en 2022 el consumo de energía eléctrica sea de 73 GWh, la energía requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio puede alcanzar 13,283 GWh lo que representaría en 2.8% del consumo neto del SEN.



El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2022-2036 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 149 mtCO₂e (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalente) a 8,182

mtCO₂e³², mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 80 millones de litros ahorrados pasen a 6,610 millones como se muestra en la Figura 6.24.

FIGURA 6.24 EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2022 Y 2036. ALTO Y BAJO



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.18 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2022 - 2036

A continuación, se describirán dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada de GD-FV, la generación aportada a las RGD y por consiguiente al SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la GD.

6.18.1 CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2022 - 2036

En la Figura 6.25 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que una capacidad instalada de 2,015 MW registrada en 2021, para el 2036 se ubicará en 10,996 MW para el escenario de planeación y 16,371 MW para el escenario alternativo del SEN.

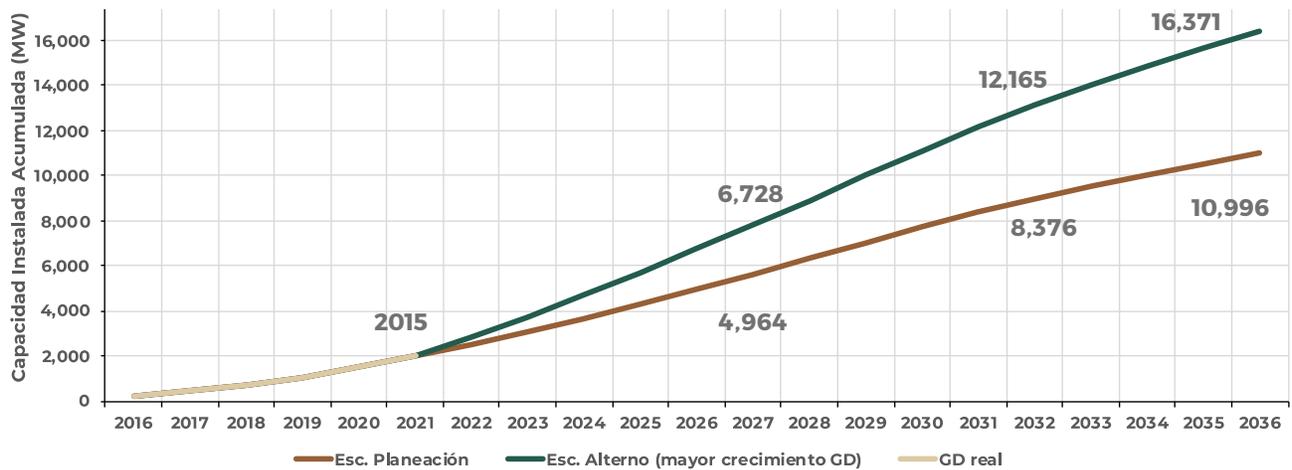
³² Se realizó un análisis detallado para cada uno de los segmentos de VE, recorridos típicos, también de acuerdo con una capacidad de sustitución estimada.



La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2036 para el escenario de planeación, se indica en la Figura 6.26. Se observa que las GCR con mayor participación son: Occidental, Noreste y Norte

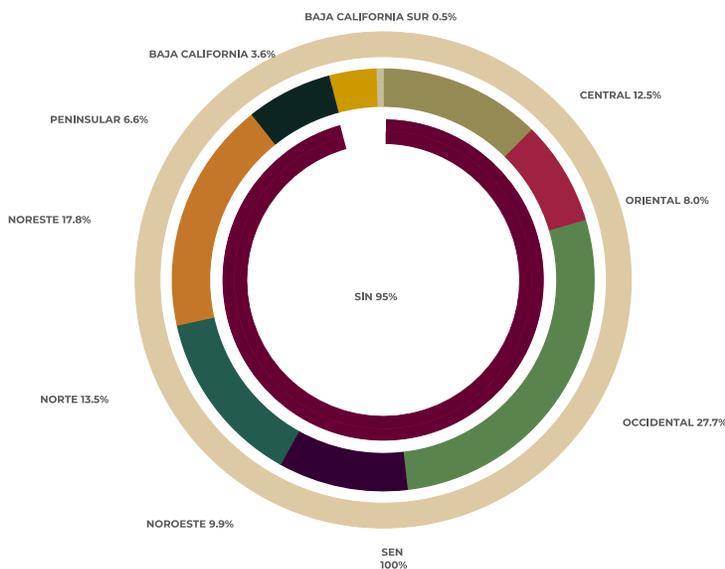
con 27.7%, 17.8% y 13.5% respectivamente, caso opuesto, las GCR con menor participación son: Baja California con 3.6% y Baja California Sur con 0.5%.

FIGURA 6.25 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2016-2036 (MW)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

FIGURA 6.26 DISTRIBUCIÓN CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA ACUMULADA POR GCR 2036 (%), ESCENARIO DE PLANEACIÓN



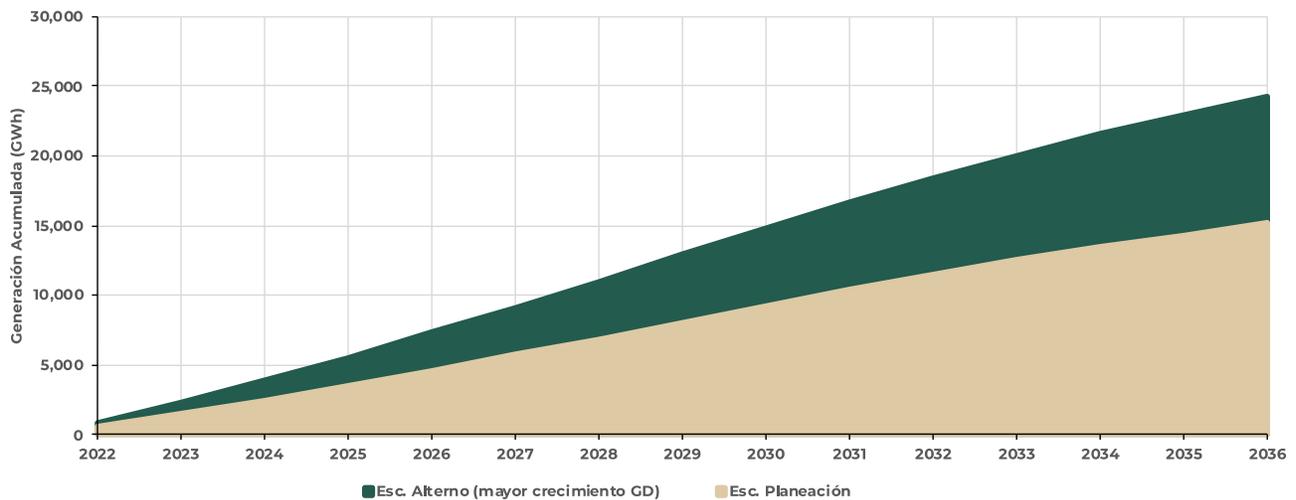
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



En la Figura 6.27 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) en el SEN del 2022-2036 en los dos escenarios antes descritos. Se observa que para el escenario de planeación se alcanzará un valor de 15,156 GWh en

2036 y que, para el escenario con mayor crecimiento de GD-FV para ese mismo año, se ubicará con una generación de energía eléctrica de 59.8% mayor al escenario de planeación.

FIGURA 6.27 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADO DE GD-FV EN EL SEN 2022-2036



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.19 DEMANDA MÁXIMA 2022 - 2036

Históricamente la demanda máxima coincidente del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas. En el Cuadro 6.8 se enuncian los crecimientos estimados para los Sistemas Interconectados y las GCR en los tres escenarios probables.

En la Figura 6.28, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2022, 2026, 2031 y 2036. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte un

cambio de comportamiento en donde las horas de la noche alcanzan valores cercanos a la demanda máxima, esto es debido al efecto conjunto de la GD-FV, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de energía eléctrica a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2022 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 2,542 MW, mientras que en 2026 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 4,964 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en una capacidad de 10,996 MW instalados.

La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN en los años de estudio, se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2022 se esperan 157



MWh/h (13:00 h), mientras que para el 2026 y 2031 se tiene estimada una participación de 1,432 MWh/h (13:00 h) y 3,305 MWh/h (13:00 h) respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una aportación de demanda máxima integrada de GD-FV del orden de 4,835 MWh/h³³ (13:00h).

Con relación al día y a la hora que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN en la Figura 6.28, se puede apreciar la aportación de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la

capacidad instalada histórica al 2021 que sería alrededor de 900 MWh/h.

La hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN de 2021-2026 se presentará a las 17:00 horas y conforme avanza los años para 2031-2036 la máxima se desplaza a las 18:00 horas, lo anterior por la influencia de la GD-FV, así también las demandas máximas nocturnas al final del horizonte de planeación son muy similares en magnitud a la máxima de las 18:00 horas.

CUADRO 6.8 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA INTEGRADA POR GCR 2022-2036, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN ^{1/}	3.2	2.8	2.3
SIN	3.2	2.7	2.3
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	3.0	2.6	2.2
Occidental	3.6	3.0	2.6
Noroeste	3.3	2.8	2.4
Norte	2.9	2.4	1.9
Noreste	3.7	3.2	2.8
Peninsular	4.5	4.1	3.8
Baja California	3.5	2.9	2.4
Baja California Sur	3.9	3.6	3.3
Mulegé	2.3	2.2	2.1

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

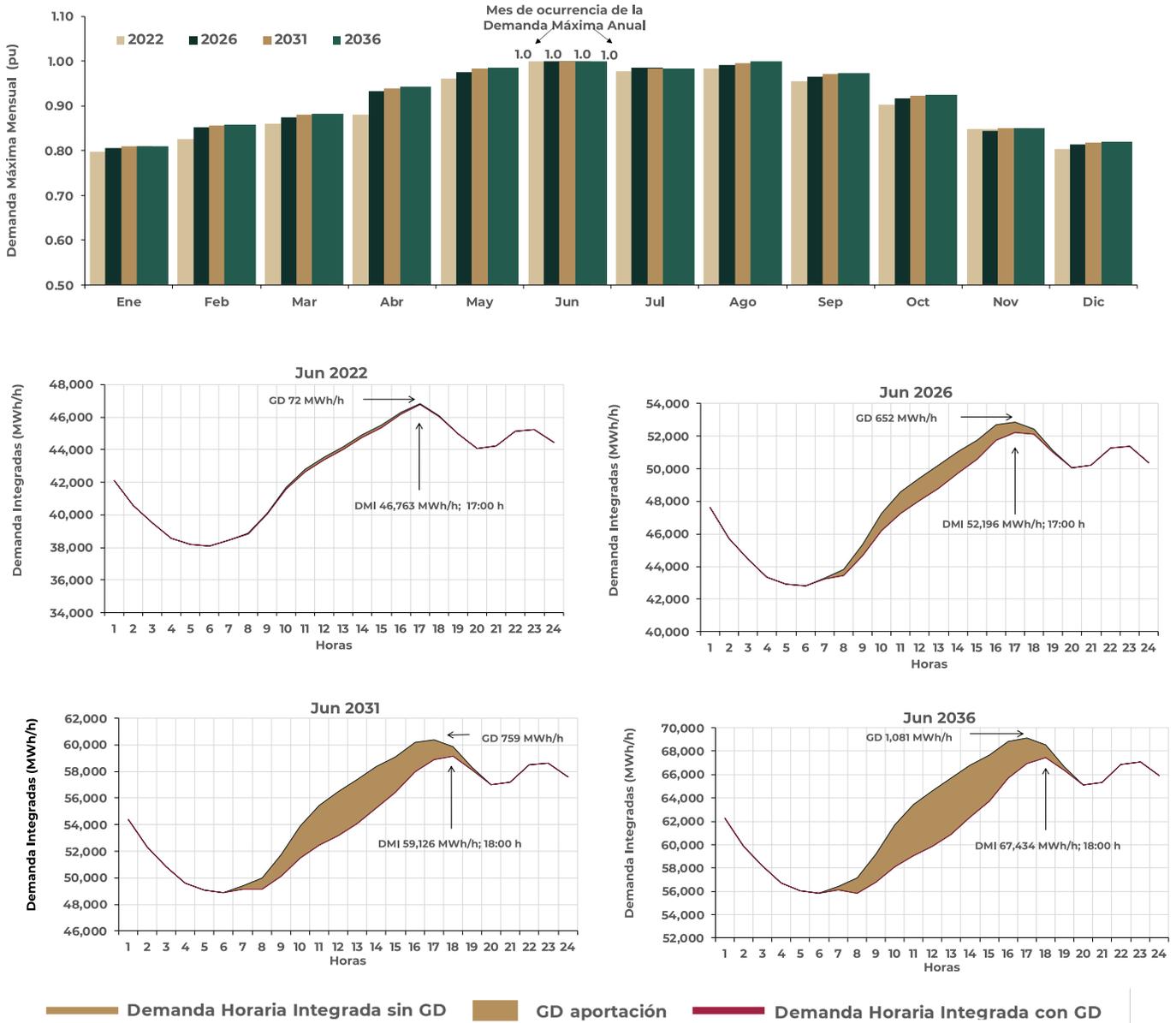
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

³³ Para la elaboración del perfil horario por unidad de la GD para cada una de las 150 zonas que integran el SEN fue usado un software especializado denominado Renewables.ninja que

permite obtener una mejor aproximación al perfil de GD FV por zona.



FIGURA 6.28 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (pu) Y DEMANDA HORARIO INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2022, 2026, 2031 Y 2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



Nota: El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2022, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

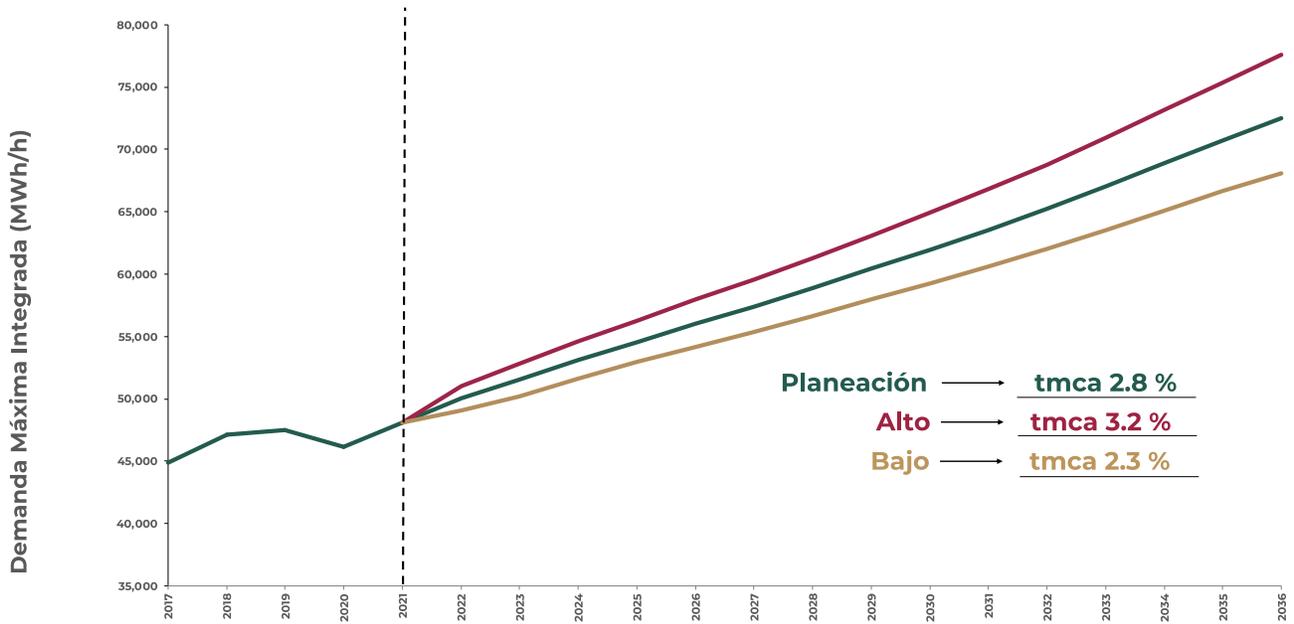
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 2.8% para el horizonte de Planeación, 3.2% para

el escenario Alto y 2.3% para el escenario Bajo. En la Figura 6.29 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.



FIGURA 6.29 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN ^{1/}2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (MWH/H)



^{1/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.9, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por Sistema Interconectado y GCR.



CUADRO 6.9 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (MWH/H)

AÑO / MWH/H	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN
2021	8,439	7,943	10,370	5,418	5,141	10,069	2,311	3,316	576	32	46,763	50,036
2022	8,667	8,211	10,667	5,624	5,365	10,507	2,416	3,450	601	33	48,151	51,567
2023	8,908	8,471	10,998	5,823	5,512	10,857	2,600	3,583	630	33	49,495	53,100
2024	9,148	8,702	11,345	6,002	5,655	11,100	2,712	3,653	658	34	50,846	54,570
2025	9,381	8,935	11,796	6,186	5,782	11,400	2,834	3,751	674	35	52,196	56,030
2026	9,551	9,172	12,031	6,369	5,883	11,680	2,948	3,835	693	36	53,437	57,378
2027	9,705	9,407	12,394	6,572	6,031	12,009	3,054	3,963	714	36	54,813	58,848
2028	9,878	9,649	12,770	6,707	6,194	12,453	3,166	4,087	735	37	56,302	60,450
2029	10,040	9,882	13,138	6,872	6,290	12,780	3,284	4,206	757	38	57,693	61,978
2030	10,208	10,110	13,553	6,995	6,426	13,152	3,394	4,311	780	38	59,126	63,531
2031	10,382	10,359	13,985	7,252	6,555	13,518	3,514	4,430	804	38	60,670	65,215
2032	10,562	10,618	14,447	7,438	6,648	14,021	3,627	4,550	831	39	62,333	67,016
2033	10,759	10,875	14,860	7,578	6,836	14,533	3,751	4,652	857	40	64,034	68,886
2034	10,961	11,142	15,364	7,728	7,042	14,926	3,887	4,750	886	40	65,758	70,728
2035	11,148	11,405	15,910	7,879	7,147	15,355	4,042	4,852	916	41	67,434	72,518

^v Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

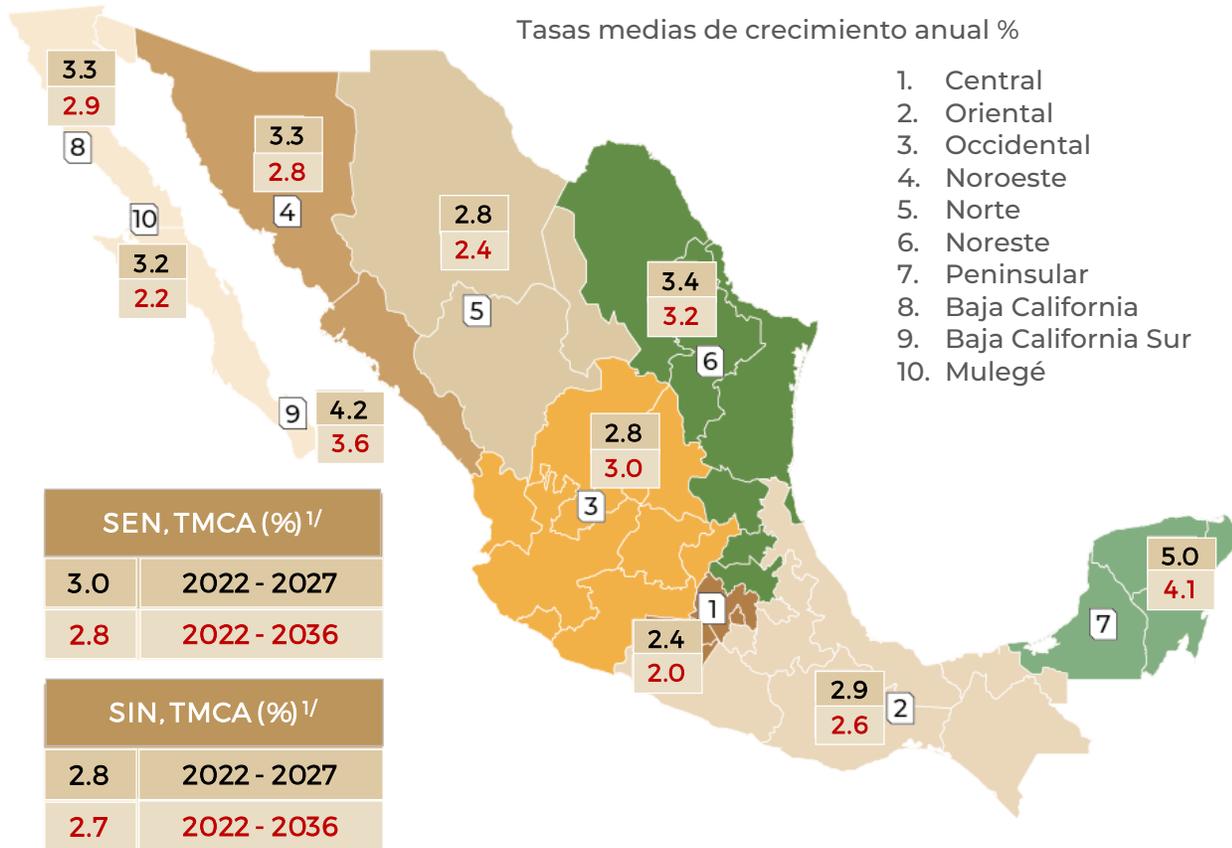
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 6.30, se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2022 – 2027 y 2022 – 2036 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR PEN con una tmca de 4.1%, seguido del SIBCS

con 3.6%, y con menor crecimiento la GCR CEL con 2.0%. Para el mediano plazo 2022 – 2027 las GCR PEN, el SIBCS y la GCR NES, crecerán por arriba de 3.4%, mientras la GCR CEL crecerá al 2.4%.



FIGURA 6.30 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2022-2027 Y 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2021

^{2/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, en la Figura 6.31 se presentan los escenarios de pronóstico de la demanda máxima integrada neta para el SEN de los últimos ocho ejercicios de planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

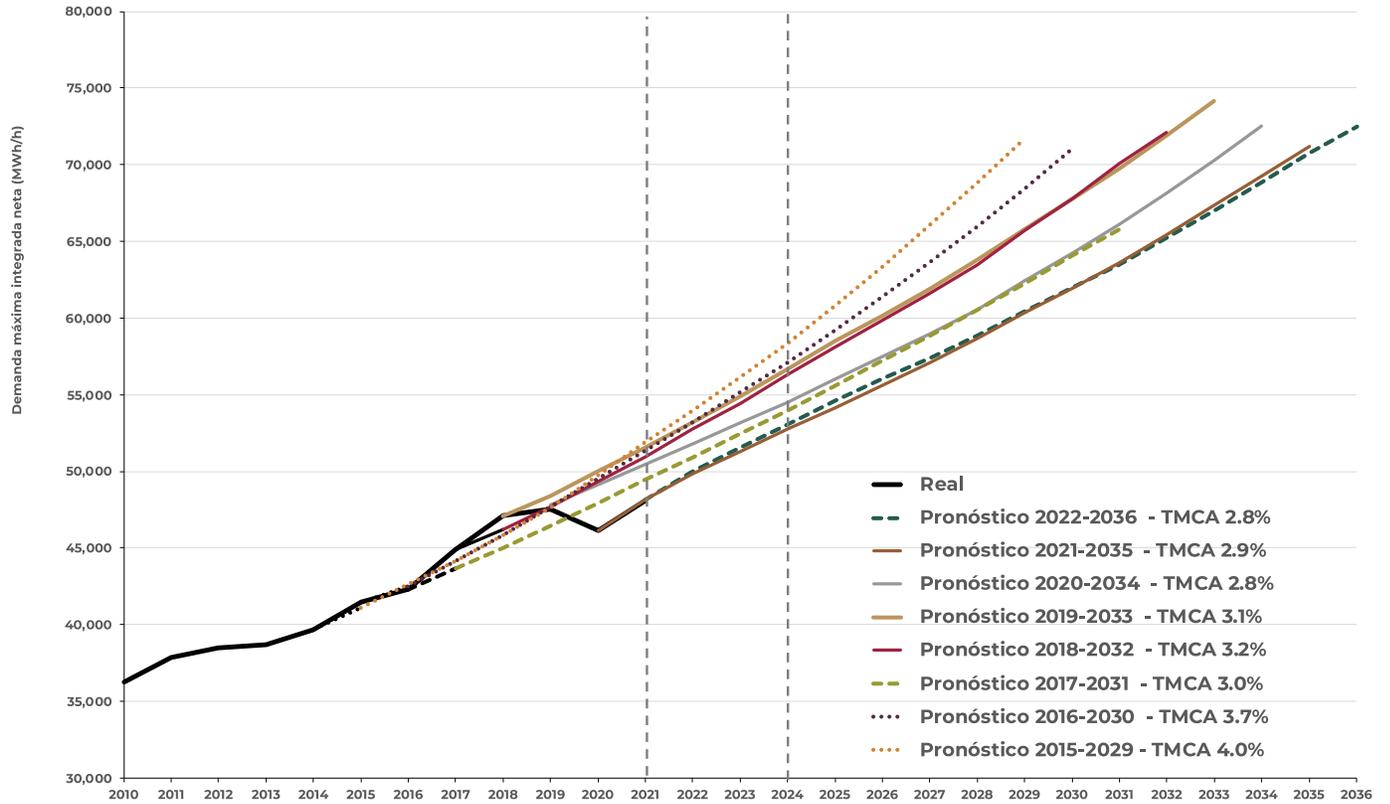
Se puede identificar que en los primeros dos PRODESEN 2015-2029 (trayectoria punteada color naranja) y 2016-2030 (trayectoria punteada color morado) las tmca resultantes fueron 4.0% y 3.7% derivado de las altas expectativas de crecimiento de las Reformas constitucionales, sin embargo con el paso de los años el pronóstico de consumo neto fue

disminuyendo para representar de mejor forma la situación real, en consecuencia el consumo neto estimado del 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 se redujo a tmca del orden de 3.1%.

Finalmente se aprecia también que el inicio de la Contingencia Sanitaria y su evolución en los últimos tres años tuvo un impacto atenuador en las previsiones del consumo neto de 2020-2024, 2021-2035 y 2022-2036 ubicándose en tasas de crecimiento entre 2.8 y 2.9% el último de ellos con tendencia marcada a una recuperación acelerada en el mediano plazo y después hacia el largo plazo se observan crecimientos anuales moderados.



FIGURA 6.31 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN^{1/} 2015 A 2022, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN



^{1/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE





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