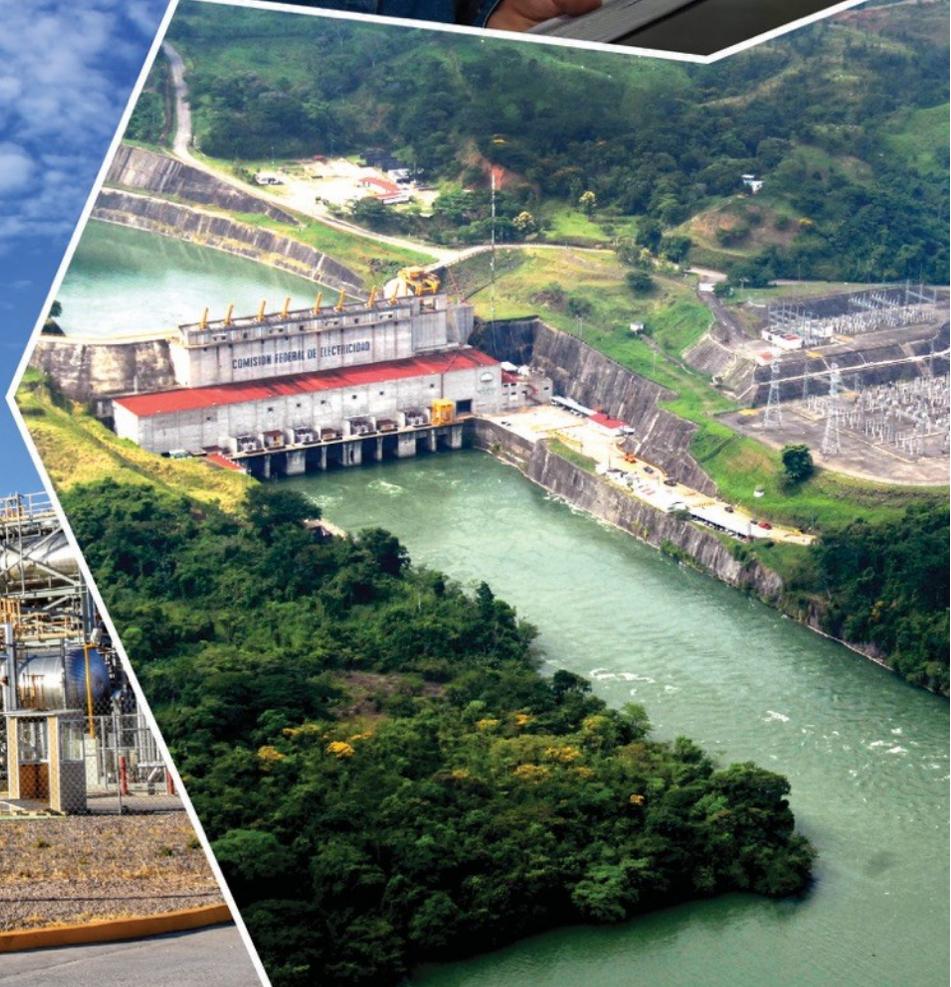




***7. Programa  
Indicativo para la  
Instalación  
y Retiro de Centrales  
Eléctricas (PIIRCE)***



**Trabajadoras de CFE. Central de ciclo combinado, Agua Prieta, Sonora. Central hidroeléctrica, Ostuacán, Chiapas.**  
Comisión Federal de Electricidad.

De conformidad con el Artículo 13 de la LIE, “con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”.

El PRODESEN cumple el objetivo de ley de plasmar en un documento el análisis y planificación de las obras necesarias para contar con suficiente energía, equipos y redes para satisfacer la demanda de cada usuario final de electricidad. El capítulo del PIIRCE, dentro del PRODESEN, representa la orientación a tomar en cuenta para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas conforme a proyecciones estadísticas con suposiciones nacionales e internacionales con relativa certeza del futuro, planteando escenarios que siguen la tendencia actual, son optimistas o en su caso pesimistas. El artículo 7 del RLIE, abajo citado, se es explícito acerca de que es un programa con indicaciones más no requisitos y garantías para el público en general que desee actuar en congruencia con las conclusiones de los escenarios (en un contexto de un sector tecnológicamente variable en tiempos cortos) planteados por el PIIRCE.

En el RLIE, en sus Artículo 5 y 7, se establece que:

“Artículo 5.- Para la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se deberá considerar al menos:

...

II. La coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución;

[...]

IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y...”

“Artículo 7.-Los programas indicativos para la instalación y retiros de Centrales Eléctricas no serán requisito para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dichos programas.”

Para la definición de este programa, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los proyectos de generación de los diferentes participantes en el sector eléctrico, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo.

En el PND 2019-2024 se establece en el rubro de Economía que las tarifas eléctricas se reducirán hacia mediados del sexenio, para esto se establece como propósito de importancia estratégica en la presente administración, la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad y que sea palanca de desarrollo



nacional, también se alentará la inversión privada estableciendo un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

En la LOAPF, en su artículo 33, establece que a la Secretaría de Energía le corresponde el despacho de los siguientes asuntos.

“Artículo 33.-A la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos:

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

[...]

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

La planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;

[...]

XXIX. Fijar la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y a dicha política de eficiencia energética de la industria eléctrica, así como establecer los requerimientos obligatorios en materia de energías limpias para la generación eléctrica;

[...]

XXXI. Los demás que le encomienden expresamente las leyes y reglamentos.”

Por lo anterior, como se ha citado, corresponde a la SENER, establecer, conducir y coordinar la política energética del país, con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual puede establecer, coordinar, realizar y promover programas, y proyectos como los que nos ocupan, incluyendo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales, del sector energético nacional, e igualmente establecer mecanismos de coordinación con el CENACE que propicie que sus acciones – es decir, las del CENACE-, sean compatibles con los programas de la SENER;

En la LIE, en su artículo 11, faculta a la SENER, entre otras atribuciones para:

“Artículo 11.- La Secretaría está facultada para:

I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica;

II. Formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo;

III. Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional;

[...]

V. Asegurar la coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica, las demás autoridades relevantes para la industria



eléctrica, el CENACE y el Centro Nacional de Control del Gas Natural;

[...]

XII. Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, ...;

XIII. Preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional;

[...]

XVII. Establecer criterios para la delimitación de las Centrales Eléctricas, las redes de transmisión, las redes de distribución, los Centros de Carga y el Sistema Eléctrico Nacional, y para clasificar las instalaciones eléctricas en las categorías correspondientes;

[...]

XLII. Las demás que éste y otros ordenamientos jurídicos le confieran, y

XLIII. Interpretar para efectos administrativos la presente Ley en el ámbito de sus facultades.

Artículo 132.- La Secretaría establecerá la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos...”

Es importante señalar que, con base en lo dispuesto por la LIE, en sus artículos 1, 2 y 3, la planeación energética deberá atender los criterios de la soberanía y la seguridad energéticas y el fortalecimiento de las empresas productivas del estado, al decir:

“Artículo 1.- La presente Ley es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y

Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Las disposiciones de esta Ley son de interés social y orden público.

Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

Artículo 2.- La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria. Las actividades de la industria eléctrica son de interés público.

La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley. El Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional.

Artículo 3.- Para los efectos de esta Ley, se entenderá por:

[...]

X. Confiabilidad: Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE”.



## 7.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La integración de GD, principalmente los sistemas GD-FV, en los SEP debe tenerse en cuenta en la integración de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para la elaboración de pronósticos de demanda y consumo, la interoperabilidad entre la RNT y las RGD en los programas informáticos especializados para tal tarea.

La evolución anual de la capacidad de integración de la GD-FV ha tenido un crecimiento exponencial, influyendo directamente en la elaboración de las proyecciones del PIIRCE, ya que su incorporación año tras año modifica las series de tiempo (información estadística) de la demanda y consumo estimado por región y Sistema Interconectado.

En el SEN el 99.2% de GD, al cierre de 2021, es por parte de GD-FV, de los cuales se tiene registro de una capacidad instalada acumulada del orden de 2,015 MW<sup>34</sup> en el SEN. La Figura 6.6<sup>35</sup> muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2021.

La Figura 6.7<sup>36</sup> muestra la evolución de la evolución de capacidad instalada acumulada y la generación estimada de 2007 a 2021 de la GD-FV.

Para la integración de GD-FV, en el Capítulo 6, se realizaron dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada y la generación aportada. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la GD. Estas proyecciones tienen impacto en los pronósticos de demanda y consumo.

En la Figura 6.25<sup>3</sup> se presenta la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa para el escenario de planeación que para 2026 se estima un valor de 4,964 MW, lo que representa un crecimiento del 146.4% con respecto al cierre de 2021, y un crecimiento promedio anual de 590 MW. En caso de tener mayor dinamismo (escenario alterno), se estima que para 2026 se tenga una capacidad instalada de 6,728 MW y un crecimiento promedio anual 943 MW de GD-FV.

El PND 2019-2024 establece que “la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes”, ya que, el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales como: salud, vivienda y educación, condiciones que ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y elevar la calidad de vida de los habitantes.

La propuesta de instalación de GD en México considera las entidades federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes<sup>37</sup> (comunidades rurales), con altos porcentajes de mexicanos en situación de pobreza más altos<sup>38</sup>, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado<sup>39</sup>.

En la Figura 6.27<sup>43</sup> se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) de 2022 a 2036 en el SEN, para el escenario de planeación y el alterno. Para la elaboración del PIIRCE 2022-2036 se considera el escenario de planeación.

<sup>34</sup> CFE Distribuidor, estadísticas GD, diciembre 2021

<sup>35</sup> Capítulo 6. Demanda y Consumo 2022-2036.

<sup>36</sup> Ibidem.

<sup>37</sup> [www.cuentame.inegi.org.mx](http://www.cuentame.inegi.org.mx).

<sup>38</sup> [www.coneval.org.mx](http://www.coneval.org.mx)

<sup>39</sup> Ibidem.



Las disposiciones correspondientes a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología, ya que 9.1 TWh, entre un crecimiento de planeación y uno alterno con políticas públicas en materia de energía eléctrica enfocadas a dar mayor aceleración a la GD-FV en 2036, representa una disminución en el consumo de energía eléctrica, y un impacto en la planeación de la expansión y modernización de la RNT y las RGD.

Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV, y de otras tecnologías en la producción de energía eléctrica en las RGD, la planeación y el control del SEN deberá modificarse en concordancia con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

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

En el escenario de planeación para 2036, se tiene una estimación en el consumo neto en el SEN de 480,537 GWh y una producción de energía eléctrica con GD de 15,156 GWh en el SEN, que representa una disminución del 3% en el consumo neto, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas I<sup>2</sup>R por no transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD. En caso de presentarse el escenario alterno con una política de mayor integración de la GD-FV, el consumo neto en el SEN en 2036 disminuiría 9,066 GWh y la GD representaría una disminución de 4.9%, sin considerar el efecto de

la reducción de pérdidas I<sup>2</sup>R por no transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD.

## 7.2 PROGRAMA INDICATIVO DE INCORPORACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la Administración Pública Federal, dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33, fracciones V y XXIX, de la LOAPF, la SENER determinó como proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE un grupo de Centrales Eléctricas con base al artículo 11, fracción XII, de la LIE, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN, e igualmente fortalecer a las empresas productivas del Estado del sector energético, como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. La Figura 7.1 muestra las adiciones de capacidad neta de 2022 a 2025.

Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; así como el continuar con la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpia renovables intermitentes, es imperativo el desarrollo e implementación de nuevas Centrales Eléctricas para satisfacer las necesidades del país y de respaldo a las Centrales Eléctricas variables e intermitentes sin Energía Cinética (Inercia Física) y con reducida capacidad de aportación al Nivel de Cortocircuito. Estos proyectos se establecen en el PIIRCE como proyectos estratégicos y prioritarios basado en los supuestos relativamente firmes del futuro, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los

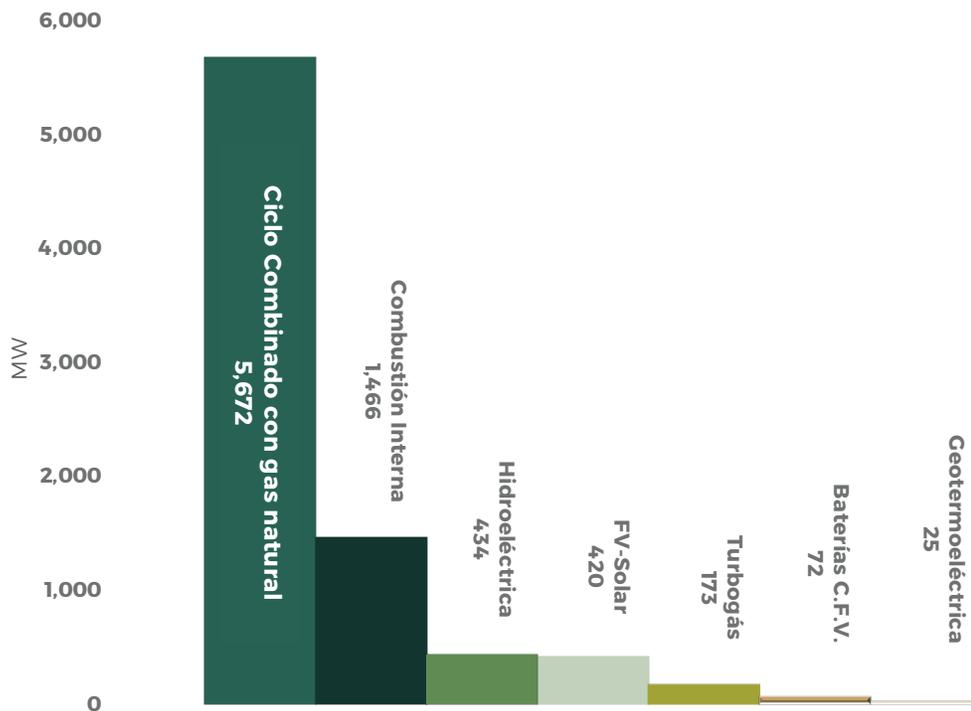


proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados, para resolver sobre hechos fehacientes.

La tecnología de las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y de Combustión Interna brindan una

mayor flexibilidad en la operación, comparadas con las unidades de Central Eléctrica con fuentes de energías limpias en operación, que fueron concebidas en su diseño para operar en carga base y su capacidad de regulación primaria para cubrir la variabilidad, incertidumbre de la demanda y salida fortuita de la contingencia sencilla más severa para un desbalance carga-generación.

**FIGURA 7.1 CAPACIDAD NETA EN MW, ADICIONES DE CAPACIDAD DE 2022 A 2025 DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

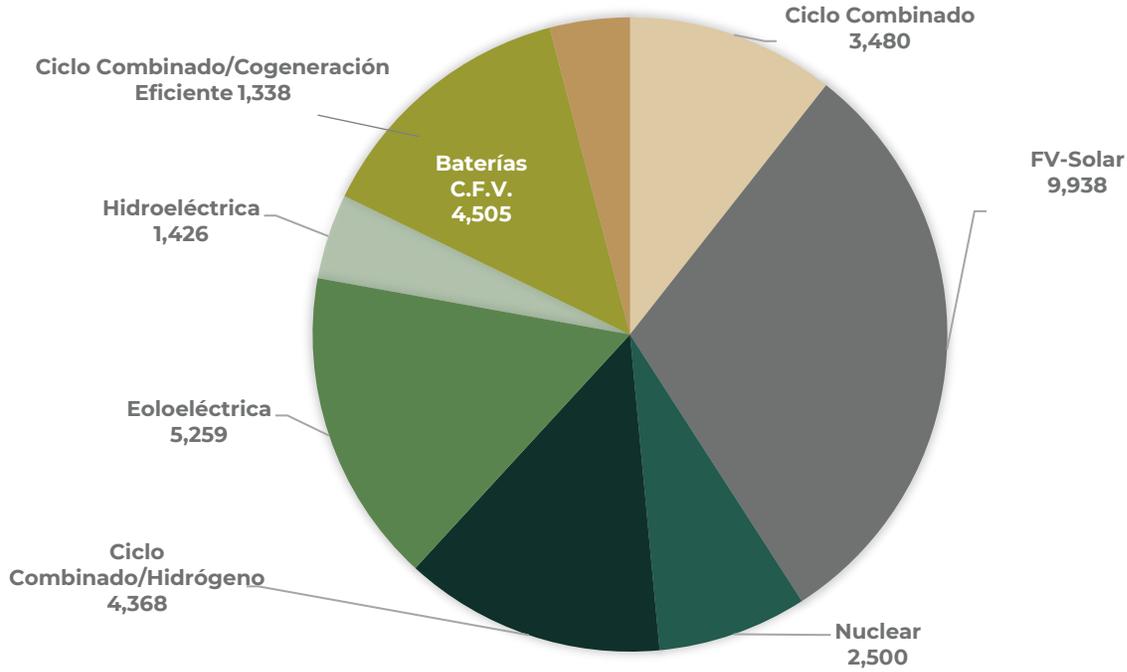
La Figura 7.2 presenta las adiciones de capacidad esperada del proceso de optimización generada por el programa probabilístico de proyectos en etapa de estudios e indicativos para fortalecer la política energética nacional de 2026 a 2036, las principales tecnologías son FV, EO, CCC y bancos de baterías asociados a las Centrales Eléctricas FV y EO.

Los CCC con H<sub>2</sub>, se proyecta que sean con una mezcla de 70%CH<sub>4</sub> y 30%H<sub>2</sub>.

Los CCC que no se consideran con H<sub>2</sub>, se ubican en regiones con recurso de gas natural, necesarias para el desarrollo económico nacional, pero donde el recurso de H<sub>2</sub> no es accesible, por lo que, se ubican en estas regiones atendiendo el artículo 5, fracción IV y V, del Reglamento de la LIE.



**FIGURA 7. 2 ADICIONES DE CAPACIDAD EN MW DE 2026 A 2036 DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

El PIIRCE junto al supuesto de la estimación GD-FV tienen una adición de Centrales Eléctricas con energía primaria solar y viento de 24,598 MW en el periodo de 2022 a 2036, sin considerar a las Centrales Eléctricas con Contrato de Interconexión y que no han entrado en Operación Comercial.

Si bien se está mencionando a nivel mundial la producción de energía eléctrica con H<sub>2</sub> verde, es necesario su incorporación en sitios donde se tengan recursos naturales como sol, viento y agua, dados los grandes volúmenes de recurso hídrico, de fuente primaria de energía solar y eólica para el proceso de electrólisis (aproximadamente 9 kilogramos de H<sub>2</sub>O para producir un kilogramo de H<sub>2</sub> en condiciones ideales). La propuesta inicial es transportar el H<sub>2</sub> verde en forma de gas adaptando parte de la infraestructura de gas natural, ya que se

tienen alto costos de capital aunado a la parte ambiental para la construcción de nuevos ductos, lo que puede constituir riesgos para expandir la infraestructura de suministro de H<sub>2</sub> verde a través de ductos. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán, podrían ser utilizados, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar se presenta en Baja California Sur, donde tiene grandes recursos naturales y necesidades de capacidad de generación eléctrica.

A su vez, aprovechando el desarrollo de la infraestructura en producción de H<sub>2</sub> verde, se analizó en este ejercicio del PIIRCE la conversión de 5,513 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 70% CH<sub>4</sub> y 30% H<sub>2</sub> entre 2033 y 2036.



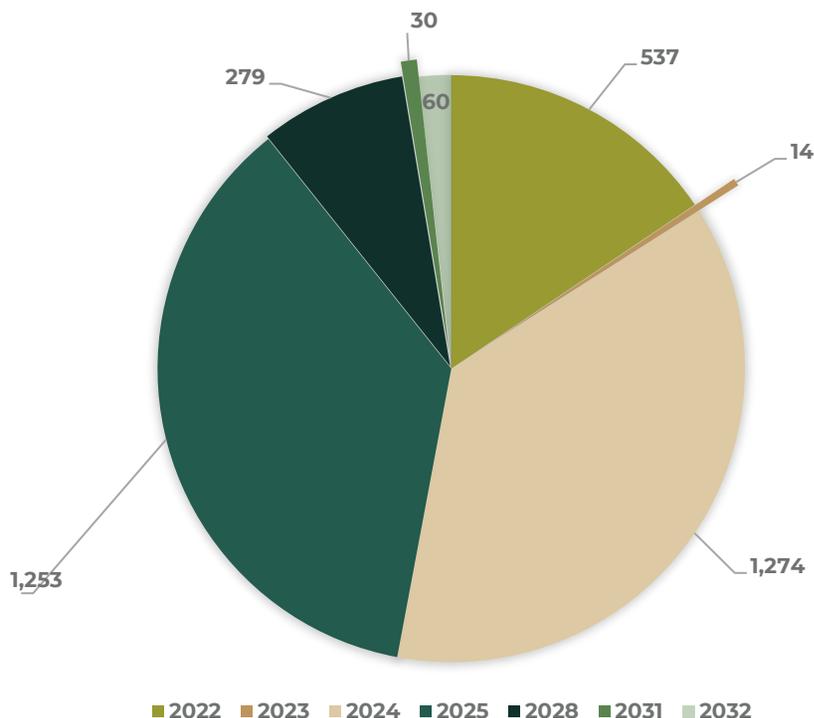
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la Confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO, reducir congestiones y sobrecargas en la RNT. Si bien su integración no se está considerando en el corto plazo (solo 72 MW) se espera que con el cambio que se está gestionando y desarrollando en la tecnología de los inversores (pasar de *Grid-Following* a *Grid-Forming*, términos en inglés) para que su operación garantice la Confiabilidad con una mayor integración de Centrales Eléctricas asíncronas en los SEP con la reducción de la robustez eléctrica, menor Energía Cinética (Inercia Física) y Nivel de Cortocircuito, por el cambio en la matriz energética al desplazar las Centrales Eléctricas síncronas con combustibles fósiles por Centrales Eléctricas asíncronas con base a electrónica de potencia con Energía Limpia.

En el programa también se consideran 2,500 MW de capacidad nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea asequible para su integración al SEN.

En el periodo de 2026-2036 las adiciones de tecnologías fósiles con gas natural se ven reducidas a menos del 15%, incluyendo la Cogeneración Eficiente, sin considerar los CCC de mezcla gas natural e H<sub>2</sub> verde.

La Figura 7.3 presenta la capacidad a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2022 a 2036, donde 3,433 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica térmicas y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.

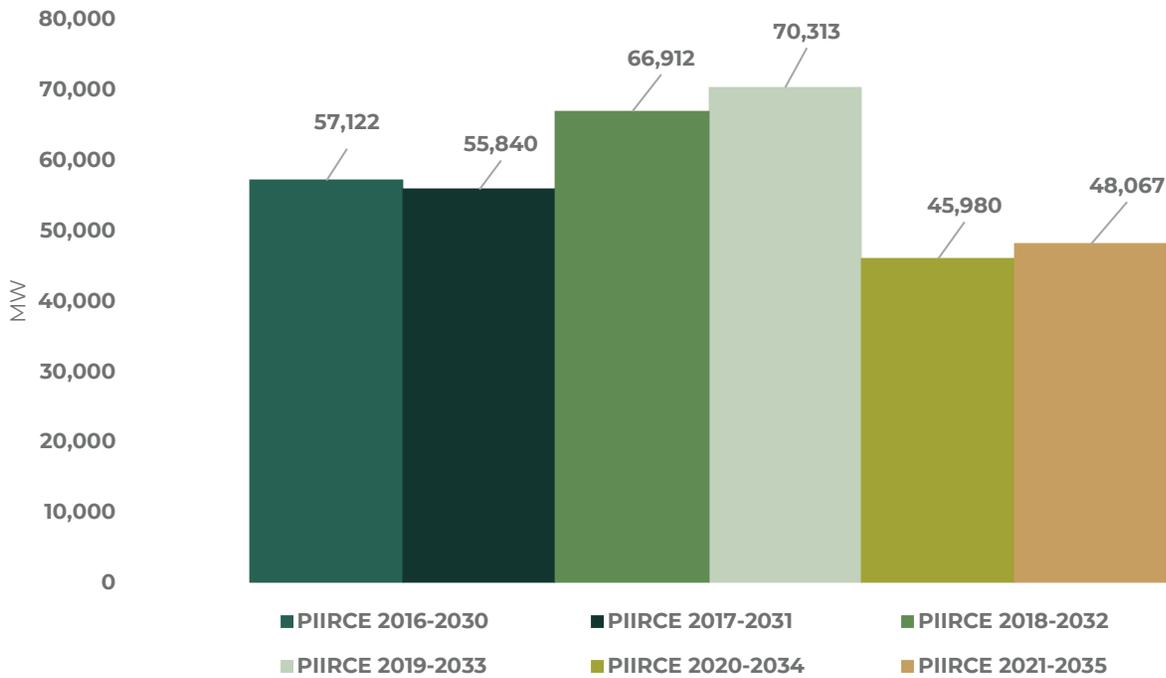
**FIGURA 7.3 CAPACIDAD EN MW DE SUSTITUCIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

En la Figura 7.4, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas en los ejercicios del PIIRCE para 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034 y 2021-2035

**FIGURA 7. 4 ADICIÓN DE CAPACIDAD ESTIMADA (MW) EN LOS EJERCICIOS DEL PIIRCE 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034 y 2021-2035**



FUENTE: SENER

De la Figura 7.4 se observan variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIIRCE, esto se debe principalmente a la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo (ver Figuras 6.18 y 6.31<sup>40</sup>), escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de GEI, uso de H<sup>2</sup> verde en CCC, integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento y otras

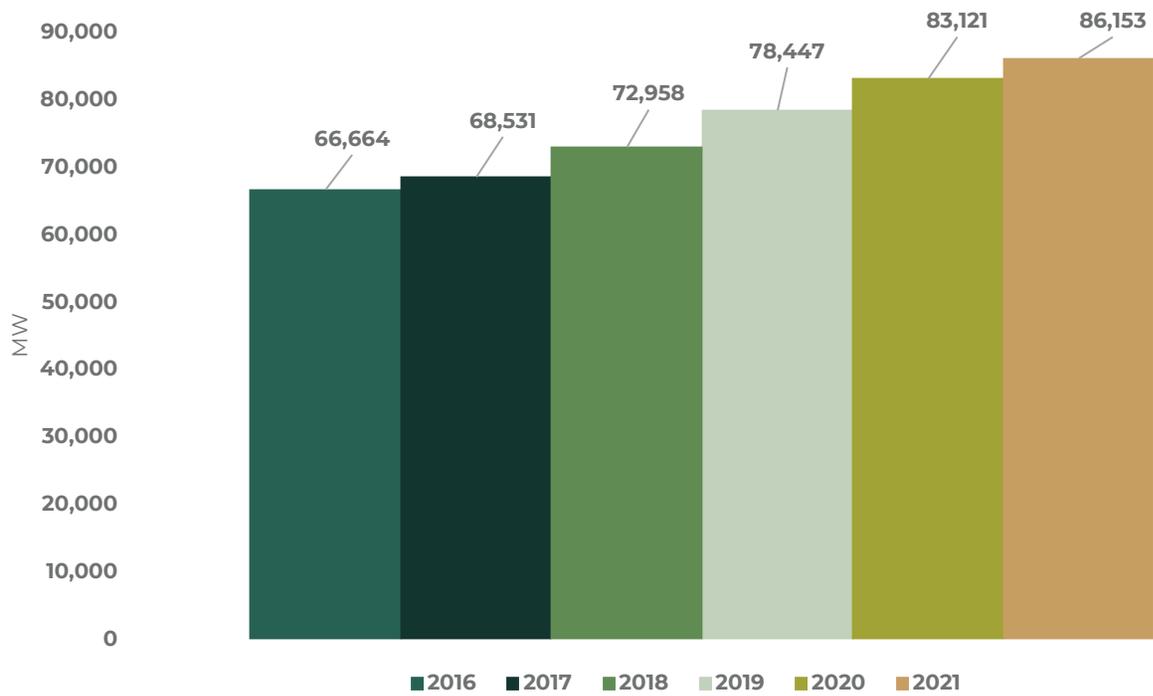
tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN.

En la Figura 7.5 se presenta la evolución de la capacidad instalada en operación comercial de 2016 a 2021 en el SEN.

<sup>40</sup> Capítulo 6. Demanda y Consumo 2022-2036



**FIGURA 7.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2016 – 2021**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

De la figura 7.5 se observa que, en un periodo de 5 años, la capacidad instalada se incrementó un 29.24% y en el mismo periodo se incrementó el consumo neto en 10.7%.

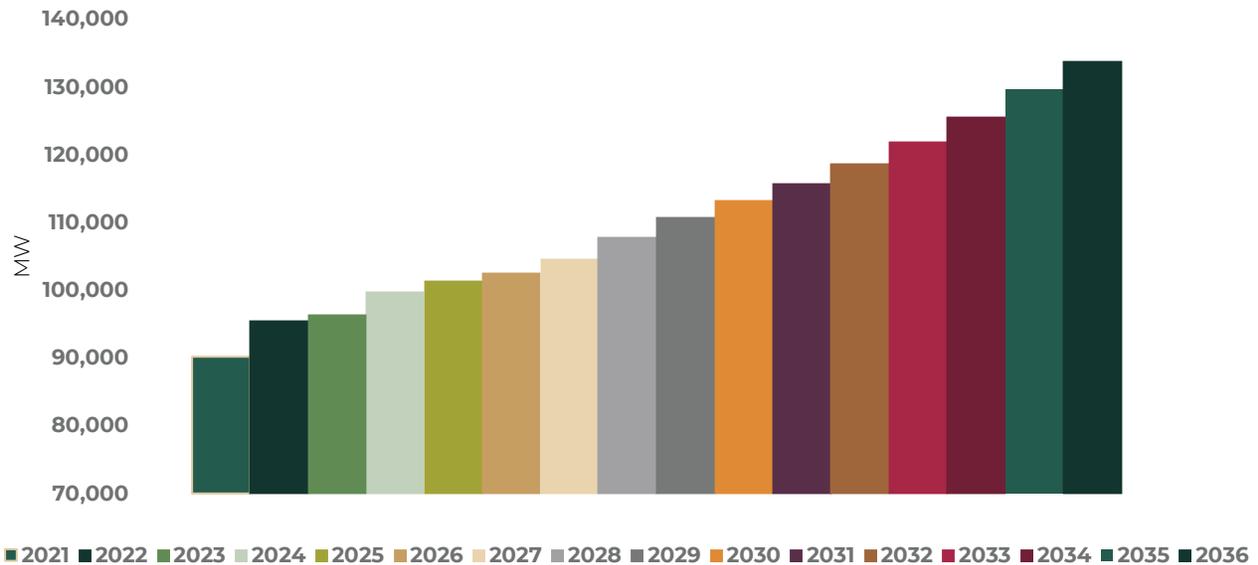
La Figura 7.6 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD-FV) en la RNT y las RGD, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2021 – 2036.



**Subestación eléctrica, Tuxpan Veracruz, 2005.**  
Comisión Federal de Electricidad.



**FIGURA 7. 6 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD ACUMULADA 2021 – 2036 (MW)**



No incluye abasto aislado, autoabasto local y GD-FV  
 FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

El PIIRCE estimado y publicado por la SENER, tomó como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con metas optimistas de cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronos con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la Confiabilidad del SEN.

La Figura 7.7 muestra la capacidad instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2021, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2022-2036.

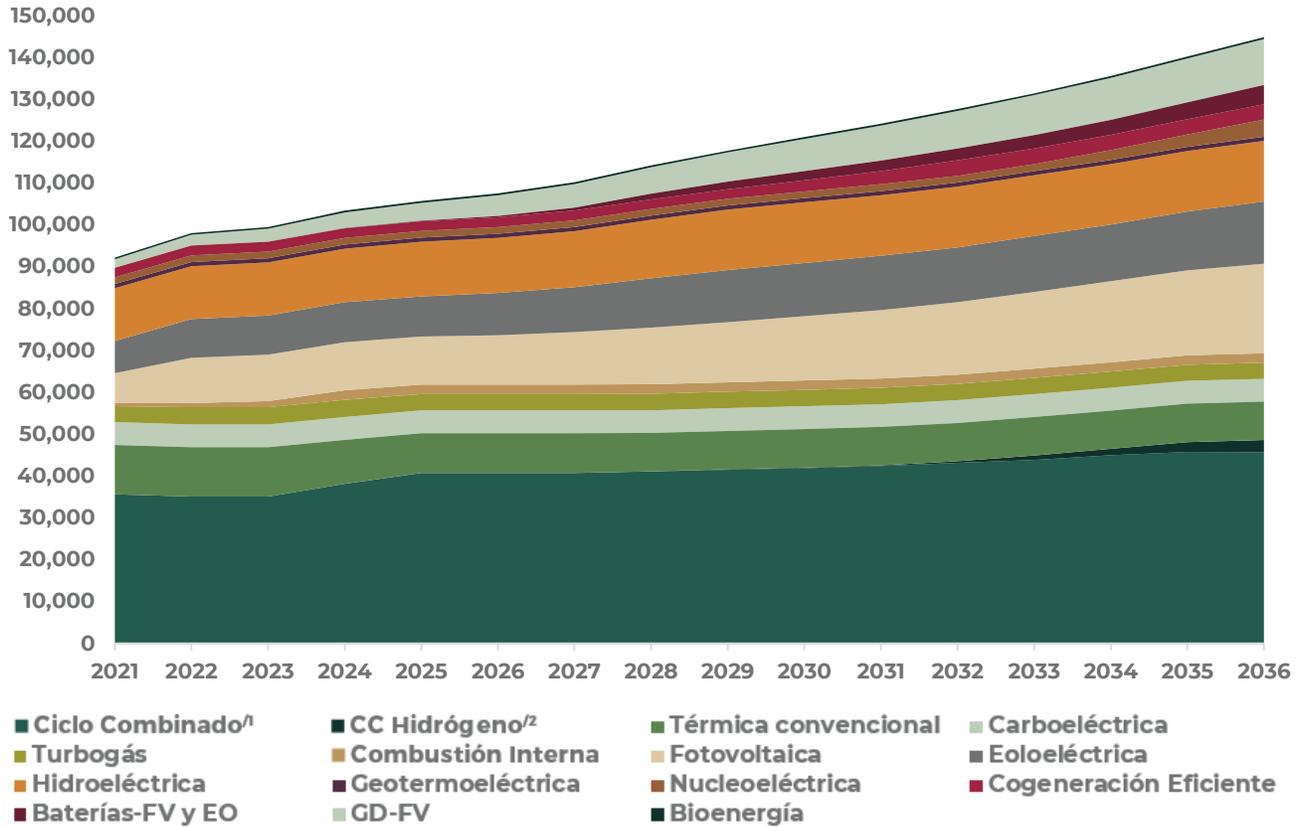
Es importante destacar que en 2021 el 37.7% de su capacidad total (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y,

para el año 2036, esta participación se incrementará a 54.2% de la capacidad total, incluyendo baterías, la capacidad correspondiente al H<sup>2</sup> verde CCC y la capacidad de GD-FV.

Para el periodo 2022-2025, sólo se consideran los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024; a partir de 2026 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazos (de la simulación generada por programas estadísticos), cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.



FIGURA 7. 7 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD (MW) PIIRCE 2021-2036



<sup>1</sup> No considera la capacidad de CCC con una mezcla de CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub> entre 2033 y 2036

<sup>2</sup> Considera la capacidad de CCC con una mezcla de 70% CH<sub>4</sub> y 30% H<sub>2</sub> entre 2033 y 2036

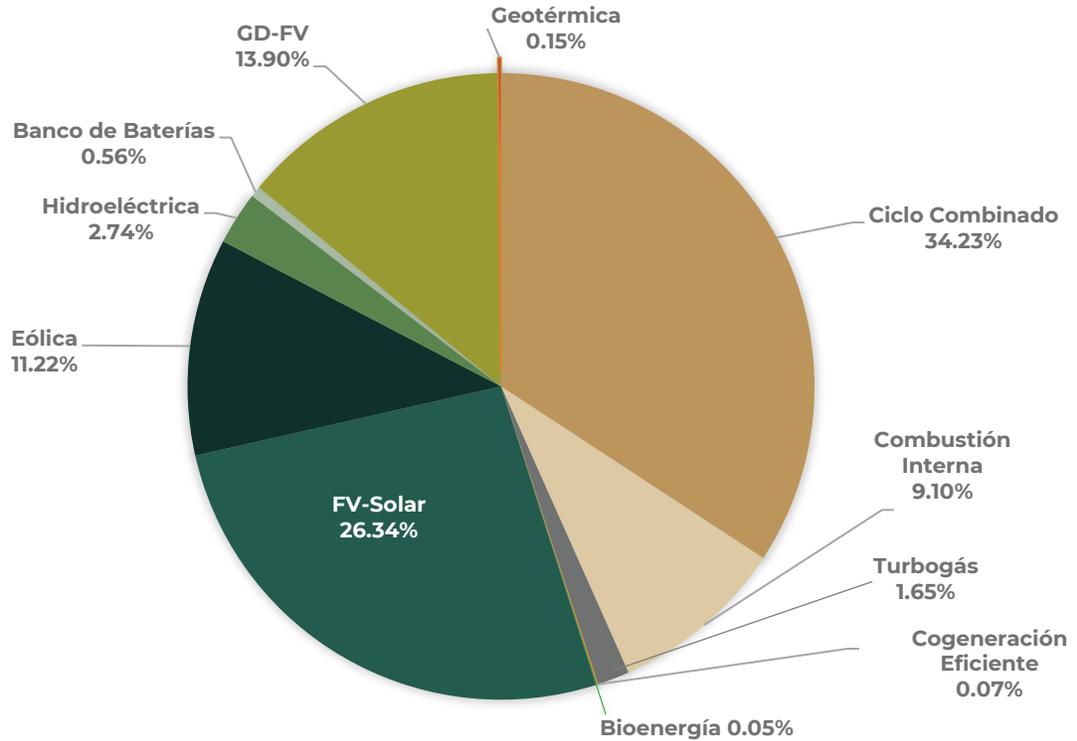
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

En el PIIRCE, al 31 de diciembre de 2025, se estima una incorporación de capacidad a instalar de 14,266 MW en la RNT y RGD del MEM; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD-FV, se estiman 16,568 MW (escenario planeación). La

gráfica de la Figura 7.8 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2025, considerando la integración de la GD-FV, se espera una integración del 55% de Energías Limpias.



**FIGURA 7. 8 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022-2025**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

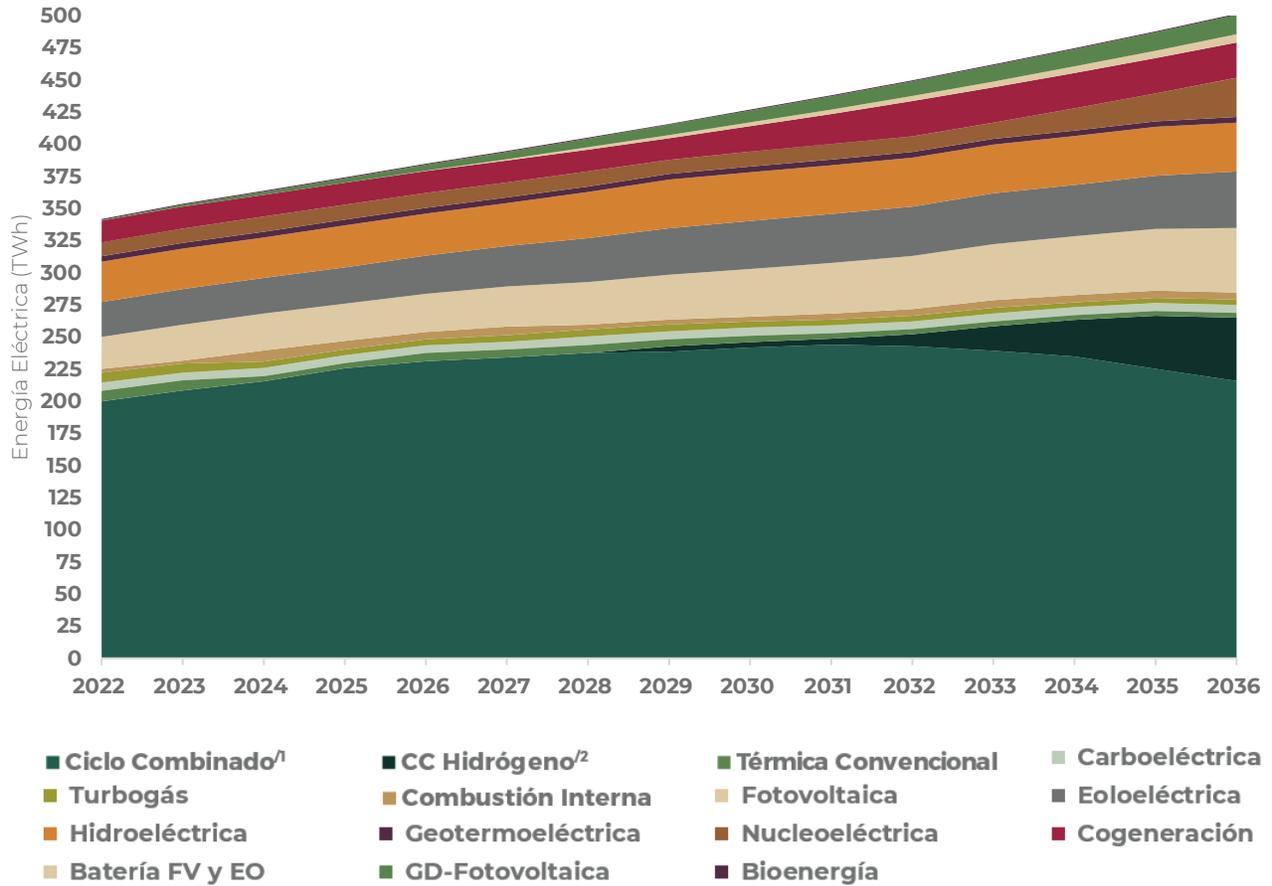
La Figura 7.9, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2022 a 2036 en el SEN, se considera la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo, se considera como autoconsumo local, la producción de energía eléctrica.

Se puede observar la incorporación de H<sub>2</sub> verde en las CCC, lo que permitirá disminuir el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas.



**Subestación eléctrica "Los Azufres",** Michoacán, 2006.  
Comisión Federal de Electricidad.

**FIGURA 7.9 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PIIRCE 2022-2036 (TWh)**



<sup>1</sup> No considera la generación de CCC con una mezcla de CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub> entre 2033 y 2036

<sup>2</sup> Considera la generación de CCC con una mezcla de 70% CH<sub>4</sub> y 30% H<sub>2</sub> entre 2033 y 2036

Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.

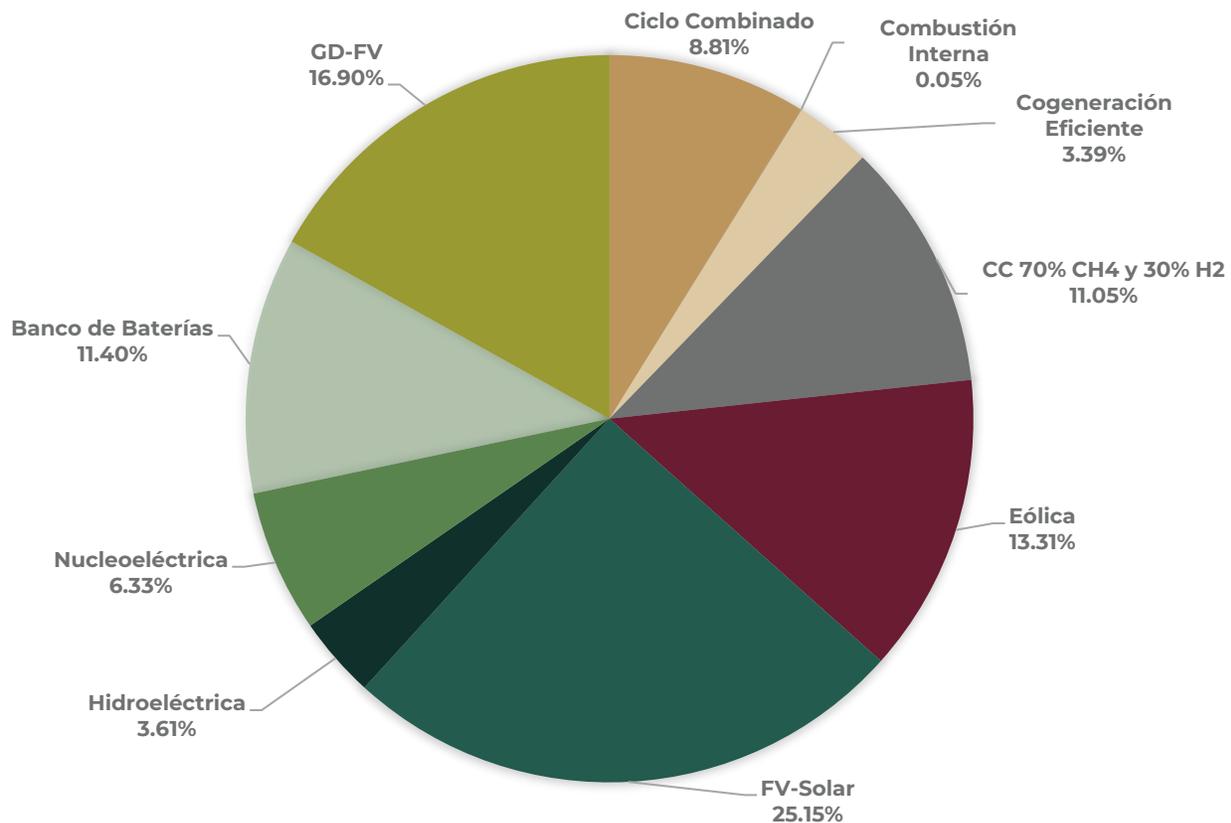
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

Del periodo 2026 a 2036 el PIIRCE estima una incorporación de capacidad a instalar de 39,510 MW, incluyendo la GD-FV (6,679 MW). La gráfica de la Figura 7.10 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2026 a 2036, donde el 83.4% corresponde a Energías Limpias. En este ejercicio del PIIRCE 2022-2036 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (4,505 MW de 2026-

2036) con el objetivo de aumentar la flexibilidad operativa y la Confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores) ante diferentes disturbios que puedan presentarse en el sistema de almacenamiento que está vinculado a futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento.



**FIGURA 7. 10 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE 2026 A 2036**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

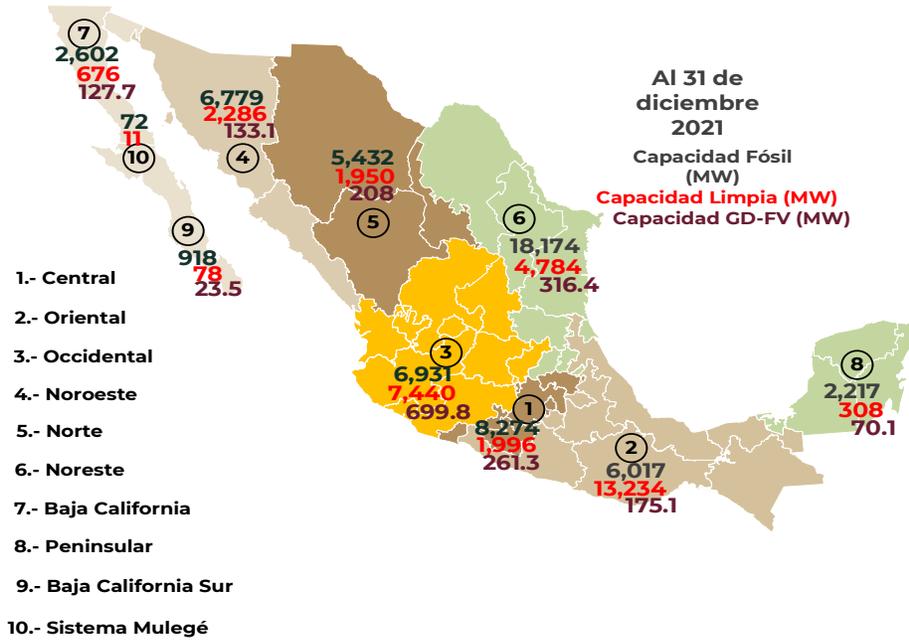
La Figura 7.11 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas en operación comercial, pruebas y la GD-FV en MW por GCR al 31 de diciembre de 2021, se puede observar que en las GCR Oriental y Occidental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.

La Figura 7.12 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a 2025, se puede observar que la participación de Energías Limpias sigue su ritmo de incremento gradual garantizando la Confiabilidad y la viabilidad económica.

La Figura 7.13 presenta por GCR la distribución en porcentaje de la Capacidad Instalada en el SEN de la Centrales Eléctricas con Energía Limpia y Fósil, y la capacidad en MW de la GD-FV, se puede observar que en las GCR del norte de país en el SIN su participación se aproxima al 50% entre fósiles y Energías Limpias (incluye Bancos de Baterías), cumpliendo con la fracción V del artículo 5 del Reglamento de la LIE; en la península de Yucatán y SIBC se puede observar con la inclusión de la GD-FV se duplica la capacidad de Energías Limpias y SIBCS en su porcentaje de capacidad instalada se tiene también un aumento significativo.

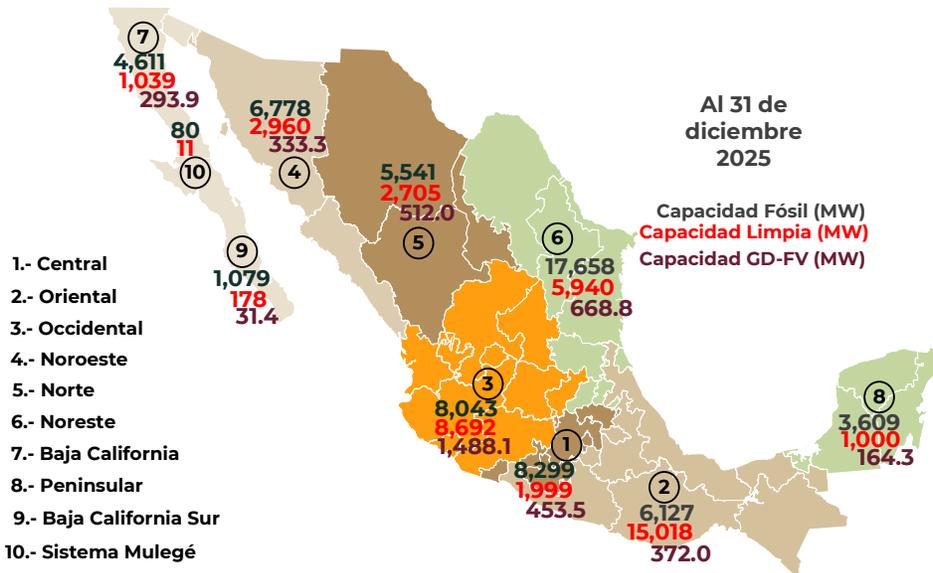


**FIGURA 7. 11 CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN COMERCIAL, PRUEBAS Y GD-FV (MW) POR GCR AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

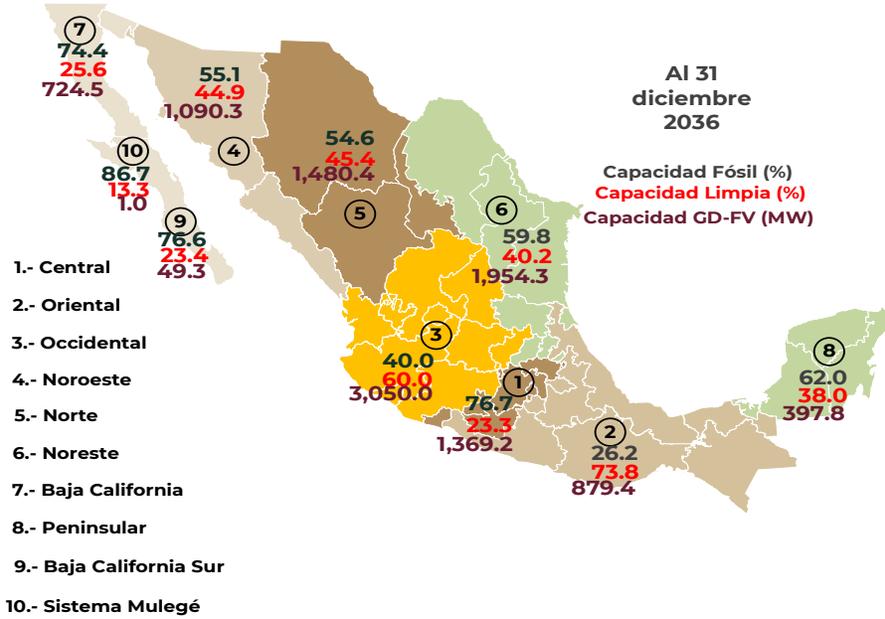
**FIGURA 7. 12 CAPACIDAD INSTALADA EN MW POR GCR A 2025**



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE



**FIGURA 7.13 CAPACIDAD INSTALADA EN PORCENTAJE DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y ENERGÍAS LIMPIAS POR GCR A 2036**



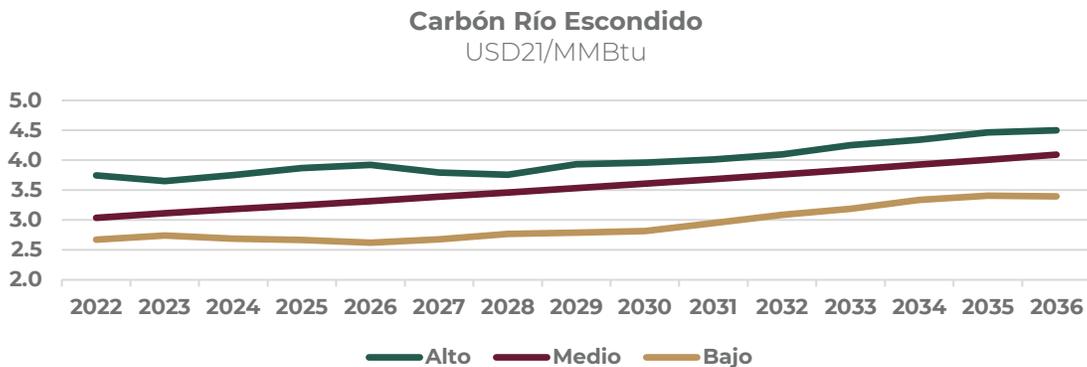
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

## 7.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

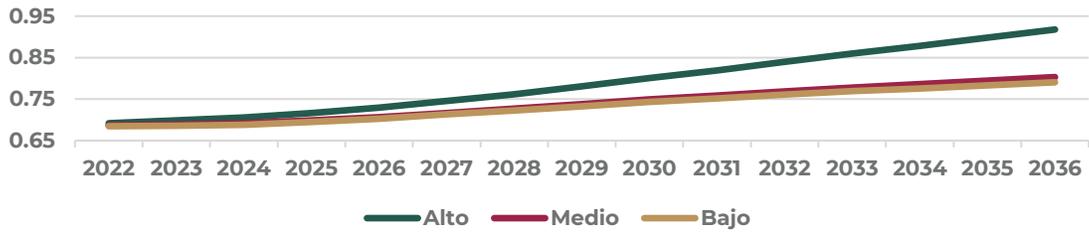
Para este ejercicio estadístico de planeación para el PIIRCE y las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos se utilizan las trayectorias

estimadas de precios de combustible de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 7.14 presenta dichas trayectorias.

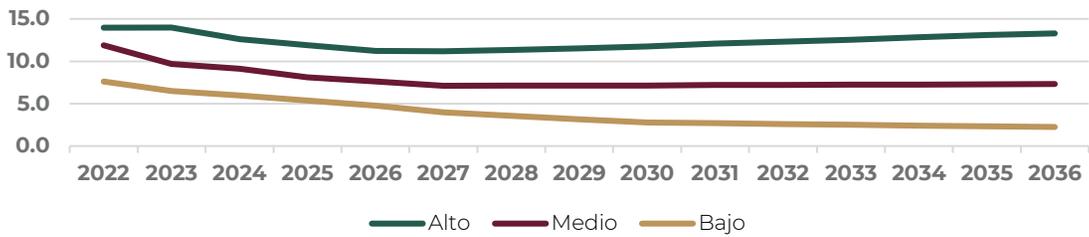
**FIGURA 7.14 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO**



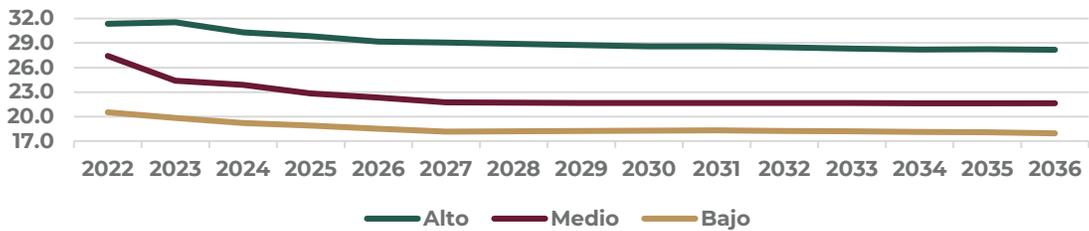
**Uranio**  
USD21/MMBtu



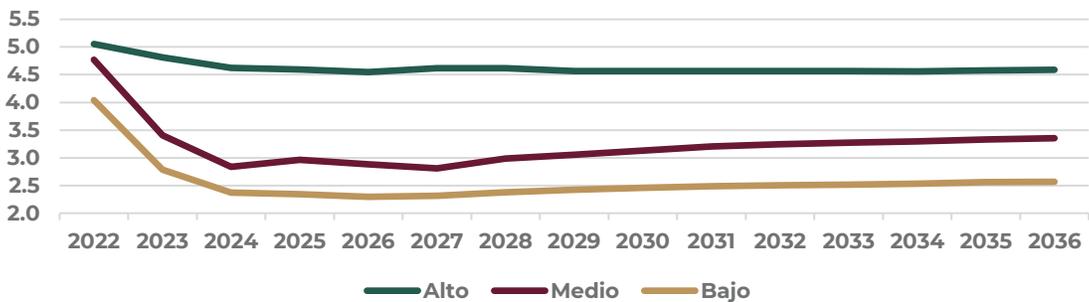
**Combustóleo**  
USD21/MMBtu



**Diésel**  
USD21/MMBtu



**Gas natural**  
USD21/MMBtu



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE



En el Cuadro 7.1, se presenta la comparativa de los precios de combustibles nivelados, con base a la información de los ejercicios realizados en 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN.

**CUADRO 7.1 PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN \$/MMBTU**

COMBUSTIBLES	2018-2032	2019-2033	2020-2034	2021-2035	2022-2036
Combustóleo	9.90	11.19	5.55	5.85	7.99
Diésel	25.44	27.49	20.82	21.11	22.11
Carbón	3.48	3.90	3.82	3.57	3.55
Gas Natural	5.26	5.03	2.95	3.18	3.16
Uranio	0.71	0.71	0.73	0.73	0.72

FUENTE: SENER con información de CFE

La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PIIRCE y en las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.

## 7.4 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA

La definición en la LIE y en la política de Confiabilidad vigente del margen de reserva se refiere a la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW) y el consumo de energía (GWh).

El MR de capacidad es un indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante el periodo de estudio.

En los estudios realizados se consideró el MR conforme al valor indicativo de la reserva de planeación eficiente en términos de margen de reserva dictado en la política de Confiabilidad, el cual

considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 horas. Para los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local en cada Sistema Interconectado.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la solar fotovoltaica, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación no estará disponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

donde: CD es la capacidad neta disponible expresada en MW y DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas en MW.

El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación.

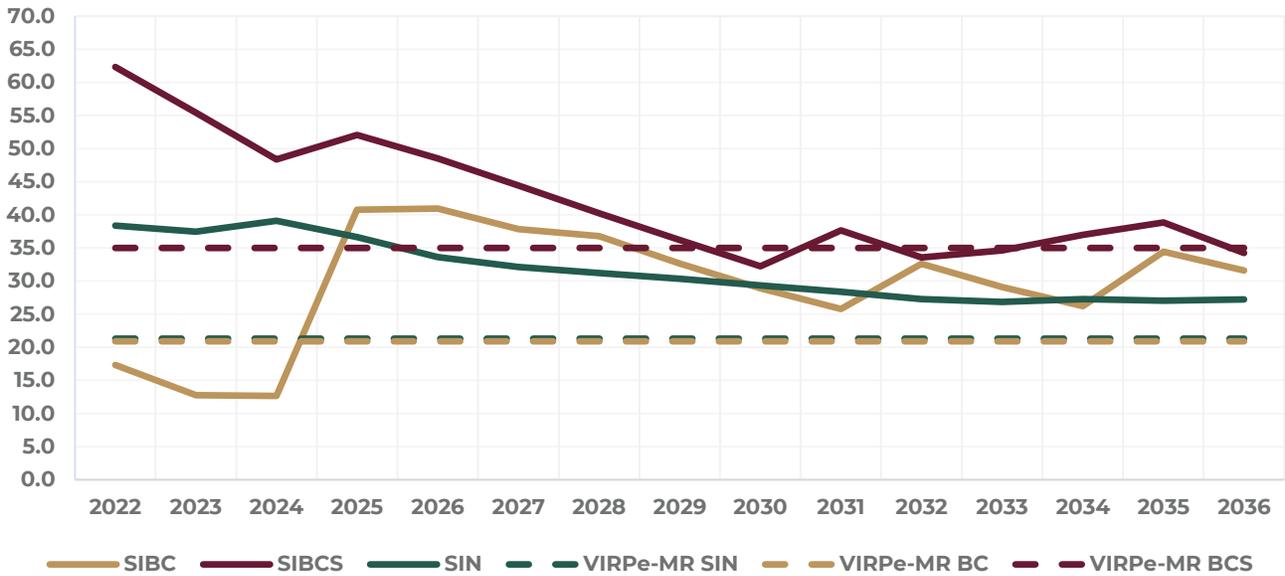
Los requerimientos de capacidad en cada Sistema Interconectado se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

La Figura 7.15 presenta el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN.



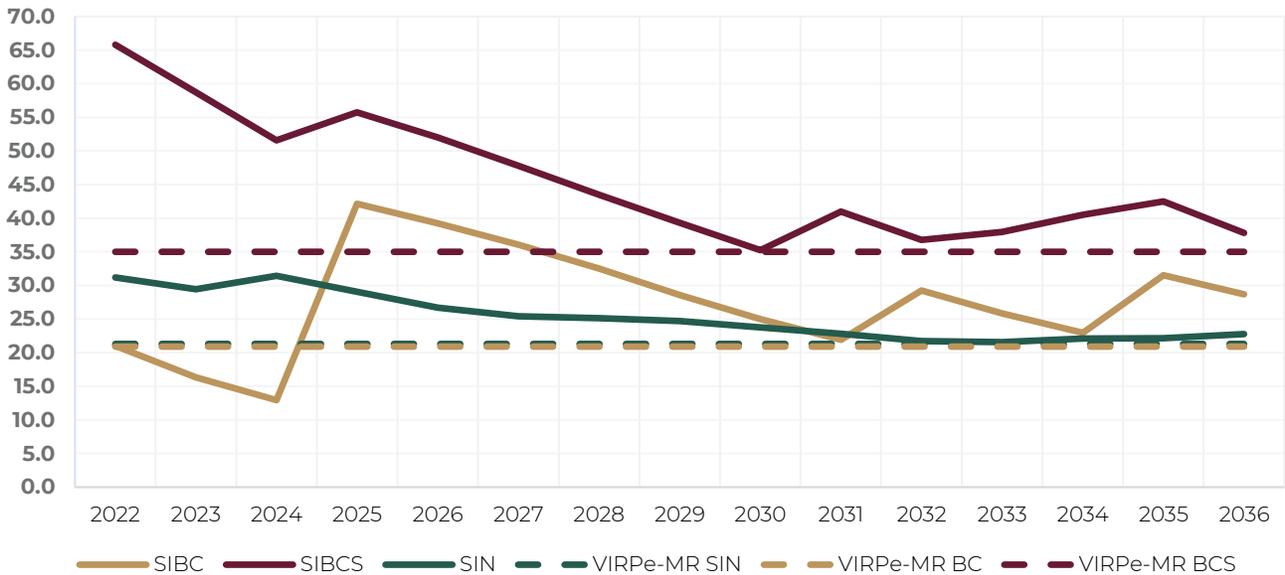
La Figura 7.16 muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna.

**FIGURA 7. 15 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA**



FUENTE: SENER con información de CENACE

**FIGURA 7. 16 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA**



FUENTE: SENER con información de CENACE



## 7.5 EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos antes las Naciones Unidas para enfrentar el cambio climático, con la denominada Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés). La INDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales no condicionados, que son aquellos que el país puede solventar con sus propios recursos; México los asumió sin evaluar la viabilidad técnica y económica.

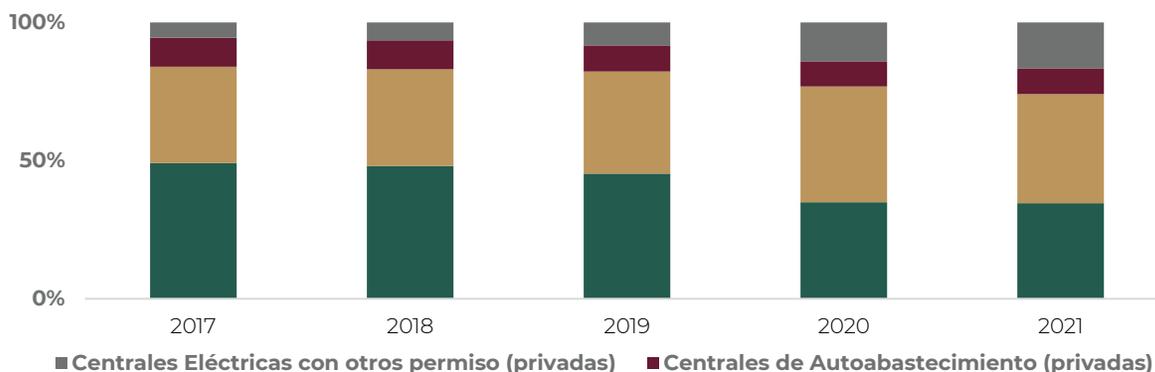
El Acuerdo de París, reconoce a las “Partes” sus necesidades específicas, circunstancias especiales y capacidades respectivas para la mitigación de los GEI, así como los tiempos que tardarán en lograr los compromisos. De los compromisos de México, se establecieron las medidas no condicionadas con la reducción de emisiones nacionales de GEI en un 22% al 2030. De acuerdo con la LGCC, lograr este cumplimiento se conseguirá a través del compromiso de los diferentes sectores participantes, se señalan las metas siguientes: *transporte -18 por ciento; generación eléctrica -31 por ciento; residencial y comercial -18 por ciento; petróleo y gas -14 por ciento; industria -5 por ciento;*

*agricultura y ganadería -8 por ciento y residuos -28 por ciento.*

Dentro del sector de generación de energía eléctrica inyectada a las RNT y RGD (energía eléctrica neta) por Centrales Eléctricas con combustibles fósiles, en los últimos años, se ha tenido una disminución de la contribución por parte de las Centrales Eléctricas públicas (CFE y PEMEX) y aumento de las PIE y otras Centrales Eléctricas (privadas) con combustibles fósiles con otros permisos, tal como se muestra en las figuras 7.17 y 7.18.

De acuerdo con las estimaciones internas de la SENER con los datos proporcionados por la CFE y el CENACE, en 2024 México alcanzará la meta de generación de electricidad con energías limpias del 35% en el año 2024, con lo que se dará cumplimiento a la meta al respecto establecida en la Ley de Transición Energética, así como a los compromisos internacionales de México en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el Acuerdo de París.

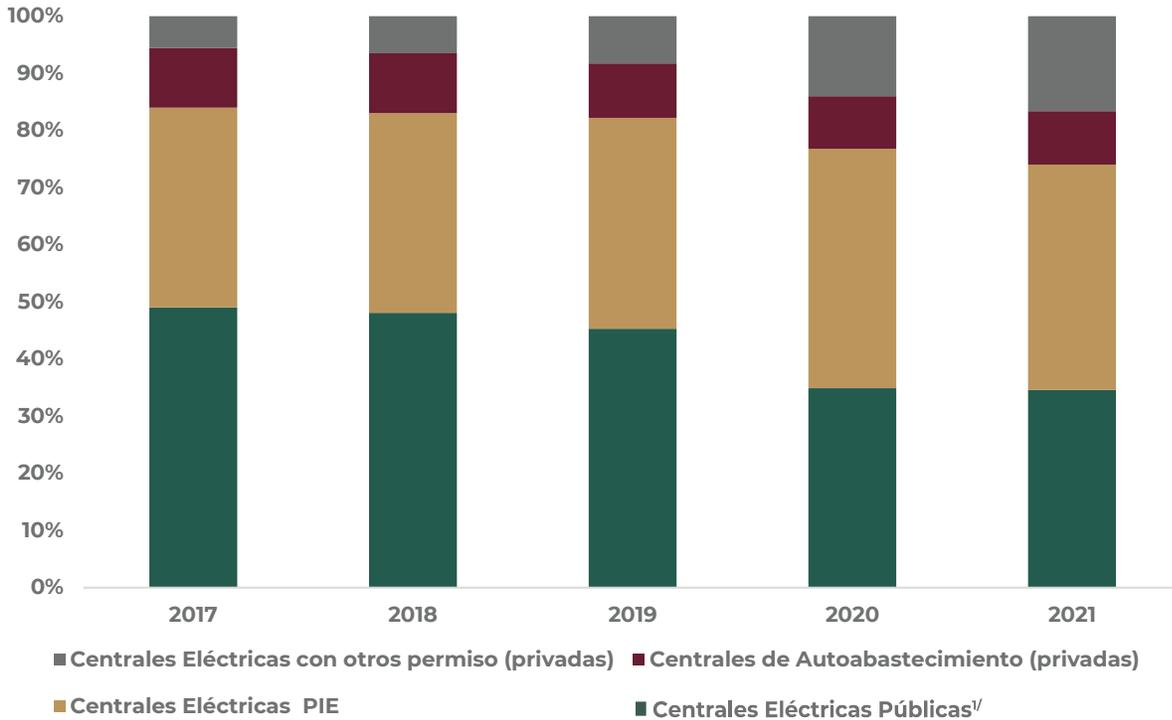
**FIGURA 7. 17 CONTRIBUCIÓN PORCENTUAL, POR TIPO DE PROPIETARIO/PERMISO, A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES FÓSILES**



∨ CFE y PEMEX

FUENTE: SENER con información de CENACE

**FIGURA 7.18 CONTRIBUCIÓN PORCENTUAL, POR TIPO DE PROPIETARIO/PERMISO, AL TOTAL DE EMISIONES DEL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES FÓSILES**



<sup>1/</sup> CFE y PEMEX

FUENTE: SENER con información de CENACE

Para tener una mayor participación en la reducción de emisiones de GEI, el Acuerdo de París establece que los países desarrollados llevarían a cabo estrategias para proporcionar los apoyos financieros y las transferencias tecnológicas que tomen en cuenta las necesidades y prioridades de los países en desarrollo, lo que no se ha llevado a cabo en México.

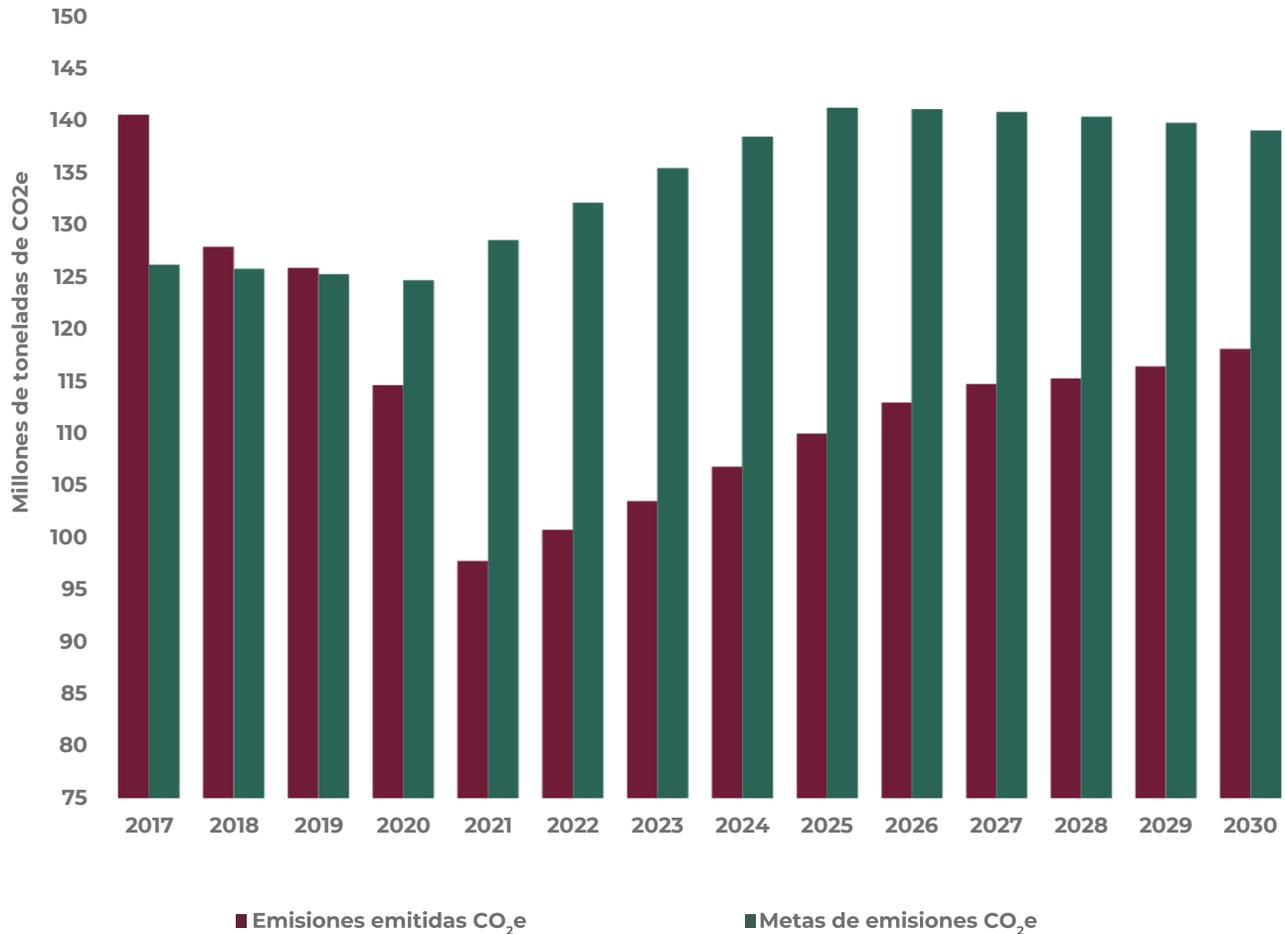
La Figura 7.19 presenta la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub>e como resultado de la producción neta de la generación de energía eléctrica inyectada a la RNT y las RGD. Se observa que a partir de 2020 las emisiones de CO<sub>2</sub>e son marginalmente menores a la trayectoria esperada para el sector de electricidad y

con ello se da cumplimiento a las emisiones de GEI al 2030. También se observa en la proyección modelada por computadora que el PIIRCE 2022-2036 tiene una tendencia a mantener las emisiones de CO<sub>2</sub>e por debajo de la meta compromiso de 139 millones de toneladas con respecto a la producción de energía eléctrica. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a Centrales Eléctricas que autoabastecen de manera local su demanda y que son del sector privado.

Se considera la GD-FV a partir de 2022 dentro de la evolución de emisiones como parte de las Energías Limpia.



**FIGURA 7. 19 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>E**



Las emisiones de CO<sub>2</sub>e de los años 2017 – 2021 han sido estimadas usando el factor de emisión del SEN notificado por la CRE a la SEMARNAT, de sus respectivos años. Para los años 2022-2036 se usa el factor de emisión del SEN 2021, publicado por la SEMARNAT el 28 de febrero 2022.

FUENTE: SENER con información de CENACE

Como se puede observar en las metas de CO<sub>2</sub>e, con el cambio en la matriz energética a gas natural en los combustibles fósiles, la incorporación de Centrales Eléctricas asíncronas Fotovoltaicas y Eólicas, así como la inclusión de la GD-FV, las emisiones, conforme avance el tiempo, están por

debajo de las metas estimadas. Es necesario aclarar que los datos de GD-FV son estimados como práctica internacional con base a la herramienta Renewables.ninja para las diferentes regiones para el modelo del SEN.





**Central hidroeléctrica,** Tepic, Nayarit.  
Comisión Federal de Electricidad.



## 7.6 EJERCICIOS DE PLANES DE EXPANSIÓN ANTE DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES E INTEGRACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Para poder alcanzar las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética en el largo plazo, es necesario la incorporación de nuevas tecnologías en la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como mejorar la eficiencia en los procesos que garanticen la Confiabilidad del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable.

Para el siguiente estudio se realizaron estimaciones en costos<sup>41</sup> de capital, operación y mantenimiento, así como también en porcentajes de capacidad de almacenamiento con bancos de baterías en la producción de energía eléctrica.

A continuación, se presentan diferentes escenarios de producción de energía eléctrica en los que se considera fijo el escenario base de aportaciones hidrológicas y el crecimiento de la demanda, con dos escenarios de precios de combustibles: Base y

Alto. Así también con sensibilidades de 30%, 20% y 10% de integración de capacidad con banco de baterías de 4 horas de almacenamiento.

En el cuadro 7.2 se muestra el porcentaje de la adición de capacidad en combustibles fósiles, Energía Limpia y Baterías de 2022-2036. Se puede observar que al reducir la incorporación de Baterías y poder cumplir con las Metas de Energías Limpias se requiere una mayor incorporación de Centrales Eléctricas con combustibles fósiles para dar flexibilidad operativa y Confiabilidad al SEN. La Figura 7.20 presenta la distribución en por ciento de la adición en capacidad de combustibles fósiles, Energías Limpias con electrónica de potencia y fuente primaria de energía variable e intermitente, otras Energías Limpias y Baterías.

Se analizaron 6 escenarios con las premisas mencionadas en el párrafo anterior considerando el cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030. Aunado a lo anterior, se incluyen 2 escenarios adicionales (*solo 10% de integración de capacidad con banco de baterías*) que permiten analizar la adición de capacidad sin considerar en el estudio el cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

**CUADRO 7. 2 ADICIÓN DE CAPACIDAD (%) FÓSIL, ENERGÍA LIMPIA Y BATERÍAS 2022-2036**

Fuente Primaria Energía	BASE <sup>1/</sup> 30%	BASE <sup>1/</sup> 20%	BASE <sup>1/</sup> 10%	ALTO <sup>1/</sup> 30%	ALTO <sup>1/</sup> 20%	ALTO <sup>1/</sup> 10%	BASE <sup>2/</sup> 10%	ALTO <sup>2/</sup> 10%
Combustibles Fósil <sup>3/</sup>	29.3%	32.5%	34.4%	29.2%	32.4%	33.5%	57.7%	37.0%
Energías Limpias <sup>4/</sup>	60.4%	60.5%	61.8%	60.4%	60.5%	62.6%	41.7%	62.5%
Baterías	10.3%	7.0%	3.8%	10.4%	7.0%	3.9%	0.6%	0.5%

<sup>1/</sup> Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

<sup>2/</sup> Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

<sup>3/</sup> Incluye: Ciclos Combinados, Turbogás, Combustión Interna y 70% del Ciclo Combinado con mezcla con H<sub>2</sub> verde

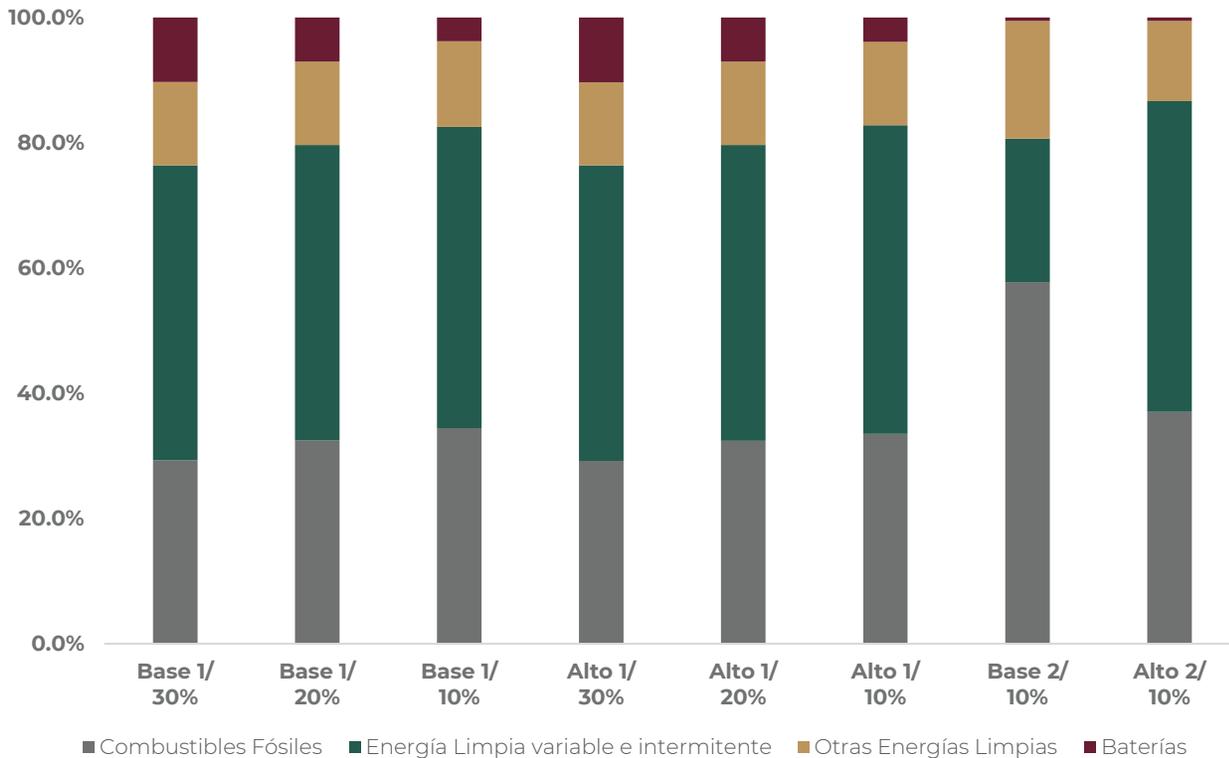
<sup>4/</sup> Incluye: Nuclear, Cogeneración Eficiente, 30% del Ciclo Combinado con Hidrógeno verde, Fotovoltaica, Eólica, Geotermoeléctrica, Hidroeléctrica

FUENTE: SENER con información de CENACE

<sup>41</sup> Documento: Lazard's levelized cost of storage analysis – versión 7.0. Fuente:

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

**FIGURA 7. 20 ADICIÓN DE CAPACIDAD (MW) POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022-2036**



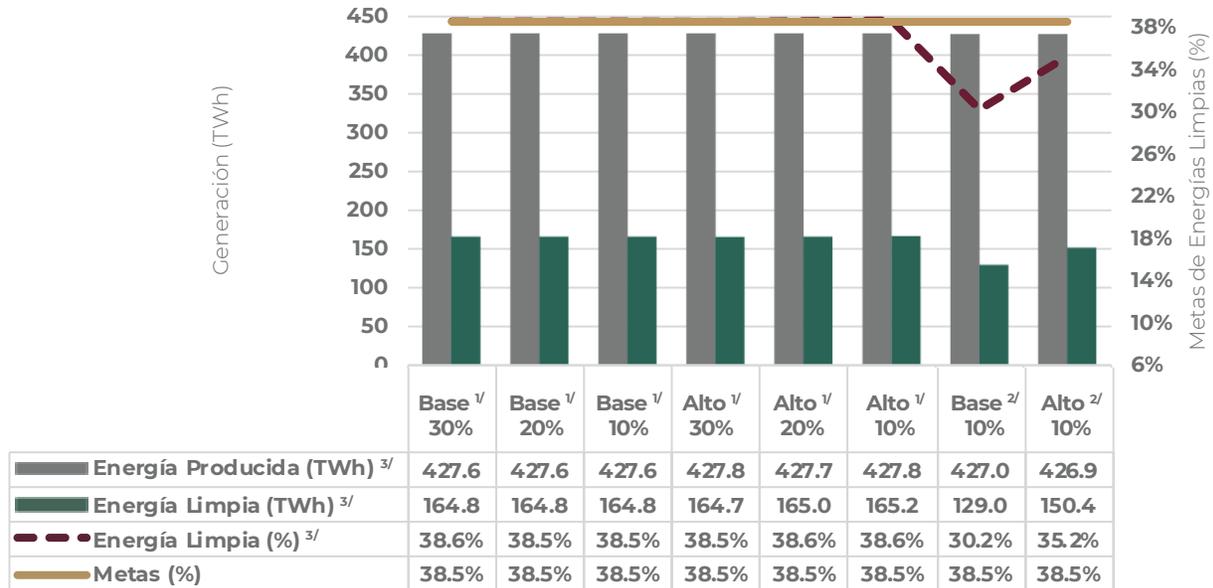
FUENTE: SENER con información de CENACE

En el análisis de estos ocho escenarios se puede notar que cumplir con las Metas de Energía Limpia impacta de manera directa en las metas de emisiones de GEI, por ejemplo, para el escenario base de precios de combustibles, con y sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias, considerando solo la integración de capacidad con banco de baterías del 10% existe una notable reducción en la adición de capacidad Centrales Eléctricas con Energía Limpia variable e intermitente, y Baterías, entre ambos escenarios; mientras que para la tecnología con combustibles fósiles a gas natural se observa un incremento. Esto genera un aumento en las emisiones de GEI superior a la meta de 139 millones de toneladas de CO<sub>2e</sub> en 2030, tal como se indica en la figura 7.22. La figura 7.21 Metas de Energía Limpia y la figura 7.22 muestran el comparativo de las emisiones y

emisiones evitadas de CO<sub>2e</sub> con los factores de emisiones 2020 y 2021 publicado por SEMARNAT el 16 de abril de 2021 y 28 de febrero de 2022 respectivamente, para el año 2030 para cada escenario de estudio.

Para el escenario de precios de combustibles alto (alta probabilidad de ocurrencia con la exportación de gas natural licuado de EE. UU. a la Unión Europea) considerando solo la integración de capacidad con banco de baterías del 10%, de presentarse escenarios con y sin cumplimiento de las Metas de Energías Limpias, se observa un incremento tanto de la tecnología con combustibles fósiles a gas natural como de Energías Limpias con electrónica de potencia y fuente primaria de energía variable e intermitente.



**FIGURA 7. 21 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS EN 2030**


<sup>1/</sup> Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

<sup>2/</sup> Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

<sup>3/</sup> Energía eléctrica producida e inyectada a las RNT y las RGD y se considera la GD-FV.

FUENTE: SENER con información de CENACE

**FIGURA 7. 22 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS EN 2030**


<sup>1/</sup> Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

<sup>2/</sup> Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

<sup>3/</sup> Energía eléctrica producida e inyectada a las RNT y las RGD y se considera la GD-FV.

FUENTE: SENER con información de CENACE



Las adiciones de capacidad del proceso de optimización de mediano y largo plazo tienen como objetivo el abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de Metas de Energías Limpias, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazo.

En el cuadro 7.3 y figura 7.23 se muestran los costos en millones de dólares en Valor Presente (VP) de 2021 asociados a los ocho escenarios bajo estudio y el escenario de planeación del PIIRCE para el periodo 2022-2036.

El caso PIIRCE 2022-2036 y el escenario Base 30% son comparativos, donde se puede observar que el cumplir con las Metas de Energías Limpias en 2030 tiene un sobrecosto a VP2021 de 2,600 millones de dólares.

Se observa que el escenario Base 10% tiene un costo a VP<sub>2021</sub> menor, pero tiene una adición de capacidad de Centrales Eléctricas con combustible fósil mayor que el escenario de planeación del PIIRCE 2022-2036 y el Base 30%.

El no cumplir con las Metas de Energías Limpias y las emisiones de GEI, si bien tiene para el escenario base de precios de combustibles un costo menor, el incremento de los precios tiene una variación en costos mayor que los escenarios donde se cumplen las Metas de Energías Limpias y las emisiones de GEI. Las externalidades no incluyen el sistema de comercio de emisiones de la reforma a la Ley General de Cambio Climático, que es un instrumento de mercado diseñado para reducir emisiones de GEI de la SEMARNAT<sup>42</sup>. No se presentan los riesgos económicos, geopolíticos y sociales asociados por el cumplimiento de las metas sin las condiciones necesarias para que no se afecte el SEN en su complejidad.

### CUADRO 7.3 COSTOS EN VP<sub>2021</sub> (MILLONES DE DÓLARES) 2022-2036

VP<sub>2021</sub>

CONCEPTO	PIIRCE 2022-2036 <sup>5/</sup>	BASE <sup>1/</sup> 30%	BASE <sup>1/</sup> 20%	BASE <sup>1/</sup> 10%	ALTO <sup>1/</sup> 30%	ALTO <sup>1/</sup> 20%	ALTO <sup>1/</sup> 10%	BASE <sup>2/</sup> 10%	ALTO <sup>2/</sup> 10%
Inversión Generación y Transmisión <sup>3,4/</sup>	21,860	25,003	23,441	22,068	25,031	23,572	22,435	14,608	20,400
Consumo de combustible	44,689	43,929	43,888	43,828	61,490	61,394	61,300	46,203	62,002
O&M fijo y variable	29,853	30,137	30,032	29,937	30,157	30,050	29,965	29,571	29,694
Externalidades	5,924	5,857	5,853	5,848	5,878	5,870	5,862	6,168	5,937
Energía no suministrada	67	67	68	68	70	70	70	68	71
<b>Total</b>	<b>102,394</b>	<b>104,994</b>	<b>103,281</b>	<b>101,749</b>	<b>122,626</b>	<b>120,956</b>	<b>119,633</b>	<b>96,618</b>	<b>118,104</b>

<sup>1/</sup> Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

<sup>2/</sup> Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

<sup>3/</sup> Datos Copar 2021 Generación; Baterías de Documento: LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 7.0.

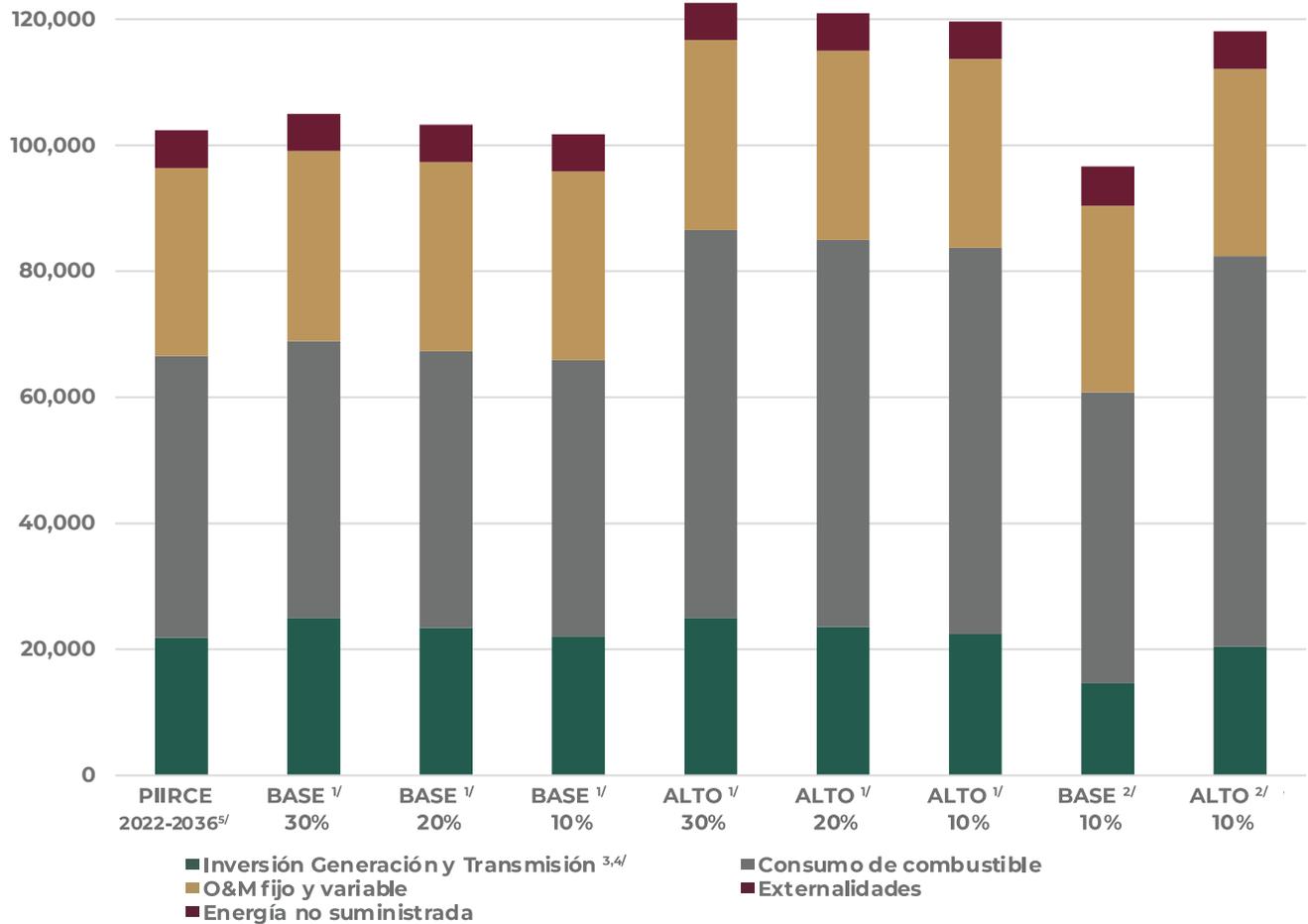
<sup>4/</sup> Estimada solo para interruptores y línea de transmisión no incluye elementos asociados a la estabilidad, seguridad y Calidad para garantizar la Confiabilidad. La inversión es adicional a las propuestas del PAMRNT.

<sup>5/</sup> Escenario de Planeación con 30% de Almacenamiento asociado a las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas; y cumplimiento de Metas de Energías Limpias en 2035.

FUENTE: SENER con información de CENACE

<sup>42</sup><https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414>

**FIGURA 7. 23 COSTOS EN VP<sub>2021</sub> (MILLONES DE DÓLARES) 2022-2036**



<sup>1/</sup> Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

<sup>2/</sup> Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

<sup>3/</sup> Datos Copar 2021 Generación; Baterías de Documento: LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 7.0.

<sup>4/</sup> Estimada solo para interruptores y línea de transmisión no incluye elementos asociados a la estabilidad, seguridad y Calidad para garantizar la Confiabilidad. La inversión es adicional a las propuestas del PAMRNT.

<sup>5/</sup> Escenario de Planeación con 30% de Almacenamiento asociado a las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas; y cumplimiento de Metas de Energías Limpias en 2035.

FUENTE: SENER con información de CENACE





**Central geotérmica, Los Humeros, Puebla.**  
Comisión Federal de Electricidad.



## 7.7 IMPACTO ECONÓMICO POR LA NO ENTRADA EN OPERACIÓN DE PROYECTOS DE CFE EN LAS PENÍNSULAS DE YUCATÁN, BAJA CALIFORNIA Y BAJA CALIFORNIA SUR

En esta sección se presenta el impacto económico derivado de la no entrada en operación los Ciclos Combinados: Mérida, Riviera Maya, González Ortega, San Luis Río Colorado y Baja California Sur. Estos proyectos tienen por objeto en el mediano y largo

plazos, abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad en la operación futura del SEN. Para este análisis, se considera el escenario base de aportaciones hidrológicas, crecimiento de la demanda y precios de combustibles.

En los cuadros 7.4 a 7.8 se muestran los sobrecostos de cada proyecto por año de diferimiento del proyecto de forma individual y considerando el resto de los proyectos indicativos del PIIRCE 2022-2036 debido a la no entrada en operación comercial en millones de dólares 2021 por producción, ENS y externalidades.

**CUADRO 7.4 PÉRDIDAS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. MÉRIDA (MILLONES DE DÓLARES 2021)**

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2024	32.5	0.8	0.7	34.1
2025	44.7	0.0	1.4	46.1
2026	77.4	1.9	4.9	84.1
2027	83.6	2.6	3.9	90.1
2028	85.8	2.2	5.1	93.2
2029	56.4	0.0	0.4	56.9
2030	54.9	0.2	0.2	55.4

FUENTE: SENER con información de CENACE

**CUADRO 7.5 PÉRDIDAS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. RIVIERA MAYA (MILLONES DE DÓLARES 2021)**

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2024	174.2	18.0	2.5	194.7
2025	225.0	49.3	3.8	278.1
2026	296.6	129.4	10.8	436.8
2027	175.6	49.4	7.6	232.6
2028	203.4	63.8	7.2	274.3
2029	187.7	56.2	3.6	247.5
2030	204.8	118.5	2.7	325.9

FUENTE: SENER con información de CENACE



**CUADRO 7.6 PÉRDIDAS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. GONZÁLEZ ORTEGA <sup>1/</sup> (MILLONES DE DÓLARES 2021)**

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2025	6.4	4.3	0.2	10.9
2026	6.9	4.1	0.0	11.0
2027	9.1	13.7	0.2	23.0
2028	10.0	22.9	0.0	32.9
2029	12.4	70.4	0.2	83.0
2030	14.6	118.0	0.2	132.8

<sup>1/</sup> No se considera la importación con el WECC

FUENTE: SENER con información de CENACE

**CUADRO 7.7 PÉRDIDAS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. SAN LUIS RÍO COLORADO <sup>1/</sup> (MILLONES DE DÓLARES 2021)**

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2025	5.1	4.3	0.0	9.4
2026	5.6	4.2	0.0	9.8
2027	7.4	14.1	0.0	21.6
2028	8.2	23.3	0.0	31.5
2029	10.1	71.3	0.0	81.4
2030	11.9	118.5	0.2	130.6

<sup>1/</sup> No se considera la importación con el WECC

FUENTE: SENER con información de CENACE

**CUADRO 7.8 PÉRDIDAS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. BAJA CALIFORNIA SUR (MILLONES DE DÓLARES 2021)**

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2025	44.2	0.6	4.1	49.0
2026	47.0	1.4	4.6	52.9
2027	48.5	3.0	4.8	56.3
2028	51.7	5.7	5.3	62.7
2029	55.8	9.4	5.4	70.6
2030	59.1	13.4	5.4	77.9

FUENTE: SENER con información de CENACE

En el cuadro 7.9, se muestran los sobrecostos, durante la vida útil de cada proyecto, debido a la no entrada en operación de cada proyecto de forma

independiente en millones de dólares en VP<sub>2021</sub> por producción, ENS y externalidades.



## CUADRO 7. 9 PÉRDIDAS POR DIFERIMIENTO DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO EN MILLONES DE DÓLARES VP<sub>2021</sub>

PROYECTO	FEO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES
C.C.C. Mérida	2024	547	12	23
C.C.C. Riviera Maya (Valladolid)	2024	2,234	6,293	47
C.C.C. González Ortega <sup>1/</sup>	2025	89	574	1
C.C.C. San Luis Río Colorado <sup>1/</sup>	2025	90	577	1
C.C.C. Baja California Sur	2025	354	70	28

<sup>1/</sup> No se considera la importación con el WECC

FUENTE: SENER con información de CENACE

Se observa que todos los proyectos tienen un impacto relativamente sensible en los costos futuros de la operación del SEN, los proyectos de Ciclo Combinado Riviera Maya, González Ortega y San Luis Río Colorado, tienen un impacto directo en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica, mientras que los proyectos de Ciclo Combinado Mérida y Baja California Sur, impactan más en los costos de producción del SEN.

Como se observa en las tablas, el diferimiento planificado (sobre la base de hechos observados y no modelados) de los proyectos tiene impacto sensible en las finanzas públicas y en los Usuarios Finales por el aumento en los costos de producción; e impacta y las condiciones favorables para el crecimiento económico del país, en particular en las penínsulas de Baja California y Yucatán, dado que al tener sobrecostos derivados de la ENS significa que se tiene que realizar cortes de energía eléctrica a los Usuarios Finales o restringir el acceso a nuevos Centros de Carga.

Considerando la problemática actual en ambas penínsulas, Baja California y Yucatán, es imperativo el desarrollo y puesta en operación comercial de los proyectos, para evitar daños a las finanzas públicas y cortes de energía eléctrica a los Usuarios Finales, además de permitir dada su flexibilidad operativa e incremento a la robustez eléctrica, la integración futura de proyectos de generación con Energías Limpias con electrónica de potencia.

El tipo de demanda y consumo en ambas penínsulas requiere de la integración de proyectos que garanticen el Suministro Eléctrico en horarios diurnos y nocturnos, y dadas las capacidades requeridas, si se buscará suministrar a través de Centrales Eléctricas con Energías Limpias con electrónica de potencia, se requeriría de grandes inversiones de capital para la Central Eléctrica, sistemas de almacenamiento y condensadores síncronos; requiere de grandes extensiones de terreno las cuales deben ser deforestadas en la península de Yucatán, aproximadamente 2.3-2.5 Ha por MW de interconexión instalado en Centrales Eléctricas FV. En caso de Centrales Eléctricas Eólicas, se requiere de la deforestación para la cimentación (la zapata varía de la altura y capacidad, un valor aproximado son 900-1000 m<sup>2</sup>, dado que se encuentran ubicados en terrenos no muy óptimos para la construcción, sin contar el terreno deforestado adicional para la obra civil y mantenimientos) de la torre para instalar el aerogenerador, construcción de los circuitos recolectores de media tensión y caminos de acceso a cada torre; y en ambos casos de la construcción de líneas de transmisión en la RNT. Además, posiblemente se requiera de Centrales Eléctricas turbogás o combustión interna a gas natural o diésel de arranque rápido en caso de no contar con la fuente de energía primaria renovable variable.

Es importante mencionar, que la península de Yucatán presenta grandes retos sociales, ambientales y arqueológicos para los proyectos de



Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas, al cierre de diciembre de 2021, cuatro proyectos para un total de 430 MW (representan el 66% de lo adjudicado en la península) que debieron entrar en operación comercial en 2018 de las Subastas de Largo Plazo, no han podido terminar su proceso, es decir un retraso de 3 o más años por los retos que presentan este tipo de proyectos en la península de Yucatán.

En el SIBC la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpias con electrónica de potencia debe

considerar que la variabilidad e intermitencia de la fuente primaria de energía no sea controlada por el enlace síncrono con el WECC y cumplir cabalmente con ciertas condiciones, referentes a estándares de confiabilidad como el “WECC Standard BAL-002-WECC-2a — Contingency Reserve”, que establece los requerimientos de la Reserva para garantizar la Confiabilidad en condiciones de Estado Operativo Normal y de Alerta.



**Subestación eléctrica,** Tuxpan Veracruz, 2005.  
Comisión Federal de Electricidad.

