

# SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



## VI. Demanda y consumo 2019-2033.

**PRODESEN 2019-2033**

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

## VI. DEMANDA Y CONSUMO 2019-2033

La energía eléctrica es un bien esencial en el desarrollo de las actividades productivas y de conversión económica del Estado, así como también para la transformación social ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población y en su calidad de vida.

En este contexto, es importante asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable que permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores de la economía —las telecomunicaciones, el transporte, la industria, la agricultura, los comercios, los servicios, las oficinas y los hogares—, para impulsar el crecimiento y el desarrollo económico del país.

Es así como, el Pronóstico de la Demanda y Consumo de Electricidad 2019—2033 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario que se utiliza en los diferentes sectores de la industria eléctrica y regiones del país. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

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

**Crecimiento económico.** En términos generales, se refiere al incremento de ciertos indicadores en un periodo de tiempo, Producto Interno Bruto (PIB), el

ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población tenemos el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de los ingresos y de la forma de vida de las personas. Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hacen 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 sectores económicos como industrial, servicios y agrícola.

**Crecimiento poblacional.** Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios, desarrollos comerciales y con el consumo y la demanda de electricidad.

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

**Precio de la electricidad.** El importe de las tarifas de cada uno de los sectores de consumo influye en forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo, así como en la demanda de electricidad.

**Precio de combustibles.** El costo de estos repercute en las ofertas del mercado de electricidad, este a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente,

en el consumo y la demanda de electricidad.

**Pérdidas de energía eléctrica.** En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto de calentamiento de los conductores, equipos de transformación y la 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, fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.

**Eficiencia Energética.** Un gran atenuador en el crecimiento del consumo de electricidad, son las medidas de mejora de eficiencia energética —uso eficiente de la electricidad y ahorro de energía—, debido a que estas tienen un impacto en el consumo de energía eléctrica en todos los sectores de la industria eléctrica, así como en la operación del sistema eléctrico.

**Estructura del 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.

### VI.1. Industria eléctrica

De acuerdo con el documento “Estadísticas Clave de la Energía Mundial 2018” publicado por la Agencia

Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2016 fue de 3,110 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 1.9% en relación con 2015. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 76 —26.2% por debajo del promedio mundial—; con un consumo de 2,295 KWh por habitante.

En cuanto al consumo anual de electricidad 2016, México ocupó la posición 14 a nivel mundial con un consumo de 280,600 GWh<sup>1</sup>. La intensidad energética mundial fue de 1,075 kJ/2010USD en 2016. México se ubicó en 802 kJ/2010USD, lo que indica que la Industria Eléctrica requiere menos electricidad 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 por sus siglas en inglés), para 2019 — 2033, la media internacional del consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 0.6%<sup>2</sup>, la generación neta crecerá 1.5% y se espera que al 2033 la generación de electricidad limpia sea de 41.9%. La intensidad energética internacional total tendrá un decremento promedio de 2.1% en el horizonte de estudio.

### VI.2. Consumo bruto 2018

Consumo bruto: 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 electricidad,

<sup>1</sup> Estadísticas clave de energía mundial 2018, Agencia Internacional de Energía (IEA), 21ª edición, 2018.

<sup>2</sup> International Energy Outlook 2017, U.S. Energy Information Administration, septiembre 2017.

los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación Comisión Federal de Electricidad, (CFE)—.

En 2018, el consumo bruto nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) registró 318,236 GWh, lo que significa un incremento de 2.7% respecto al consumo de 2017 con 309,727 GWh. Las Gerencias de Control Regional (GCR) del Norte del país (Noroeste, Norte, Noreste) crecieron 3.3% ocasionado por las altas temperaturas en los meses de verano.

Tabla 6.1 Consumo bruto de energía eléctrica 2017 y 2018.

Consumo Bruto				
	2017		2018	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
<b>Sistema</b>				
Eléctrico Nacional (SEN)	309,727	3.7	318,236	2.7
Interconectado Nacional (SIN)	293,127	3.7	300,787	2.6
Baja California (BCN)	13,825	2.9	14,536	5.1
Baja California Sur (BCS)	2,622	3.2	2,759	5.2
Mulegé (MUL)	152	0.8	155	1.8
<b>Gerencia de Control Regional</b>				
Central (CEL)	60,685	2.7	61,293	1.0
Oriental (ORI)	48,583	2.0	50,285	3.5
Occidental (OCC)	66,696	5.2	68,107	2.1
Noroeste (NOR)	24,293	3.9	24,684	1.6
Norte (NTE)	25,949	5.1	27,000	4.0
Noreste (NES)	54,423	4.1	56,430	3.7
Peninsular (PEN)	12,498	3.0	12,989	3.9

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

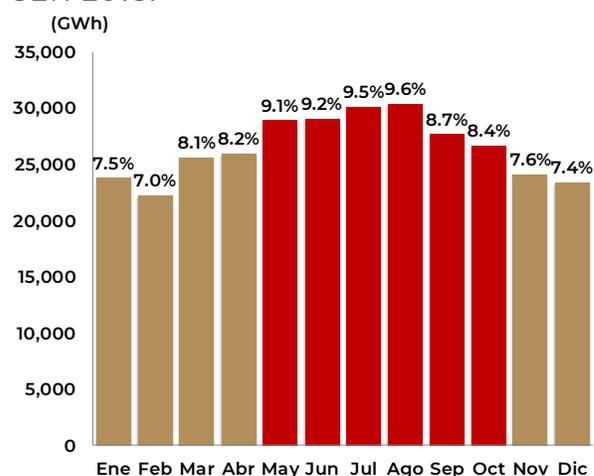
La tabla 6.1 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 68,107 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, aun cuando a partir de enero de 2016 con el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista se adecuaron los límites eléctricos y geográficos de dicha GCR, al pasar la zona Lázaro Cárdenas al ámbito de cobertura de la GCR Central.

Las GCR que menor crecimiento presentó fue el Central con 1.0%, seguido del Noroeste con 1.6%; las GCR que mayor dinamismo presentaron son el Norte, Peninsular y Noreste con crecimientos de 4.0%, 3.9% y 3.7% respectivamente; referente a los Sistemas Aislados Baja California y Baja California Sur tuvieron crecimientos superiores al 5.0 por ciento.

Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 54.5% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 45.5% como se muestra en el gráfico 6.1.

Dicho comportamiento es parecido PIB del Sector Eléctrico, (Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica), para los trimestres abr-jun y jul-sep se presenta mayor crecimiento económico y en los trimestres restantes el crecimiento es menor.

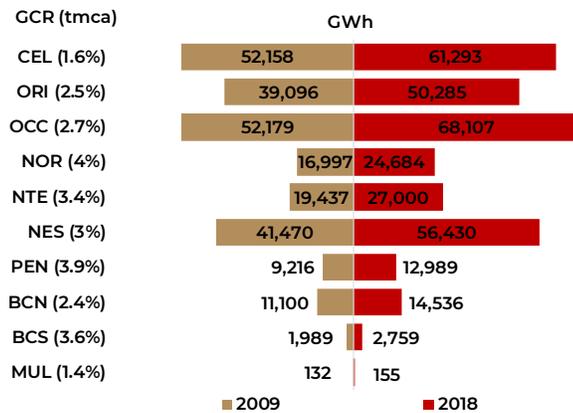
Gráfico 6.1 Consumo bruto mensual del SEN 2018.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En los últimos 10 años (2009 — 2018) el consumo bruto del SEN tuvo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.7 por ciento.

Gráfico 6.2 Consumo bruto del SEN 2009 y 2018 (GWh y tmca<sup>1/</sup>).



<sup>1/</sup> tmca referida a 2008.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

De acuerdo con el gráfico 6.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2009 — 2018 fueron el Noroeste, Peninsular y Baja California Sur con tmca de 4.0%, 3.9% y 3.6% cada una respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la Central con 1.6%, sin embargo, en esta región se registró el 19.3% del consumo bruto nacional en 2018, ubicándose como la segunda región con mayor consumo solo por debajo del Occidental.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) pasó de 230,553 GWh en 2009 a un consumo bruto de 300,787 GWh en 2018, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.7%, la energía eléctrica del último año equivale a 94.5% del consumo bruto del SEN y el 5.5% restante se consumió en los sistemas aislados de la península de Baja California.

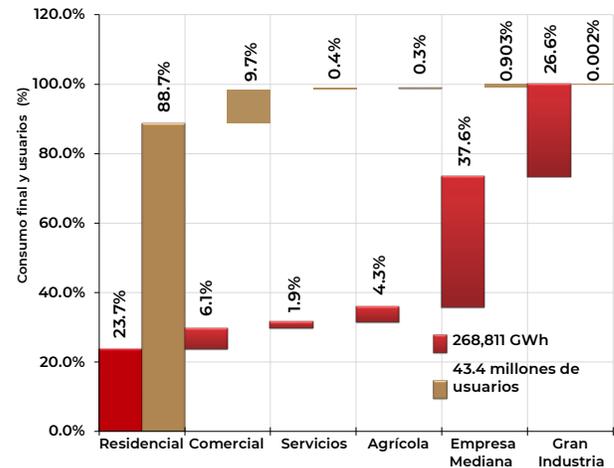
### VI.2.1. Consumo final y usuarios 2018

El consumo final de electricidad se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —

usuarios del suministro básico, usuarios del suministro calificado y autoabastecimiento remoto—.

La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó el mayor crecimiento con 7.6% es la Gran Industria, seguido de la Mediana Empresa con 5.8% y el Residencial con 3.9%. El consumo final del SEN se ubicó en 268,811 GWh, lo que representó un crecimiento de 3.8% respecto al año anterior. En el gráfico 6.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

Gráfico 6.3 Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2018.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

El número de usuarios con servicio de energía eléctrica en 2018 ascendió a 43.4 millones, incrementándose en 2.7% respecto de los 42.2 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de usuarios, en relación con el mismo periodo, es la Mediana Empresa con 14.7%, seguido del sector residencial y comercial con crecimientos de 2.9% y 1.8% respectivamente. En el gráfico 6.3 se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 88.7% del total de

usuarios en el SEN —su consumo final es del 23.7%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria solo representan el 0.905% de los usuarios —su consumo final es de 64.2%—.

### VI.2.2. Eficiencia energética

La eficiencia energética tiene como propósito reducir la cantidad de energía empleada en la producción de bienes y servicios que se ve reflejada en un ahorro.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) y en la Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios<sup>3</sup>, publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y la Secretaría de Energía (SENER) son políticas obligatorias en materia de eficiencia energética.

Durante 2018, la CONUEE desarrollo y fomento acciones de eficiencia energética entre las más sobresalientes se encuentran: la implementación de programas y medidas de eficiencia energética en inmuebles e instalaciones industriales tanto del sector privado como en estados y municipios y entidades de la Administración Pública Federal (sustitución de sistemas de iluminación ineficientes por eficientes, análisis y corrección de fallas en las instalaciones eléctricas, aislamiento térmico); la utilización de herramientas de operación, control y seguimiento de acciones de eficiencia energética (Programa Nacional para Sistemas de Gestión de la Energía, redes de aprendizaje); así como el uso eficiente de la energía en el sector doméstico a través de la adopción de mejores hábitos de consumo y la

utilización de equipos más eficientes que permitan disminuir los costos energéticos de las familias (sustitución de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, aislantes térmicos, aires acondicionados).

### VI.2.3. Movilidad y transporte eléctrico

En México la adopción de vehículos eléctricos particulares, transporte de carga (transporte eléctrico) es mínimo por el momento. México va en rumbo paulatinamente hacia el desarrollo en el transporte eléctrico como una alternativa de cambio en la matriz energética, en impulsar nuevas tecnologías y de migrar paulatinamente en un futuro hacia una movilidad eléctrica

En la tabla 6.2, se muestran para un año los consumos energéticos y las emisiones generadas de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e), de Vehículos Eléctricos (VE), Vehículos Híbridos Enchufables (VHE) y Vehículos Híbridos (VH) particulares respecto a Vehículos de Combustión Interna (VCI) particular —se consideró vehículos comercializados en el país—, para un recorrido de 15,000 km/año. Se observan algunos beneficios de los VE, VHE y VH al presentar ahorros de energía que van de 33% a 69%; se evita quemar entre 273 y/o 832 litros de gasolina por vehículo; lo que significa dejar de emitir al ambiente entre 636 a 865 kgCO<sub>2</sub>e/año en comparación con un vehículo de combustión interna.

**Tabla 6.2 Comparativo vehículos eléctricos, híbridos enchufables, híbridos y vehículos de combustión interna.**

<sup>3</sup> Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, SENER y CONUEE, mayo 2019.

Núm.	Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía			Emisiones Generadas kgCO <sub>2</sub> e
		km/carga	km/l	kWh	litros	MJ	
<b>Vehículos Eléctricos e Híbridos</b>							
1	Eléctricos	167		2,312		8,323	1,218
2	Híbridos Enchufables	107	28	868	395	16,014	1,447
3	Híbridos		27		559	18,223	1,399
<b>Vehículos de Combustión Interna (gasolina)</b>							
1	Combustión Interna		18		832	27,123	2,083
<b>Ahorro Energético y Emisiones GEI</b>							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						69%	42%
Vehículo Híbrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						41%	31%
Vehículo Híbrido vs. Vehículo de Combustión Interna						33%	33%

Fuente: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE y Armadoras de Vehículos.

Considerando las unidades comercializadas a diciembre del 2018<sup>4</sup> de VE (742 unidades), VHE (3,073 unidades), VH (32,871 unidades), el consumo de energía eléctrica de 2018 se estimó en 4.4 GWh<sup>5</sup>, aproximadamente se evitó quemar 10.9 Millones de litros de gasolina y por consiguiente se dejó de emitir Gases de Efecto Invernadero (GEI) por 25,061 tCO<sub>2</sub>e/año.

Referente al transporte público de pasajeros en ciudades, en la tabla 6.3, se presentan para un año los consumos energéticos y las emisiones GEI generadas, de Autobuses Eléctricos (AE) y Autobuses de Combustión Interna (ACI) a diésel —Metrobús, RTP y microbuses de la Ciudad de México—, para un recorrido de 250 km/día por un año. Se observan algunos beneficios del autobús eléctrico al presentar ahorros de energía de hasta 82% (ahorro en diésel por 47,793 litros/año por autobús), lo que significaría dejar de emitir al ambiente 85,992 kgCO<sub>2</sub>e en comparación con un autobús de combustión interna a diésel. Lo anterior, indica que el transporte eléctrico de pasajeros requiere solo el 18%

<sup>4</sup> Reportes ventas de vehículos híbridos, eléctricos y ligeros por entidad Federativa, INEGI, 2019 y Tesla 2018.

<sup>5</sup> Considerando una distancia recorrida de 15,000 km por año

de la energía que un transporte convencional utiliza para recorrer la misma distancia.

**Tabla 6.3 Comparativo autobuses eléctricos y autobuses de combustión interna.**

No.	País	Rendimiento		Consumo de Energía			Emisiones Generadas kgCO <sub>2</sub> e
		km/carga	km/l	kWh	litros	MJ	
<b>Autobuses Eléctricos</b>							
1	China	320		99,557		358,404	52,466
2	China	320		109,344		393,637	57,624
3	China	414		59,997		215,988	31,618
4	EUA	300		79,195		285,104	41,736
				339		87,023	313,283
<b>Autobuses de Combustión Interna (diésel)</b>							
1	México	1.3		72,421		2,666,465	199,796
2	México	1.8		49,592		1,825,949	136,817
3	México	2.0		46,795		1,722,947	129,099
4	EUA	4.1		22,365		823,467	61,702
				2.3		47,793	1,759,707
<b>Ahorro Energético y Emisiones GEI de un AE vs ACI</b>						82%	65%

Fuente: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE, Bloomberg y Armadoras de Autobuses.

Actualmente México cuenta con algunos Sistemas de Transporte Colectivos Eléctricos en la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey, los cuales dan servicio a millones de personas diariamente y que ocupan para su funcionamiento 0.4% del consumo final del SEN, estos sistemas de transporte permiten una mejor movilidad de personas en las ciudades mencionadas.

A finales del 2018 se publicó la Estrategia Nacional de Movilidad como un esfuerzo nacional como la primera iniciativa de orden federal con el propósito enfrentar, de manera coordinada y sustentable, los retos ambientales asociados al sector transporte y la movilidad.

#### VI.2.4. Generación distribuida.

La Generación Distribuida (GD) en México se encuentra definida en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), como la generación de energía eléctrica realizada por un generador exento, por lo que la

capacidad instalada de la central de generación debe ser menor a 500.0 kW y además que se interconecte a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga.

La energía eléctrica de la GD puede generarse por medio de:

- Sistemas de emergencia
- Sistemas de cogeneración
- Sistemas de autoabastecimiento
- Sistemas con fuentes de energías renovables
- Sistemas híbridos de fuentes de energías renovables con almacenamiento.

Actualmente México cuenta con diversos incentivos directos para el apoyo, de la GD. A continuación, se mencionan los más relevantes<sup>6</sup>.

Programa de Apoyo a la Generación Distribuida, operado por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) con recursos del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTOASE), ofrece apoyo para la instalación de sistemas fotovoltaicos y cogeneración. El programa está dirigido a usuarios con tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) y a Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMES) y considera un incentivo directo del 10.0% del costo del sistema y financiamiento del 90.0% restante a tasas preferenciales.

El Programa de Riesgo Compartido (FIRCO) otorga hasta el 50.0% del valor de los proyectos de generación en el sector agropecuario (sin rebasar el millón de pesos) para la instalación de

motogeneradores de combustión interna, turbinas, obras de interconexión y proyectos fotovoltaicos interconectados a la red.

El Programa de Mejoramiento Integral Sustentable en Vivienda Existente, operado por el FIDE con recursos del FOTEASE, apoya a familias de bajos ingresos en la instalación de ecotecnologías que incluyen sistemas fotovoltaicos.

En 2018 se incorporaron 140.9 MW de GD lo que significa 24,377 contratos nuevos bajo esta modalidad, siendo las GCR Occidental, Central y Noreste con mayor participación en la capacidad instalada del 29.6%, 22.7% y el 15.6% respectivamente.

En la tabla 6.4 se muestra la capacidad instalada en MW registrada de forma anual en 2017 y 2018<sup>7</sup> así como el número de contratos correspondientes, cabe mencionar que el tipo de generación preponderante en los dos últimos años es de energía solar, que representa más del 95 por ciento.

**Tabla 6.4 Capacidad instalada (MW) y número de contratos de Generación Distribuida por GCR en 2017 y 2018.**

Capacidad Instalada y Número de Contratos				
Sistema / GCR	2017		2018	
	MW	Generadores Exentos	MW	Generadores Exentos
<b>SEN</b>	<b>167.7</b>	<b>26,066</b>	<b>140.9</b>	<b>24,377</b>
<b>Central</b>	<b>33.7</b>	<b>3,682</b>	<b>32.0</b>	<b>3,970</b>
<b>Oriental</b>	<b>14.5</b>	<b>2,533</b>	<b>11.4</b>	<b>2,269</b>
<b>Occidental</b>	<b>45.8</b>	<b>8,458</b>	<b>41.7</b>	<b>8,614</b>
<b>Noroeste</b>	<b>8.1</b>	<b>1,204</b>	<b>8.4</b>	<b>1,214</b>
<b>Norte</b>	<b>13.0</b>	<b>2,309</b>	<b>11.8</b>	<b>2,346</b>
<b>Noreste</b>	<b>33.2</b>	<b>4,541</b>	<b>22.0</b>	<b>3,441</b>
<b>Peninsular</b>	<b>10.3</b>	<b>2,037</b>	<b>8.0</b>	<b>1,541</b>
<b>Baja California</b>	<b>7.1</b>	<b>1,187</b>	<b>4.1</b>	<b>735</b>
<b>Baja California Sur</b>	<b>2.0</b>	<b>113</b>	<b>1.3</b>	<b>241</b>
<b>Mulegé</b>	<b>0.0</b>	<b>2</b>	<b>0.2</b>	<b>6</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE Distribución.

<sup>6</sup> Política Pública para Promover la Generación Distribuida en México, 2018, SENER.

<sup>7</sup> Reporte Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, CFE Distribución, noviembre 2018.

### VI.3. Demanda máxima 2018

En cuanto a la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional (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 2018, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 45,167 MWh/h, lo que equivale a un crecimiento de 4.3% respecto a los 43,319 MWh/h de 2017.

La demanda máxima no coincidente integrada del SIN 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 la tabla 6.5 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SEN, SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR, así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

Tabla 6.5 Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SIN y el SEN 2018.

Demandas Máximas Integradas				
	Máximas <sup>1/</sup>		Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h
<b>Sistemas</b>				
SEN <sup>2/</sup>	47,903			
SIN	45,167	4.3%		
Baja California	2,863	6.1%		2,819.3
Baja California Sur	500	3.3%		457.2
Mulegé	29	0.7%		26.8
<b>Gerencias de Control Regional</b>				
Central	8,805	1.1%	8,401	8,026.6
Oriental	7,594	4.0%	6,949	6,766.4
Occidental	10,373	5.4%	10,137	9,544.0
Noroeste	4,759	3.9%	4,248	4,717.3
Norte	4,639	0.7%	4,524	4,510.3
Noreste	9,202	4.0%	9,043	9,064.3
Peninsular	2,061	5.4%	1,866	1,971.0

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.

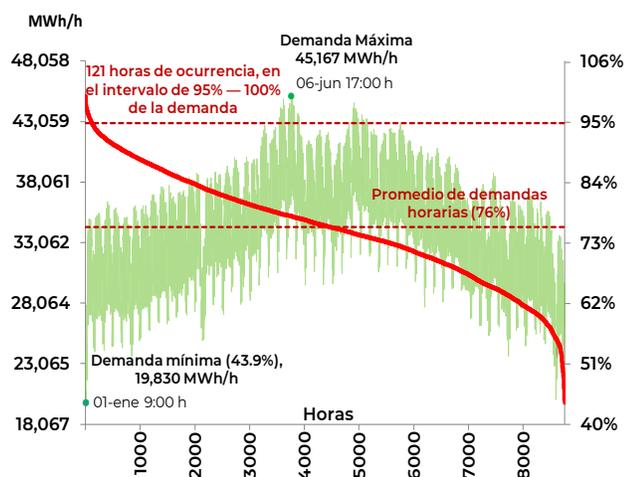
#### VI.3.1. Demanda máxima integrada e instantánea del SIN 2018

Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada e instantánea.

Las características de la curva de carga del SIN<sup>8</sup> son: se concentran 121 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 43.9% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.0% —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 y viceversa los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR Central, como se muestra en el gráfico 6.4, este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

Gráfico 4.4 Curva de carga de referencia del SIN 2018.

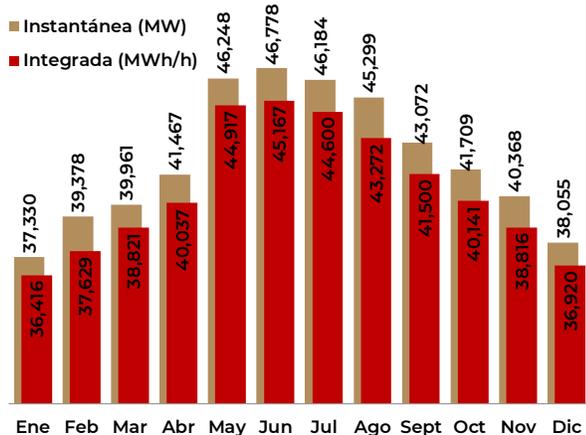
<sup>8</sup> Curva Horaria de Referencia que se ocupa para la proyección horaria de la demanda 2019—2033.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En junio de 2018, se presentó la demanda máxima instantánea del SIN con un valor de 46,778 MW, lo que equivale a un crecimiento de 4.7% respecto al año anterior. La demanda máxima instantánea mensual más baja, se presentó en el mes de enero con 37,330 MW, en congruencia con el comportamiento mensual de la demanda máxima integrada como se observa en el gráfico 6.5.

Gráfico 6.5 Demanda máxima mensual instantánea e integrada del SIN 2018.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2018, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 19.2 MXN/USD<sup>9</sup>; la tasa de interés de referencia cerró en 8.3%, 100 puntos base más en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 4.8%, dos puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2017 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo<sup>10</sup> se vendió en promedio en 61.3 dólares por barril, es decir, tuvo una tasa de crecimiento anual de 31.3% con respecto al año anterior.

Se considera al Producto Interno Bruto (PIB) como 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 Producto Interno Bruto (PIB) en 2018 tuvo un crecimiento de 2.0%<sup>11</sup>, tasa muy similar al año pasado de 2.1% y menor a la pronosticada de 2.3%. Diversos factores internos y externos como la incertidumbre sobre el futuro del tratado comercial de América del Norte influyeron

<sup>9</sup> Banco de México. Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF.

<sup>10</sup> Sistema de Información Energética, SENER.

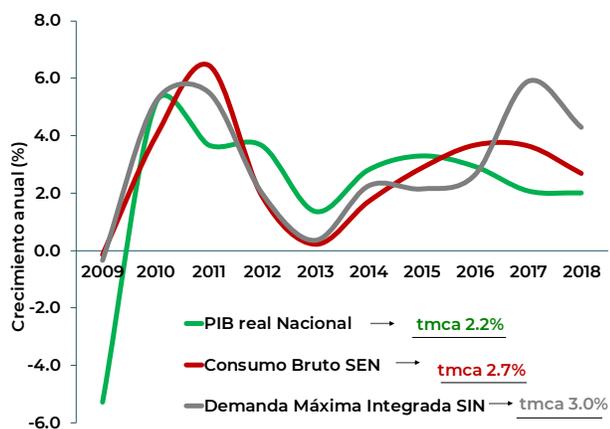
<sup>11</sup> Series originales a precios constantes de 2013 para 2009-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía, INEGI.

#### VI.4. Entorno económico 2018

en este resultado. Por su parte, la industria eléctrica en su consumo bruto registró un incremento de 2.7% respecto a 2017. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento con el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. Este efecto de correlación se explica ya que un factor esencial para el crecimiento económico es el uso intensivo de la energía. El coeficiente de correlación entre las variables anuales del PIB y consumo bruto del SEN es de 0.9<sup>12</sup>, lo que demuestra una correlación positiva muy alta entre ambas. Por lo anterior, se considera al PIB un buen parámetro para pronosticar el consumo de electricidad.

En el gráfico 6.6 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

**Gráfico 6.6 Evolución del crecimiento del PIB nacional, consumo bruto SEN y demanda máxima SIN 2009 – 2018.**



Fuente: Elaborado por SENER con información propia.

## VI.5. Pronóstico de demanda y de consumo 2019 — 2033

<sup>12</sup> Los valores del coeficiente de correlación oscilan entre 1.0 y -1.0. Cuanto más se aproxime el coeficiente de correlación lineal a 1.0, la correlación es fuerte y directa. Si el coeficiente de correlación se aproxima a -1.0 indica una correlación fuerte e inversa.

En el gráfico 6.7 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto. Se inicia con el balance de energía de las Gerencias de Control Regional (GCR) y del Sistema del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas suministro básico, suministro calificado más autoabastecimiento remoto) y se analiza la evolución en cada región del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores (estudio de pronóstico in situ en las regiones del país). El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria—.

Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), entre otros.

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

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 —aplicando a la energía bruta regional los factores de carga correspondiente—.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) —Gerencias de Control Regional Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— 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.

Gráfico 6.7 Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

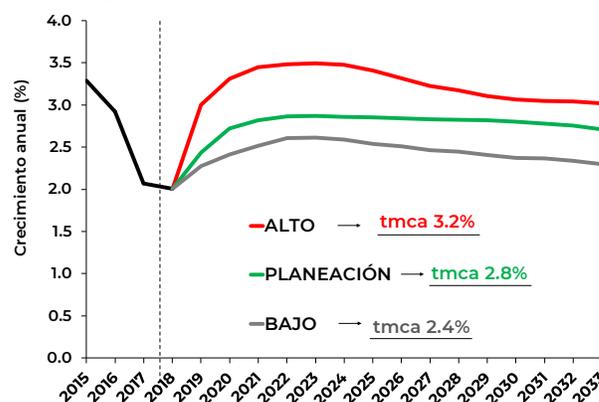
## VI.6. Escenario macroeconómico 2019 — 2033

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en el gráfico 6.8 en tasas de

crecimiento anual (a precios de 2013) para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.8% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.4%, respectivamente. Dichas proyecciones son menores para los escenarios de planeación y alto, en 0.3 y 0.2 puntos porcentuales, respectivamente y para el escenario bajo la tmca es la misma respecto a la proyectada un año atrás para el horizonte de 2018 — 2032.

En el periodo 2019 — 2033, se estima que el PIB de los sectores Agrícola y Servicios crecerá 2.7%, mientras que, el Industrial 2.9%. Se prevé que, en 2033, el sector Agrícola representará 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 31.3% y 65.4%, respectivamente.

Gráfico 6.8 Escenarios del Producto Interno Bruto 2019 — 2033.



Fuente: Elaborado por SENER con información propia.

Además de las proyecciones del crecimiento del PIB, resulta relevante considerar el pronóstico del crecimiento poblacional y la cantidad de usuarios 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 2019 — 2033 considera una tmca de 0.8%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 125.9 millones a 140.1 millones al final del horizonte. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.6%, al pasar de 44.1 millones a 55.1 millones en 2033.

### VI.7. Consumo bruto 2019 — 2033

En esta sección se presentan las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2019 — 2033, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, así como el ahorro y uso eficiente electricidad.

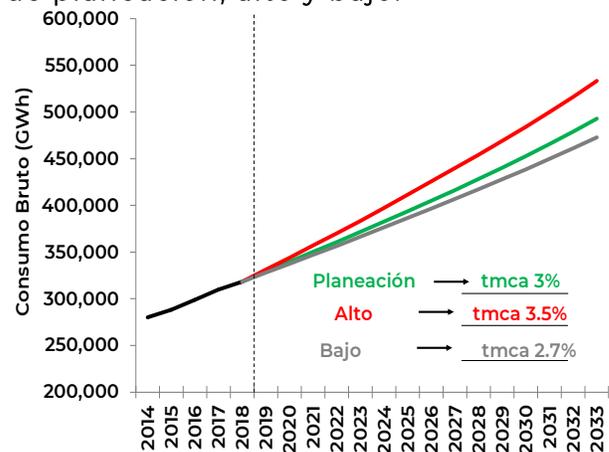
En la tabla 6.6 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio. En el mismo sentido, en el gráfico 6.9, se observa la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 3.0%, para el escenario Alto de 3.5% y el escenario Bajo 2.7%,

**Tabla 6.6 Pronóstico del consumo bruto 2019 — 2033, escenarios planeación, alto y bajo.**

Sistema / GCR	Promedio de las tasas medias de crecimiento anual 2019 — 2033		
	Alto	Planeación	Bajo
<b>SIN</b>	<b>3.5</b>	<b>3.0</b>	<b>2.7</b>
<b>Central</b>	<b>2.9</b>	<b>2.4</b>	<b>2.2</b>
<b>Oriental</b>	<b>3.3</b>	<b>3.2</b>	<b>2.4</b>
<b>Occidental</b>	<b>3.8</b>	<b>3.1</b>	<b>2.9</b>
<b>Noroeste</b>	<b>3.7</b>	<b>3.3</b>	<b>3.1</b>
<b>Norte</b>	<b>3.8</b>	<b>3.2</b>	<b>3.0</b>
<b>Noreste</b>	<b>3.5</b>	<b>2.9</b>	<b>2.7</b>
<b>Peninsular</b>	<b>3.9</b>	<b>3.2</b>	<b>3.0</b>
<b>Baja California</b>	<b>3.6</b>	<b>2.9</b>	<b>2.7</b>
<b>Baja California Sur</b>	<b>3.7</b>	<b>3.0</b>	<b>2.7</b>
<b>Mulegé</b>	<b>4.2</b>	<b>3.8</b>	<b>3.4</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**Gráfico 6.9 Pronóstico de consumo bruto del SEN 2019 — 2033, escenarios de planeación, alto y bajo.**



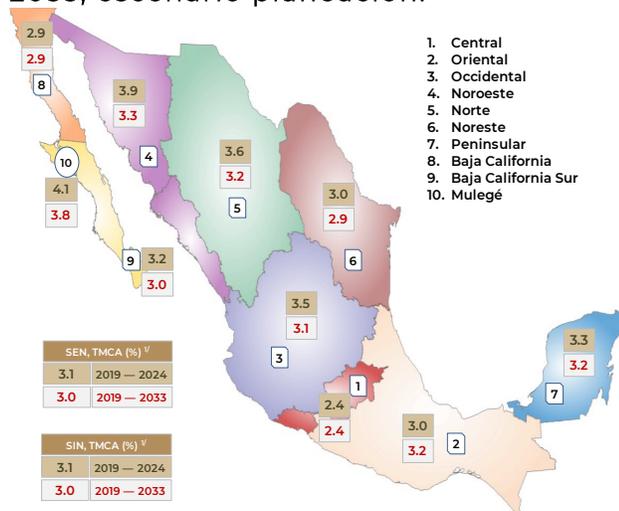
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción 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 el sistema Mulegé con 3.8% y en la GCR Noroeste con 3.3%, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central con una tmca de 2.4%.

De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2019-2024) se pronostica que el sistema Mulegé con 4.1% y la GCR Central con 2.4% serán las regiones con las tmca más alta y más baja respectivamente (ver gráfico 6.10).

Gráfico 6.10 Pronóstico regional del consumo bruto 2019 — 2024 y 2019 — 2033, escenario planeación.



<sup>1/</sup> tmca, año de referencia 2018.

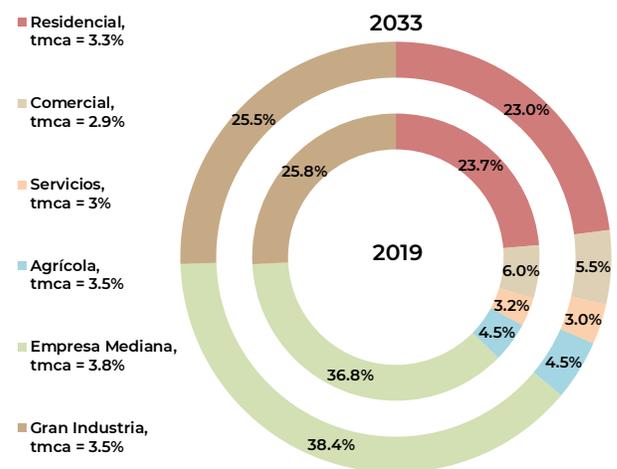
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

### VI.7.1. Consumo final 2019 — 2033

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.5% en el consumo final, este valor es superior al 2.8% y al 3.0% que se obtuvo para el PIB y el consumo bruto, respectivamente.

El sector que supone un mayor incremento es la Mediana Empresa con 3.8%, seguido de la Gran Industria y el Agrícola, ambos con 3.5%. Para el año 2033, el sector predominante será la Mediana Empresa con 38.4% de participación del consumo final del SEN, en segundo lugar, la Gran Industria con 25.5%, seguido del Residencial con 23.0% y el resto de los sectores con 13.1% — Comercial, Servicios y Agrícola—, como se observa en el gráfico 6.11.

Gráfico 6.11 Consumo final SEN 2019 y 2033, escenario de planeación.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

### VI.7.2. Eficiencia energética y movilidad eléctrica 2019 — 2033

De acuerdo con el Escenario de Transición energética Soberana (TES) considera la intervención de medidas y políticas públicas de eficiencia energética adicionales, mismas que acelerarán el aprovechamiento óptimo de la energía de los sectores de uso final mediante mejores tecnologías con los mejores desempeños energéticos<sup>13</sup>, contempla dos horizontes prospectivos 2035 y 2050. Los impulsores para alcanzar la trayectoria del escenario de TES serán:

- Aumento significativo de la eficiencia energética de equipos y sistemas nuevos, mediante el reforzamiento del Programa de Normas Oficiales Mexicanas en Eficiencia Energética.
- Sustitución paulatina de equipos actualmente en operación por aquellos de alta eficiencia en los sectores industrial y comercial.
- Electrificación tanto como sea posible de los diferentes medios de transporte tanto públicos como privados.
- El reordenamiento urbano que llevará a la redensificación de las zonas centrales en las ciudades, reduciendo necesidades de movilidad.
- Implementación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn).
- Implementación de sistemas de cogeneración en la industria.
- Mayor impulso al modelo de redes eléctricas inteligentes

La Estrategia Nacional de Movilidad (ENV) establece las bases y pautas sobre los requerimientos y las prioridades ambientales, técnicas, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas, así como los esquemas de incentivos, que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible.

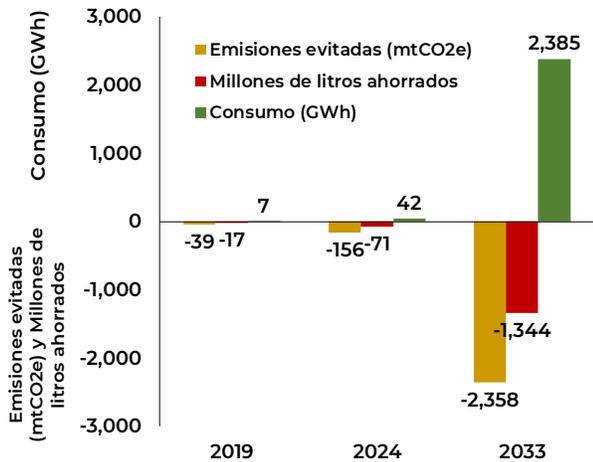
A continuación, se mencionan los objetivos específicos de la ENV:

- Disminuir la contaminación urbana proveniente de vehículos de combustión interna impulsando el desarrollo social, así como la mejora de la calidad de vida de los grupos vulnerables y la accesibilidad a mejores oportunidades para su desarrollo integral.
- Contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones establecidas en la contribución nacionalmente determinada (NDC) para mitigar el riesgo del impacto en zonas de extrema vulnerabilidad del país.
- Aprovechar de manera estratégica los sistemas de movilidad existentes para optimizar el consumo energético e impulsar el uso de energía proveniente de fuentes renovables.
- Impulsar esquemas de movilidad inteligente y sustentable a través de la incorporación de innovaciones tecnológicas y alternativas modales en el marco de la creación de ciudades inteligentes que impacten de manera positiva en los usuarios de transporte público, peatones y ciclistas.
- Promover el desarrollo de la industria nacional de vehículos de transporte híbridos y eléctricos para el posicionamiento de México.

---

<sup>13</sup> Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, SENER y CONUEE, mayo 2019.

Gráfico 6.12 Proyecciones Futuras para abastecimiento de vehículos eléctricos.



Fuente: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE, Bloomberg y Armadoras de Vehículos y Autobuses.

Respecto a la carga de las baterías del vehículo eléctrico, se podría realizar dicha carga con el apoyo de un sistema de Generación Distribuida (paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento local), mismo que durante el día autoabastecería localmente al usuario y los excedentes serían para almacenamiento, en turno nocturno en horas de menor demanda del usuario, el vehículo eléctrico tomaría energía del sistema de almacenamiento local y en caso de ser necesario de la Red General de Distribución, estableciendo un esquema atractivo para el propietario de un vehículo eléctrico (solución integral: vehículo eléctrico y sistema de Generación Distribuida). Con el objetivo de desarrollar y promover soluciones técnicas para la mejora de la eficiencia energética de los vehículos de uso particular en México.

### VI.8. Demanda máxima 2019 — 2033

En la tabla 6.7 se enuncia los crecimientos posibles para los sistemas y GCR en los tres escenarios; en el gráfico 4.13, se presentan los crecimientos del SEN.

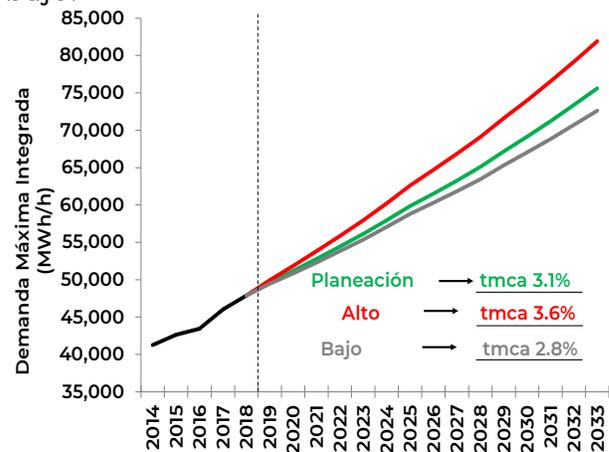
Tabla 6.7 Posible demanda integrada 2019 — 2033, escenarios de planeación, alto y bajo.

Sistema / GCR	Promedio de las tasas medias de crecimiento anual 2019 — 2033		
	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.6	3.1	2.8
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.4	3.3	2.5
Occidental	4.2	3.5	3.3
Noroeste	3.9	3.4	3.2
Norte	3.7	3.1	2.9
Noreste	3.7	3.0	2.8
Peninsular	4.1	3.4	3.2
Baja California	4.0	3.2	3.0
Baja California Sur	3.7	3.0	2.7
Mulegé	4.3	3.9	3.4

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el gráfico 6.14 se muestra de forma geográfica y porcentual, la proyección para dos horizontes, 2019 — 2024 y 2019 — 2033 para cada GCR y SIN.

Gráfico 6.13 Pronóstico de la demanda máxima integrada del SEN1/ 2019 — 2033, escenarios de planeación, alto y bajo.

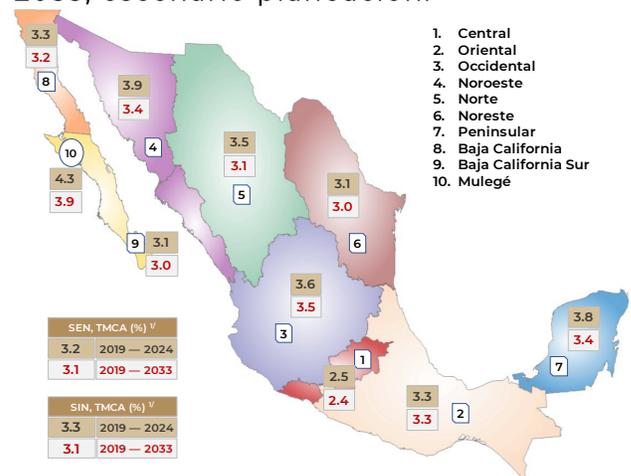


<sup>v</sup> Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para el sistema Mulegé con una tmca de 3.9% y la GCR Occidental con 3.5%, respecto al resto del sistema. Las GCR Peninsular, Baja California, Baja California Sur, Oriental, Noroeste y Norte en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 2.4 por ciento.

*Nota: Esta proyección dependerá de las inversiones necesarias, del desarrollo tecnológico y de la capacidad de abastecimiento de energía para el parque vehicular.*

Gráfico 6.14 Pronóstico regional de la demanda máxima 2019 — 2024 y 2019 — 2033, escenario planeación.



<sup>1/</sup> tmca, año de referencia 2018.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.