Mercado Eléctrico Mayorista en México (2013–2025): cambios regulatorios y la participación del Estado y privados en la transición hacia energías renovables.

Wholesale Electricity Market in Mexico (2013–2025): Regulatory Changes and State and Private Sector Participation in the Transition to Renewable Energy

Jesús Daniel Paredes González, Eridani Segura Soto, Fátima Aspericueta Hernández, Carlos Ernesto Zatarain Rendón

*Universidad Politécnica de Sinaloa, Programa Académico de Ingeniería en Energía 2022030211@upsin.edu.mx

Resumen

Este artículo analiza la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en México desde su creación en 2014 como resultado de la Reforma Energética. Se examina el marco institucional que lo sustenta, el papel del CENACE en la operación del sistema y la participación privada en la generación eléctrica. El estudio destaca cómo las subastas de largo plazo y los contratos de cobertura promovieron la incorporación de energías renovables, principalmente solar y eólica, lo que favoreció la reducción de costos marginales y la diversificación de la matriz energética. También se identifican limitaciones relevantes: rezago en la expansión de la Red Nacional de Transmisión, concentración del mercado en determinados nodos y dependencia persistente de combustibles fósiles para garantizar confiabilidad. Asimismo, se señala que los cambios regulatorios y políticos a partir de 2018 disminuyeron la certidumbre del mercado, redujeron la confianza de inversionistas privados y ralentizaron la incorporación de nueva capacidad renovable. Se concluye que el MEM ha sido un mecanismo fundamental para modernizar el sector eléctrico mexicano y facilitar la transición energética, pero su continuidad depende de reglas claras, infraestructura de transmisión robusta y un equilibrio entre liderazgo estatal y participación privada. De lo contrario, México corre el riesgo de no alcanzar sus metas de generación limpia y comprometer los avances logrados en la última década.

Palabras clave: *MEM, LIE, Energía, Transición, Renovables.*

Abstract

This review addresses the evolution of the Wholesale Electricity Market (MEM) in Mexico since its creation in 2014 as a result of the Energy Reform. It analyzes the institutional framework that supports it, the role of CENACE in system operation, and the role of private participation in electricity generation. The study highlights how long-term auctions and hedging contracts promoted the incorporation of renewable energies, mainly solar and wind, which contributed to reducing marginal costs and further diversifying the energy mix. The analysis also identifies important limitations: the lag in the expansion of the National Transmission Network, the concentration of the market in certain nodes, and the persistent dependence on fossil fuels to ensure supply reliability. It further notes that regulatory and political changes since 2018 have altered market certainty, reduced investor confidence, and slowed the integration of new renewable capacity. This research argues that the MEM has been a fundamental mechanism to modernize the Mexican electricity sector and facilitate the energy transition, but its continuity and effectiveness depend on maintaining clear rules, strengthening transmission infrastructure, and finding a balance between state leadership and private participation. Otherwise, Mexico risks failing to achieve its clean energy generation goals and undermining the progress made over the last decade.

Keywords: MEM, LIE, Energy, Transition, Renewables.

Recibido: 15/07/2025; Aceptado 06/08/2025; Publicado 25/08/2025

Introducción

Antes de la Reforma Energética de 2013, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) comprendía tanto el servicio público —operado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y productores independientes de energía (PIE)— como la energía no suministrada al servicio público (autoabasto, cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación). La cadena de valor incluía generación, transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, así como suministro a usuarios finales. Todo ello bajo una planeación centralizada por CFE y la Secretaría de Energía (SENER). Al cierre de 2011, la capacidad instalada mexicana total alcanzó 61,570 MW (−1.1 % vs. 2010). De esa cifra, 52,512 MW pertenecían al servicio público (incluida la capacidad PIE contratada por CFE) y 9,058 MW a permisionarios (auto abasto, cogeneración, usos propios y exportación) [1].

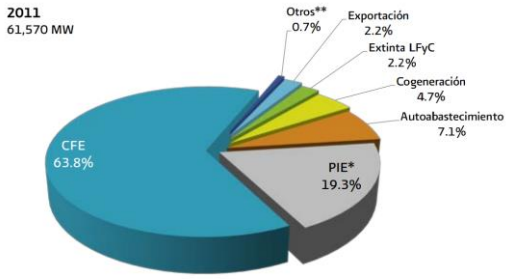


Figura 1. *Capacidad efectiva instalada nacional [1].*
*** Incluye usos propios y pequeña producción.*

Por agente, la CFE aportó 63.8 % de la capacidad nacional; la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC) 2.2 %; los PIE, 19.3 %; y los

permisionarios privados (auto abasto, cogeneración, exportación), 14.0 % [1]. En este sentido, es evidente que antes de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), solo existía participación privada relevante en generación bajo esquemas regulados (PIE/permisionarios), mientras la red permanecía en la órbita estatal, Figura 1, [1].

Tabla 1. *Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central, 2000-2011 [1].*

Año	No fósiles				Fósiles						Total
	Hidro-eléctrica	Geotermo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Nuclear	Carbón	Termo-eléctrica convencional	Ciclo combinado[1]	Turbogás	Combustión interna	Dual	
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	41,177
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	44,554
2004	10,530	960	2	1,365	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	46,552
2005	10,536	960	2	1,365	2,600	12,935	13,256	2,599	182	2,100	46,534
2006	10,566	960	2	1,365	2,600	12,895	15,590	2,509	182	2,100	48,769
2007	11,343	960	85	1,365	2,600	12,865	16,873	2,620	217	2,100	51,029
2008	11,343	965	85	1,365	2,600	12,865	16,913	2,653	216	2,100	51,105
2009	11,383	965	85	1,365	2,600	12,895	17,572	2,505	216	2,100	51,686
2010	11,503	965	85	1,365	3,278	12,876	18,022	2,537	214	2,100	52,945
2011	11,499	887	87	1,365	3,278	12,560	18,029	2,495	211	2,100	52,512
Participación	21.9%	1.7%	0.2%	2.6%	6.2%	23.9%	34.3%	4.8%	0.4%	4.0%	100.0%

[1] Incluye los Productores Independientes de Energía

En 2011, la capacidad instalada total alcanzó 61,570 MW: 52,512 MW en el servicio público (incluyendo PIE) y 9,058 MW en permisionarios privados. La CFE aportaba 63.8% de la capacidad nacional; LyFC, 2.2%; los PIE, 19.3%; y otros permisionarios privados, 14%. La matriz energética dependía en 73.6% de combustibles fósiles, mientras que solo 26.4% provenía de fuentes no fósiles. Predominaban los ciclos combinados y termoeléctricas convencionales, mientras que renovables no convencionales eran incipientes, como se muestra en la Tabla 1, [1].

En términos de adición de capacidad al sector eléctrico, Figura 2, [2], es clara la tendencia de los PIE y CFE a la cada vez menos adición de capacidad efectiva nacional.

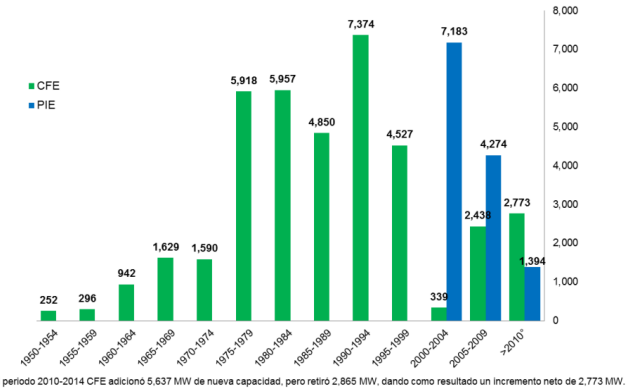


Figura 2. *Adiciones de capacidad efectiva de CFE y PIE (MW) [2].*

Este artículo busca analizar el impacto del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la participación estatal y privada en la generación de energía en México, con énfasis en el desarrollo de energías renovables de 2013 a 2025. Se revisan la evolución del marco regulatorio, las reformas recientes y sus efectos sobre inversión privada y proyectos renovables, así como los desafíos técnicos, económicos, regulatorios y sociales para la transición energética.

Fundamentación Teórica

Para comprender el análisis del MEM y la participación del Estado y los privados en la generación de energía eléctrica en México, es fundamental establecer un marco teórico que abarque los siguientes aspectos:

Ley de la Industria Eléctrica (2013)

La LIE, promulgada en 2014, transformó el sector eléctrico al separar actividades en segmentos competitivos (generación y suministro) y monopólicos (transmisión y distribución), modificando los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución [3].

Dichos cambios introdujeron la figura de empresas productivas del Estado, otorgaron al gobierno la facultad de celebrar contratos con particulares y excluyeron de las áreas estratégicas a la generación y comercialización de electricidad, reservando al Estado únicamente la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como el servicio público de transmisión y distribución [4]. De este modo, la LIE reestructuró un sector hasta entonces verticalmente integrado en manos de la CFE, estableciendo un modelo híbrido en el que la generación y el suministro se abrieron a la competencia privada, mientras que las redes continuaron bajo monopolio estatal [3].

La lógica de esta apertura descansaba en separar las actividades de la industria eléctrica en segmentos competitivos y segmentos monopólicos. Mientras la generación podía realizarse por CFE o por agentes privados mediante permisos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), las actividades de transmisión y distribución se mantuvieron como funciones exclusivas del Estado. En paralelo, la comercialización también se liberalizó, creando nuevas figuras como los suministradores calificados y comercializadores no suministradores. Con ello, la CFE pasó de ser un monopolio estatal a una empresa productiva del Estado, capaz de competir en generación y suministro, pero manteniendo la obligación de garantizar la operación de la red [5].

Para hacer viable este esquema, la LIE fortaleció las funciones de distintos organismos. La SENER quedó a cargo de la planeación del sistema a través del PRODESEN y del diseño de políticas para fomentar la transición hacia energías limpias [6]. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) fue creado como operador

independiente del SEN y del nuevo MEM, encargado del despacho económico en orden de mérito de costos, de la administración de congestiones y de la provisión de servicios conexos [7]. La CRE, por su parte, adquirió un papel central en la regulación técnica y económica: expidió permisos, estableció metodologías tarifarias y supervisó el cumplimiento de los códigos de red, además de administrar los Certificados de Energías Limpias (CEL) [8].

MEM, que comenzó a operar en 2016, se convirtió en el espacio donde generadores, suministradores y usuarios calificados transan energía, potencia, servicios conexos y CEL. Este mercado se diseñó en tres capas: un mercado de corto plazo administrado por CENACE, contratos de cobertura eléctrica y subastas de largo plazo para incentivar inversiones en capacidad nueva y renovable [7]. El despacho bajo la LIE debía realizarse por mérito económico, garantizando el mínimo costo de operación compatible con la seguridad del sistema, integrando además señales para el desarrollo de proyectos de energías limpias [3].

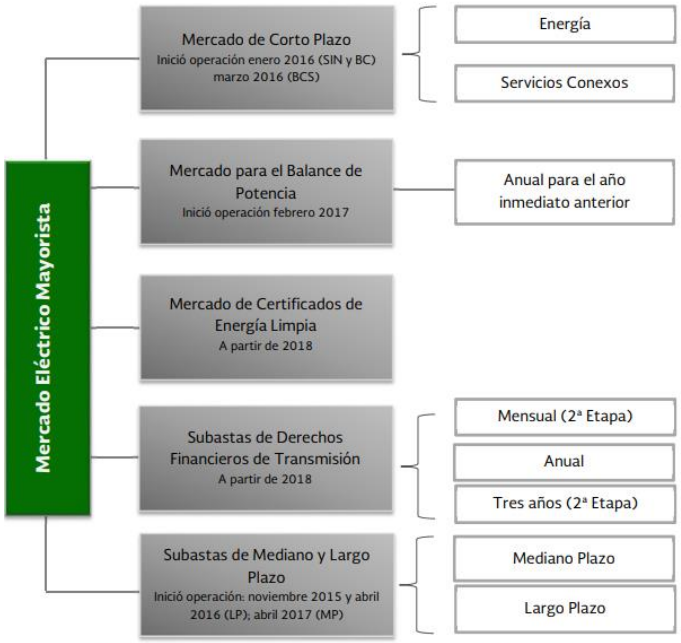
En términos la opinión política y regulatoria, en base al nuevo marco legal buscó atraer inversión privada en generación y modernizar el parque eléctrico mexicano. La LIE abrió la puerta a la inversión privada en generación bajo un esquema de competencia supervisada, pero conservó la planeación y la red bajo control estatal. Su éxito dependió de la fortaleza institucional de CENACE y CRE para asegurar condiciones de competencia efectiva. Así, la LIE representó un cambio estructural profundo: de un esquema centralizado y estatal hacia un sistema mixto, donde el Estado conserva el control de la red y de la planeación, pero abre la puerta a la competencia privada en generación y suministro como motores de modernización y diversificación tecnológica.

Mercado Eléctrico Mayorista

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, el MEM es el mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado pueden realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias o cualquier otro producto que se requiera para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional [1], como se muestra en la Figura 3.

Implicaciones de la LIE

Tras la reforma constitucional de 2013 y la promulgación de la LIE en 2014, el despacho de energía en México dejó de ser un procedimiento interno de la CFE para convertirse en un despacho económico nodal operado por el CENACE dentro del MEM.



Fuente: Elaborado por SENER, con información del Centro Nacional de Control de Energía.

Figura 3. *Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista.*

Este cambio se instrumentó mediante las Bases del Mercado Eléctrico (DOF, 2015) y manuales técnicos como el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo (DOF, 2016), que definieron la programación de unidades (compromiso) y el despacho económico (asignación de producción) bajo criterios de mínimo costo total, sujetos a restricciones de red y de confiabilidad. En este sistema, el Precio Marginal Local (PML) refleja el costo de la última unidad despachada en cada nodo, incluyendo pérdidas y congestión, y constituye la principal señal de inversión y operación [9] - [11].

1. Cambio del Despacho Eléctrico del SEN

La secuencia de despacho se organiza en dos fases. Primero, el compromiso de unidades (SCUC) determina qué centrales deben estar disponibles considerando arranques, rampas y reservas. Después, el despacho económico (SCED) asigna producción con base en las ofertas de precio de los generadores y las condiciones de la red. Este modelo permitió a tecnologías de bajo costo marginal, como la eólica e hidráulica, ser despachadas primero, desplazando a unidades fósiles más costosas. El diseño se completó con reglas para servicios conexos (regulación, reserva) y la publicación de manuales específicos por parte de SENER y CENACE [2] y [7].

Antes de la entrada en vigor de la LIE y el MEM, en 2012 el sector eléctrico mexicano tuvo precios muy elevados reflejados en cada sector, Figura 4, comparados con el año 2015, tan solo 1 año después de la

implementación del MEM y los cambios en la priorización del despacho eléctrico, Figura 5.

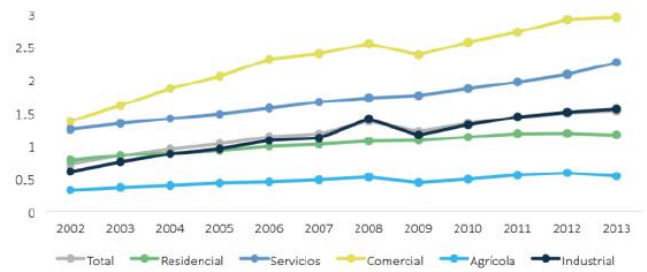


Figura 4. *Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario (pesos/kWh) [12]*

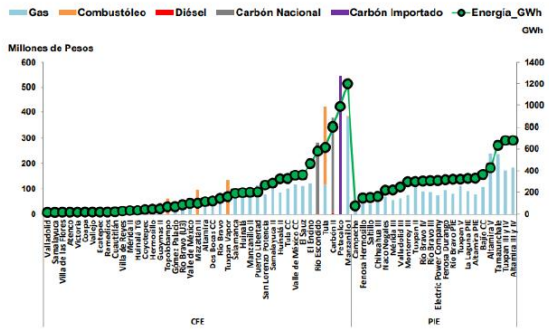


Figura 5. *Costo total de energía por planta y energía despachada en 2015.*

Las implicaciones de este modelo fueron significativas. En lo económico, el despacho por mérito redujo costos de operación y generó precios transparentes, pero también expuso a los agentes a la volatilidad del mercado, lo que dio origen a mecanismos de contratos de cobertura y subastas de largo plazo documentadas en el PRODESEN 2018 [13]. En lo tecnológico y ambiental, permitió una mayor integración de renovables: las centrales limpias con costos bajos entraban primero al despacho, favoreciendo la transición energética. En lo institucional, el éxito del despacho dependió de la capacidad del CENACE para operar el MEM y de la CRE para regular tarifas, acceso a red y calidad de servicio, mientras que la SENER mantuvo la planeación estratégica mediante el PRODESEN [13]. Asimismo, las implicaciones del despacho eléctrico, como se esperaría, generaron algunas consecuencias económicas en el país, mismo que se vio reflejado en el PIB mexicano, según la SENER en su Balance de Energía Nacional del 2018 es utilizado el Índice de Intensidad Energética Nacional (energía necesaria para producir un peso mexicano de PIB que es influenciado por el desarrollo económico positivo de un país o con su reducción energética de producción) y muestra que en 2018 la Intensidad energética ronda los 500 kJ/$, el equivalente a 138.9 Wh/$, Figura 6.

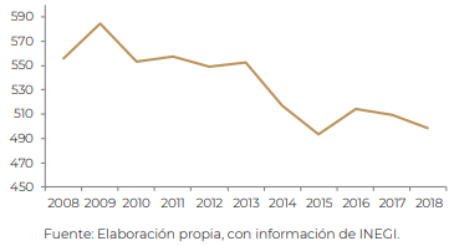


Figura 6. *Intensidad Energética Nacional (kJ/$) 2008-2018 [13].*

2. Ampliación de la generación de energía limpia

El año 2011, anterior a la LIE la generación bruta del servicio público ascendía a 259.2 TWh anuales con una participación de energía limpia del 20.8% (13.8% de generación hidroeléctrica y un 7% conformado por nucleoeléctrica, geotérmica y eoloeléctrica.

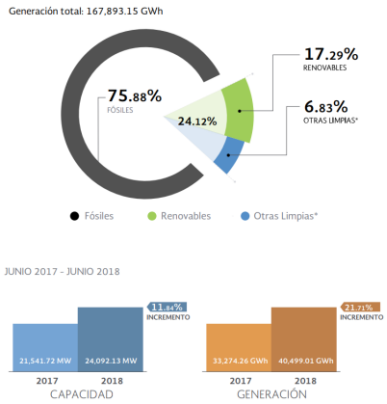


Figura 7. *Intensidad Energética [14].*

De la Figura 7, el 6.83 % procede de generación renovable como la biomasa, solar, y eólica, mientras que 'otras limpias', según el reporte de avance de energías limpias 2018, refiere a nuclear, cogeneración eficiente, frenado regenerativo y licor negro [14], donde se expresa el aumento porcentual de 11% en capacidad instalada limpia en el 2018 respecto al 2017.

3. Beneficios hacia la transición energética

La Ley de la Industria Eléctrica [3] abrió la generación y comercialización a la participación privada bajo el MEM, mientras conservó en la órbita pública (CFE) la transmisión y la distribución como áreas estratégicas; esta arquitectura regulatoria fue el andamiaje para los instrumentos de política de transición que llegaron en 2015 con la Ley de Transición Energética (LTE) [15]. La LTE fijó metas vinculantes de participación mínima de energías limpias en la generación eléctrica nacional de 25% para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024 (artículo tercero transitorio), y mandató el uso de CEL's

como instrumento principal de cumplimiento, integrando además en la evaluación sectorial las externalidades ambientales y de salud (art. 1, fracc. II–III) [15]. En paralelo, la SENER y la CRE emitieron en 2014 los Lineamientos para el otorgamiento y adquisición de CEL que definieron qué se considera "central eléctrica limpia" y las reglas del sistema de gestión y disposiciones operativas subsecuentes para dar certidumbre a los participantes del MEM.

Bajo la LTE, "energías limpias" abarcan no solo renovables (eólica, solar, hidro, geotermia, biomasa), sino también nuclear, cogeneración eficiente y otras tecnologías que reduzcan emisiones, categoría más amplia que "energías renovables" estrictas; esta distinción es crucial para evaluar metas y resultados, así como el papel de los CEL [15]. Con estos marcos, SENER, CRE y CENACE produjeron reportes anuales y de planeación (PRODESEN) para monitorear el avance. Por ejemplo, el Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL) documenta la evolución por tecnología y la aportación de la generación distribuida fotovoltaica y del abasto aislado al cómputo de generación limpia, alineado con las definiciones de LTE y contabilidad oficial de Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG).

En el plano institucional y de mercado, la implementación del esquema de CEL con sus obligaciones crecientes y mecanismos de diferimiento/liquidación activó señales económicas para nueva capacidad limpia y permitió monitorear el cumplimiento de los centros de carga; tanto la CRE como COFECE han analizado el desempeño competitivo del mercado de CEL y las obligaciones asociadas 2018–2024 [16][17]. El Balance Nacional de Energía (BNE), elaborado por SENER con soporte del INEGI, respalda las cifras de participación limpia en la matriz de generación y ofrece la serie histórica con metodología oficial de información de interés nacional, útil para evaluar la convergencia (o desviación) respecto de las metas de la LTE [16].

El hito normativo fue la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) publicada el 9 de marzo de 2021 (en vigor el 10 de marzo). Entre otros puntos, la reforma introdujo la figura de "Contratos de Cobertura Eléctrica con Compromiso de Entrega Física" exclusivos para el Suministro Básico, y ordenó al CENACE despachar con prioridad la energía comprometida físicamente y la de centrales legadas, modificando en la práctica el criterio económico de menor costo que operaba bajo el diseño original del MEM. También flexibilizó la obligación de los Suministradores de Servicios Básicos de acudir a subastas de largo plazo, y estableció prioridad de uso de redes para centrales legadas con compromiso de entrega física. Estas disposiciones pueden verificarse en el decreto del DOF, en la compilación vigente de la LIE de la Cámara de Diputados y en los dictámenes legislativos respectivos. [18]–[21]

En paralelo, el Ejecutivo y la SENER reorientaron instrumentos de política: se cancelaron las Subastas de Largo Plazo que habían viabilizado nueva capacidad renovable entre 2016–2018; CENACE confirmó la cancelación de la "Cuarta Subasta" a inicios de 2019, cerrando ese canal de contratación competitiva. Diversas notas oficiales y periodísticas especializadas documentan ese punto [22].

4. Reformas recientes y re-centralización (2024–2025)

En octubre de 2024, México aprobó una reforma constitucional que modificó de manera significativa la organización del sector energético. A partir de esta reforma, Pemex y la CFE recuperaron su carácter de empresas públicas del Estado, dejando atrás la figura de "empresas productivas del Estado" establecida en 2013. Este cambio no fue únicamente semántico, sino estructural: mientras que antes operaban bajo un enfoque de rentabilidad y generación de valor económico, ahora su función principal es garantizar servicios estratégicos y seguridad energética para la población [19].

Tabla 2. *Mecanismos legales que fortalecen la posición de la CFE [22],[23].*

Mecanismo	Qué hace	Efecto práctico
Contratos de producción a largo plazo (venta exclusiva a CFE)	Generadores privados venden exclusivamente a CFE; CFE los representa en MEM.	Energía "privada" contabilizada operativamente como parte del portafolio que CFE administra; disminuye energía libre en spot.
Inversion mixta con ≥ 54% CFE	Los proyectos de coinversion deben dar mayoria a CFE y derecho de preferencia.	Nuevas plantas quedan formalmente controladas por CFE; Potencia sobre oferta y despacho
Reserva de transmisión / distribución para CFE	Sólo CFE puede operar T&D; privados solo como contratistas.	Control de la "autopista" eléctrica y de decisiones de acceso / interconexión.
Criterios de confiabilidad en despacho	CNE puede imponer requisitos que condicionen despacho (respaldo, servicios conexos).	Las renovables intermitentes pueden enfrentar costos y requisitos que las hagan menos competitivas.
Mandato de "prevalencia" (54% estatal)	Meta legal de participación mínima estatal en la energía inyectada.	Marco que legitima mecanismos contractuales y regulatorios para alcanzarla.

Fuente: Elaboración propia elaborado en Project Finance.

Uno de los elementos centrales de esta reforma es la regla del 54 % vs. 46 %, que establece que la CFE debe generar al menos el 54 % de la electricidad inyectada a la red, mientras que el sector privado puede participar hasta en un 46 %, Tabla 2. Esta participación de la CFE

incluye tanto su propia generación como proyectos mixtos donde tenga participación mayoritaria y contratos a largo plazo bajo su representación en el Mercado Eléctrico Mayorista [20].

El diseño contempla varios mecanismos para garantizar este esquema, los cuales se muestran a continuación [22]:

- Contratos de largo plazo en los que productores privados venden exclusivamente a la CFE.
- Proyectos mixtos con participación mayoritaria estatal (mínimo 54 %), junto con derechos preferentes de compra para la CFE.
- La representación por parte de la CFE de ciertos parques privados en el Mercado Eléctrico Mayorista, consolidando así su control sobre la generación.

Según las refutaciones dadas por los defensores de la reforma el nuevo esquema fortalece la soberanía energética, reduce la dependencia de corporativos privados nacionales o extranjeros, protege tarifas sociales y permite al Estado planear de forma más coordinada la transición energética y la inversión en infraestructura. En contraste, los críticos advierten riesgos de menor competitividad, incertidumbre jurídica para contratos privados ya firmados, posibles ineficiencias en la operación de la CFE y afectaciones en costos para la industria y los usuarios [20].

En marzo de 2025 México publica la nueva Ley del Sector Eléctrico (LESE) dentro de un paquete de leyes que reconfiguran la arquitectura del sector: la CFE es ahora una empresa pública del Estado con un régimen especial y el Estado establece reglas explícitas para conservar "la prevalencia" en generación eléctrica [21]. Aunque la LESE mantiene la existencia del MEM y del operador CENACE, introduce mecanismos operativos y contractuales que, en conjunto, aumentan la influencia efectiva de la CFE sobre el despacho y la comercialización de la energía [22].

¿Qué dice la ley?

Dos ideas se repiten en la LESE y en las leyes conexas:

(1) La CFE debe procurar "la justicia energética" y asegurar el suministro al menor precio posible como empresa pública del Estado;

(2) El Estado exige que al menos el 54% del promedio anual de la energía inyectada a la red provenga del Estado.

Al mismo tiempo se preserva el CENACE como encargado del control operativo y del despacho, y la ley contiene principios de transparencia y de mercado, Tabla 2 [23].

Resultados

En resultados ambientales, la participación de generación "limpia" (definida en la Ley de Transición Energética) se estancó por debajo de la meta de 35% para 2024. El Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL) de SENER y anejos estadísticos del PRODESEN 2024–2038 ubican la participación de limpias nacionales en torno a una cuarta parte del total en 2022–2023, lejos de la trayectoria meta, en un contexto de menor expansión renovable nueva al cancelarse subastas y ante mayor peso térmico por gas [24].

Debidos a los cambios hechos en este gobierno que priorizó la participación estatal en el despacho de energía, la inversión, construcción y generación de energía con fuentes limpias desaceleró notablemente, pudiendo ser vista en los RAEL, Figura 8 y 9.

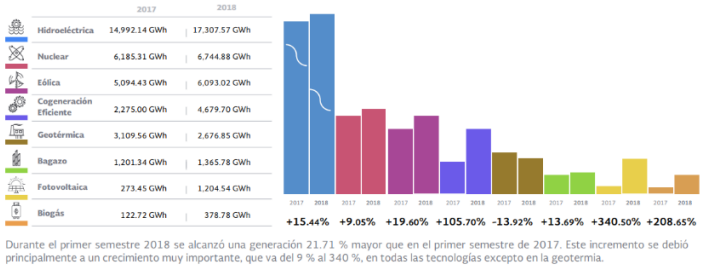


Figura 8. *Evolución de energías limpias en 2017-2018 [13].*

El Informe de Tecnología de Generación de Referencia de CENACE refuerza que, entre 2018 y 2021, más de 70% de la generación del SEN provino de tecnologías térmicas (principalmente gas), condicionando las emisiones del sector [25].

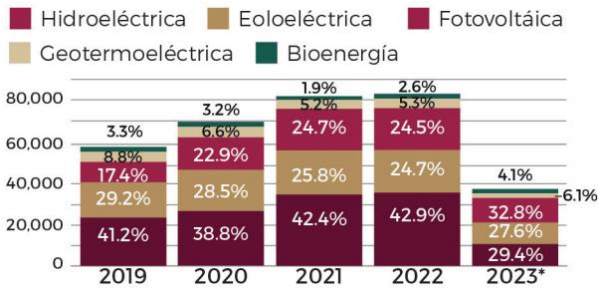


Figura 9. *Evolución de energías limpia en 2019-2023 [26].*

IMCO y análisis técnicos advirtieron que la prelación a centrales legadas y la preferencia por contratos con entrega física reducen la presión competitiva en el MEM, encarecen el costo esperado de abastecimiento de Suministro Básico e introducen riesgos regulatorios que frenan nueva inversión privada (incluida renovable), a la vez que incrementan pasivos contingentes por litigios [27]. Las consultas del

T-MEC añadieron incertidumbre comercial, con potenciales costos arancelarios en caso de no corregir medidas [23].

Aunque la LIE posterior a 2021 no "prohibió" la participación privada, sí reconfiguró sus incentivos:

1. Al privilegiar la energía comprometida físicamente por CFE Suministro Básico y centrales legadas en el despacho.
2. Al quitar la obligación de contratar energía para Suministro Básico vía subastas competitivas.
3. Al sujetar con mayor discrecionalidad permisos y acceso a redes. El propio decreto del DOF y la versión vigente de la LIE muestran estas modificaciones de artículos 3, 4, 53, 101 y 108 [18]–[20]. Organismos como COFECE subrayaron que tales cambios merman las condiciones de competencia abiertas por la reforma 2013–2014[28].

En febrero de 2021, el país sufrió cortes de carga por la contingencia de gas natural derivada de la tormenta invernal en Texas. CFE y CENACE documentaron públicamente que la indisponibilidad de gas y la caída de generación en el sur de EE. UU. obligaron a restricciones y a despachar centrales alternas e hidroeléctricas para sostener el sistema. El episodio alimentó debate público sobre dependencia del gas importado, resiliencia del sistema y la conveniencia de acelerar renovables firmes y almacenamiento [29]. En paralelo, usuarios y cámaras empresariales manifestaron preocupación por la incertidumbre regulatoria y litigios, recogida en posicionamientos de organismos nacionales e internacionales durante las consultas del T-MEC [27].

La situación actual de México en el sector energético en:

1. Consumo de energía

Según PRODESEN 2024 [30] el consume neto de energía en el año 2023 fue 345 439 GWh y un consumo final (energía vendida a través de Suministro básico, Suministro de último recurso, Suministro calificado, usuarios calificados y abastecimiento remoto) de 298,599 GWh, lo que supone que en la última década (2014-2023) el SEN ha tenido un incremento en su consumo de energía promedio de 2.7% anual.

2. Pérdidas en el SEN

Las pérdidas totales técnicas (pérdidas por efecto joule) y no técnicas (producto de toma de energía eléctrica sin medidor de forma ilícita, fallas, o daños al equipo de medición) del SEN ascienden en 2023, a 12.2% respecto al consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente menor al 12.3% de 2022.

3. Intensidad energética

La intensidad energética del SEN en 2023 fue de 14.6 Wh/$ comparado con los 138.9 Wh/$ del año 2018 (Figura 10).

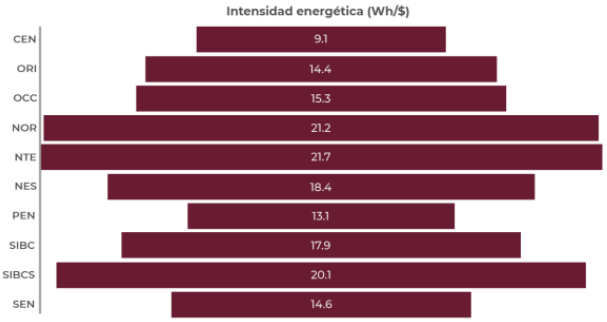


Figura 10. *Índice de Intensidad energética [30].*

4. Incorporación de la movilidad eléctrica

Según [30] México apunta hacia una movilidad eléctrica. En 2023 se vendieron 72,52411 vehículos eléctricos e híbridos, que representaron el 5.3% del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de 21,459 unidades (42%) con respecto al 2022. Las cinco entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México con 15,084 unidades; el Estado de México con 5,168 unidades; seguidos por Jalisco, Nuevo León y Puebla con 3,543, 3,256 y 2,005 unidades respectivamente.

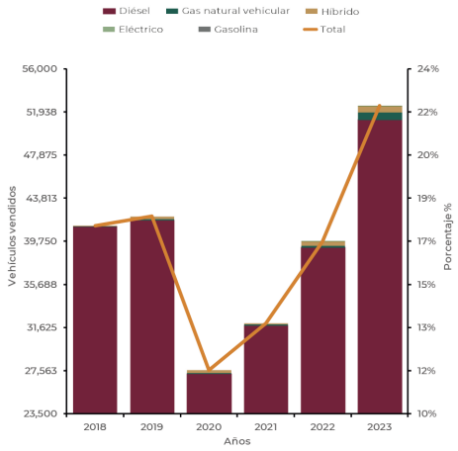


Figura 11. *Evolución de ventas de automóviles en México [30].*

Esta nueva incorporación al consumo eléctrico del país tiende al alza según el PRODESEN 2024, Figura 11.

5. Demanda eléctrica

En 2023, la demanda máxima integrada neta del sin registró un valor de 51,406 MW, lo que equivale a un incremento de 10.2% respecto a los 46,636 MW de 2022, Figura 12.

El análisis comparativo permite verificar que el filtro implementado a través de la InterfazVentaneoFPB ofrece un desempeño equivalente al

proporcionado por la herramienta Filter Designer, lo que valida la efectividad del diseño.

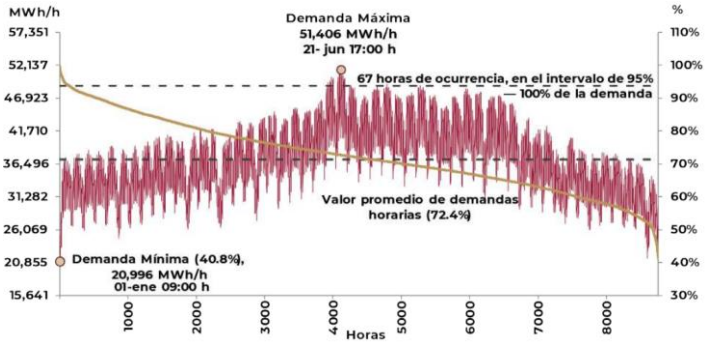


Figura 12. *Curva de carga del SIN 2023 (MWh/h) [30].*

Los pronósticos por parte del estado para la demanda en futuros años en 3 escenarios distintos (alto, medio y bajo) son mostrados en la Tabla 3, motivo de debate por algunas instituciones tales como el IMCO que mencionan: "Satisfacer la demanda máxima será cada vez más difícil. PRODESEN 2024-2038 estima que la tasa media de crecimiento anual de la demanda máxima del SEN será de 2.6% en el escenario de planeación, 3.0% en el escenario alto y 2.2% en el bajo. En 2024 se pronostica que la demanda máxima en el SEN (incluyendo el Sistema Interconectado Nacional, Baja California y Baja California Sur) alcanzará 55,590 MWh/h. En 2023, la demanda máxima fue de 54,530 MWh/h, es decir, registró un crecimiento anual de 1.9%. Este crecimiento puede representar un riesgo para satisfacer la demanda si se considera que en semanas recientes el sistema eléctrico entró en estado de emergencia con demandas máximas menores. Este reto es especialmente relevante en las regiones con mayor crecimiento de la demanda y poca infraestructura eléctrica como la península de Yucatán." [31].

Tabla 3. *Pronóstico de la demanda máxima integrada neta por GCR 2024-2038 [30].*

SISTEMA / GCR	tmca[1/] (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN[2/]	3.0	2.6	2.2
SIN	2.9	2.5	2.2
Central	2.7	2.3	1.9
Oriental	2.6	2.2	1.9
Occidental	3.1	2.7	2.4
Noroeste	2.8	2.4	2.0
Norte	2.6	2.3	2.0
Noreste	3.2	2.7	2.2
Peninsular	4.5	4.1	3.8
Baja California	3.5	3.2	2.9
Baja California Sur	3.5	3.3	3.3
Mulegé	2.1	2.0	1.9

6. Capacidad de Generación en México

Un breve análisis acerca del panorama de integración de energía renovable al país desde 2013-2024, Tabla 4 y Tabla 5, demuestra que, pese a las modificaciones hechas por la regulación actual, las energías renovables limpia (Geotermia, Fotovoltaica, Eólica e Hidroeléctrica) y siguen una tendencia al alza pese a la participación reservada del 46% para privados, esto por diversos factores, entre ellos las consideraciones de proyectos fotovoltaicos concluidos este año y propuestos tiempo atrás, como se muestra en la Figura 13 y Figura 14.

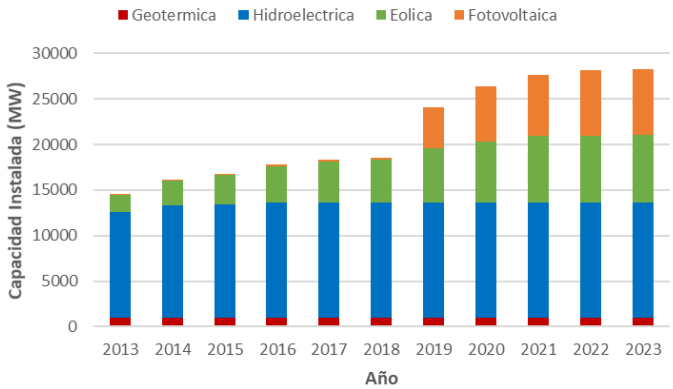


Figura 13. *Capacidad instalada de energías renovables en México (2013-2023). Fuente: Elaboración propia con datos de CONAHCYT.*

Para 2024, únicamente la energía solar alcanzó una contribución del 7.6 % a nivel nacional [33]. Estos resultados muestran una tendencia de crecimiento general, aunque con fluctuaciones que impidieron alcanzar plenamente las metas de 30 % en 2021 y 35 % en 2024, lo que plantea la necesidad de fortalecer políticas e inversiones en el sector renovable.

Tabla 4. *Evolución anual de la capacidad de generación instalada en México por tipo [34] [35].*

Año	Solar (MW)	Eólica (MW)	Hidroeléctrica (MW)	Gas Natural (MW)	Carbón (MW)	Nuclear (MW)	Otros (MW)	Capacidad Total (MW)
2013	200	1,900	12,500	27,000	5,300	1,600	1,000	49,500
2014	400	2,200	12,500	28,200	5,300	1,600	1,000	51,200
2015	700	2,600	12,600	29,000	5,300	1,600	1,100	52,900
2016	1,200	3,400	12,600	30,000	5,300	1,600	1,200	55,300
2017	2,500	4,300	12,700	31,500	5,300	1,600	1,200	59,100
2018	3,800	5,100	12,700	33,000	5,300	1,600	1,300	62,800
2019	5,000	6,200	12,700	34,500	5,300	1,600	1,400	66,700
2020	6,500	7,100	12,700	36,000	5,300	1,600	1,500	70,700
2021	7,800	7,800	12,700	37,000	5,300	1,600	1,500	73,700
2022	8,600	8,500	12,700	38,000	5,300	1,600	1,600	76,300
2023	9,200	9,000	12,700	38,500	5,300	1,600	1,700	78,000
2024	9,800	9,400	12,700	39,000	5,300	1,600	1,800	79,600

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. *Capacidad instalada en México por tipo de tecnología (2013-2024) [36].*

TIPO DE TECNOLOGÍA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2013-2014
Carboelectrica	5498	5498	5498	5498	5498	5498	5498	5498	5498	5498	5498	5498	6.94%
Nucleoelectrica	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1,608	2.06%
Ciclo Combinado	23720	23900	23930	26037	26944	28324	31686	34034	35540	36183	36646	35,178	38.12%
Termina Combustion	18766	19129	19872	20613	21054	21681	22186	23043	23243	23236	23276	11,300	26.04%
Geotermica	940	940	992	992	992	992	992	992	992	992	992	976	1.24%
Hidroelectrica	11621	12414	12417	12635	12641	12641	12641	12641	12641	12641	12641	12,612	15.81%
Eolica	1959	2655	3233	4009	4474	4677	5970	6654	7354	7354	7462	7,056	6.62%
Fotovoltaica	33	100	149	189	275	231	4478	6132	6689	7209	7211	7469	4.23%

Fuente: Elaboración propia con datos de CONAHCYT.

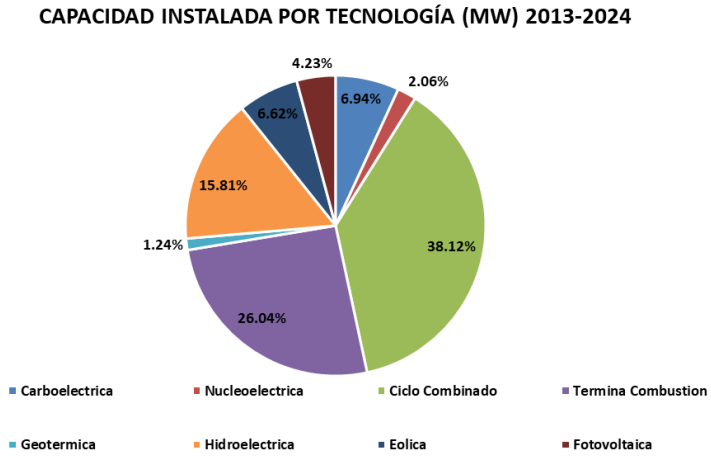


Figura 14. *Demostración de capacidad instalada por tecnología en %.*
Fuente: Elaboración propia con información de CONAHCYT.

Tabla 6. *Capacidad autorizada vs. Operativa [34] [35].*

Periodo	Capacidad autorizada (MW)	Capacidad en operación (MW)	Brecha (MW)	Capacidad operativa sobre autorizada %
2013–2018	37,544.40	27,838.00	9,706.40	74.20%
2019–2024	11,620.10	3,148.70	8,471.40	27.10%
Total	49,164.50	30,986.70	18,177.80	63.00%

Fuente: Elaboración propia con información de IMCO.

7. Cambio en organismos reguladores participantes de la LIE

La promulgación de la Ley del Sector Eléctrico (LSE) en marzo de 2025 reconfiguró el entramado regulatorio que operaba bajo la LIE: el texto legal crea nuevos órganos y reasigna competencias clave (por ejemplo, la creación y fortalecimiento de la Comisión Nacional de Electricidad / CNE como órgano regulador sectorizado y con atribuciones para expedir bases del mercado, tarifas y permisos), mientras consolida el CENACE como operador del sistema y mantiene a la SENER como autoridad rectora de planeación. Este cambio institucional implica que funciones que antes ejercía la CRE se ubican ahora en la CNE y en nuevas entidades previstas en el paquete reformador publicado en el DOF del 18-mar-2025 [32].

La sustitución parcial del esquema CRE–CENACE por una arquitectura donde la CNE (órgano sectorizado) tiene potestades sobre permisos, regulación tarifaria del operador y emisión de las Bases del Mercado genera efectos técnicos y políticos inmediatos. En lo técnico, concentra la facultad de fijar metodologías y criterios que definen cómo se estructuran las ofertas y la remuneración de los servicios; en lo político, introduce una nueva autoridad con mandato y diseño institucional que condicionará la predictibilidad normativa y la independencia técnica percibida por inversores. [32]

Desde la perspectiva económica, este cambio regulatorio alimenta incertidumbres de transición: la reasignación de competencias y la habilitación de modalidades contractuales (producción de largo plazo, inversión mixta) modifican las señales de mercado que recibían los inversionistas privados bajo la LIE (subastas y contratos bilaterales). Diversos análisis advierten que, si no se acompañan medidas claras de gobernanza y transparencia, la reconfiguración puede frenar inversiones privadas en generación renovable y elevar el costo del financiamiento de proyectos, pues los agentes descuentan riesgo regulatorio y posible priorización de contratos para la empresa pública. [35]

En materia de prospectiva operativa, las nuevas atribuciones de la CNE y la permanencia del CENACE como operador demandan una estrecha coordinación para resolver el principal cuello de botella técnico señalado por PRODESEN: la expansión de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) necesaria para integrar mayor capacidad variable (solar y eólica). Si la CNE no articula reglas de acceso y desarrollo de la red compatibles con la planeación vinculante de SENER, la integración de renovables puede quedar restringida por limitaciones físicas y por retrasos en permisos y obras de infraestructura. [30]

Respecto a las energías renovables, la reubicación de competencias regulatorias cambia el canal por el que se incentivará la inversión limpia: si la CNE y SENER orientan la planeación a favor de proyectos integrados en esquemas mixtos con CFE y priorizan programas de transmisión, la penetración renovable puede seguir creciendo, aunque con diferente estructura de propiedad (mayor participación estatal o mixta). Pero si la transición regulatoria produce fricciones o retrasos (por recursos legales, ajustes administrativos o capacidad de ejecución), la velocidad de incorporación de PV y eólica puede reducirse respecto a la senda previa de subastas y contratos privados competitivos documentada durante 2016–2018. [30]

REFLEXIÓN

Política estatal y energías renovables

La política energética implementada en el periodo 2013–2018, enmarcada en la Reforma Energética y en la aprobación de la Ley de Transición Energética, representó un punto de inflexión en el sector eléctrico mexicano. El diseño de mecanismos como las subastas de largo plazo y los Certificados de Energía Limpia (CEL) fue fundamental para detonar proyectos de energías renovables, sobre todo solar fotovoltaica y eólica, que hasta ese momento tenían una participación marginal en la matriz energética nacional. En términos de apertura y diseño de mercado, estas políticas sí lograron promover la diversificación energética al introducir nuevos jugadores y tecnologías que favorecieron la competencia y la reducción de precios. No obstante, la efectividad real de estas medidas enfrentó barreras estructurales y de implementación. Si bien los resultados de las subastas arrojaron precios competitivos y planes ambiciosos de nueva capacidad renovable, muchos proyectos se retrasaron debido a la insuficiencia de infraestructura de transmisión, los conflictos sociales en las zonas de instalación y la incertidumbre regulatoria que comenzó a gestarse hacia el final del sexenio. Esto provocó que el crecimiento de las renovables fuera positivo pero insuficiente para transformar profundamente la matriz en el corto plazo.

En cuanto a las metas de generación limpia, el compromiso legal establecía alcanzar 30 % para 2021 y 35 % para 2024. En la práctica, el avance hacia 2018 mostró una tendencia ascendente, pero sin garantizar un cumplimiento puntual. La participación de energías limpias creció de manera constante, sin embargo, el sistema siguió dependiendo en gran medida de los ciclos combinados a gas natural, que aportaron estabilidad y confiabilidad, pero retrasaron el alcance de los porcentajes estipulados. Así, puede afirmarse que las metas se cumplieron de manera parcial o con retraso, reflejando que, aunque la política fue un paso decisivo, los objetivos planteados requerían mayor respaldo en inversión en redes eléctricas, financiamiento y coordinación institucional.

Apertura a Privados vs. Re-centralización

La reforma energética de 2013 representó una apertura significativa al sector privado, buscando modernizar el sector energético mexicano e impulsar la inversión en energías renovables. Esta apertura buscaba aprovechar el potencial de nearshoring con Estados Unidos, integrando el sector energético mexicano al mercado de energía renovable más atractivo del mundo.

En contraste, la administración actual ha priorizado una re-centralización del sector energético, fortaleciendo el papel de las empresas estatales como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX). Esta política busca asegurar la soberanía energética y fortalecer las finanzas públicas, pero ha generado tensiones con los inversionistas privados y ha suscitado preocupaciones sobre el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de energías renovables.

Riesgos y Oportunidades en la Transición Energética de México

La política de re-centralización energética implementada desde 2018 presenta varios riesgos para el cumplimiento de las metas del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, que busca garantizar el acceso a energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos en 2030. Estos riesgos incluyen la posible pérdida de oportunidades de inversión en energías limpias y una menor prosperidad para muchas familias mexicanas.

A pesar de estos riesgos, existen oportunidades significativas para avanzar en la transición energética. México tiene un alto potencial para generar electricidad a partir de fuentes renovables, como la solar, eólica y geotérmica. El país cuenta con un marco legal que apoya la transición energética y las condiciones ambientales para el desarrollo e implementación de energías renovables.

Participación del sector privado

- Evolución del rol de los privados: subastas y Certificados de Energías Limpias (CEL)

La participación del sector privado en la generación de energía en México experimentó un crecimiento sostenido a partir de la implementación de las subastas de largo plazo organizadas entre 2015 y 2018. Dichos mecanismos permitieron que inversionistas nacionales y extranjeros financiaran proyectos de generación renovable, especialmente en energía solar fotovoltaica y eólica, con costos competitivos a nivel internacional, Tabla 7.

Tabla 7. *Evolución de la inversión privada en el sector eléctrico mexicano.*

Periodo	Mecanismo Principal	Inversión estimada (MUSD)	Participación privada en capacidad instalada
2015 - 2018	Subasta de largo plazo y CEL	9,000 +	22%
2019 - 2021	Suspensión de subastas	3,200	19%
2022 - 2024	Prioridad al despacho de CFE	< 1,500	15%

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, los Certificados de Energías Limpias (CEL) representaron un incentivo regulatorio clave, al obligar a los grandes consumidores a acreditar un porcentaje de energía proveniente de fuentes limpias. Esto fomentó la instalación de centrales renovables privadas que, en su conjunto, aportaron a la diversificación de la matriz energética nacional y al cumplimiento de compromisos climáticos.

No obstante, a partir de 2020 y con mayor énfasis hacia 2024, el proceso de subastas fue suspendido, limitando el dinamismo del sector. Ello provocó un freno en la incorporación de nuevas plantas privadas, reduciendo la capacidad instalada proyectada y generando incertidumbre en los inversionistas.

● Impacto de la nueva legislación y prioridad al despacho de CFE

Las reformas legislativas recientes modificaron de manera estructural el marco de operación del mercado eléctrico. En particular, la prioridad de despacho a las plantas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) sobre las privadas afectó la certidumbre regulatoria, ya que tecnologías de generación renovable aun siendo más competitivas en costos marginales quedaron relegadas frente a las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y de ciclo combinado de CFE.

Este cambio impactó de forma directa en la confianza empresarial, pues los inversionistas perciben un entorno con altos riesgos regulatorios, baja transparencia en las reglas de mercado y menor atractivo para el financiamiento de proyectos de gran escala. La falta de mecanismos de competencia efectiva y de políticas de estabilidad normativa ha reducido el flujo de capital privado en energías renovables, lo que podría comprometer los objetivos de transición energética a mediano plazo.

La entrada creciente de actores privados en el sector renovable transforma tanto la velocidad como la forma del despliegue energético. La participación del sector privado en el desarrollo de proyectos renovables tiene consecuencias profundas y multifacéticas, tanto a nivel nacional como internacional. En primer lugar, acelera la movilización de capital y la escala de despliegue: la entrada de inversión privada aporta recursos financieros, experiencia en gestión de proyectos y agilidad operativa que suelen traducirse en mayor ritmo de construcción y puesta en marcha de parques eólicos, solares y otras tecnologías limpias. Esto facilita el cumplimiento de metas de descarbonización en plazos más cortos y puede reducir la necesidad de gasto público directo.

En el plano institucional, la colaboración público-privada puede impulsar transferencia tecnológica y desarrollo de capacidades locales si los contratos incorporan cláusulas de contenido nacional, formación y transferencia de know-how. Sin embargo, si no se diseñan salvaguardas, existe el riesgo de que la cadena de valor se externalice, reduciendo los beneficios industriales y empleo locales y generando dependencia de insumos o servicios extranjeros.

A nivel de mercado y gobernanza, la participación privada mejora la eficiencia y la innovación —introduciendo modelos de negocio, soluciones financieras y tecnologías avanzadas— pero también puede concentrar actores y poder de mercado, lo que demanda marcos regulatorios robustos para evitar prácticas anticompetitivas, asegurar transparencia y proteger a consumidores y pequeños productores. La presencia de operadores internacionales agrega complejidad: facilita financiamiento cruzado y proyectos transfronterizos, pero incrementa la exposición a riesgos cambiarios, litigios internacionales y presiones geopolíticas.

En términos ambientales y sociales, la inversión privada puede elevar estándares técnicos y de monitoreo si los contratos incorporan criterios ESG y condicionan desembolsos a cumplimiento ambiental. Por el contrario, sin supervisión efectiva, existe el riesgo de externalidades ambientales, conflictos con comunidades locales y un déficit en la participación ciudadana en decisiones que afectan territorios.

Conclusiones

México cuenta con recursos renovables de clase mundial y capacidades técnicas sólidas, pero enfrenta un escenario de estancamiento por cambios regulatorios, rezagos en infraestructura y priorización estatal. Para avanzar en la transición energética, se requieren:

Aspecto técnico. La expansión enfrenta cuellos de botella en la red de transmisión, saturación de nodos y tiempos prolongados de interconexión. Persiste la ausencia de una estrategia integral de flexibilidad que incorpore almacenamiento, respuesta de la demanda, modernización del despacho y mejoras en pronósticos, lo cual restringe la integración de generación eólica y solar con niveles adecuados de confiabilidad.

Aspecto económico. Pese a que las energías renovables son competitivas en costo nivelado, la incertidumbre regulatoria incrementa el costo de capital y limita la inversión. La re-centralización reduce la competencia y debilita las señales de precio a largo plazo. En ausencia de mecanismos estandarizados de contratación (subastas, PPAs o contratos de capacidad/flexibilidad), el flujo de nuevos proyectos se ralentiza.

Aspecto regulatorio. La frecuencia de cambios normativos, la imprevisibilidad en permisos y la falta de claridad en torno a certificados de energía limpia, acceso abierto y reglas de despacho erosionan la confianza de los inversionistas. La priorización de esquemas con el Estado como contraparte única restringe la diversidad de actores y fuentes de financiamiento.

Aspecto social. Bien implementadas, las energías renovables generan empleo local y reducen costos para pymes y hogares. No obstante, la gestión social y ambiental insuficiente en fases tempranas genera resistencias comunitarias, mientras que la falta de certidumbre desalienta la consolidación de cadenas de suministro nacionales.

Aspecto ambiental. El ritmo actual no es consistente con las trayectorias requeridas de descarbonización del sector eléctrico ni con la mejora acelerada de la calidad del aire en regiones con alta dependencia termoeléctrica.

De no atender estos retos, México corre el riesgo de incumplir sus metas de transición energética y perder competitividad internacional.

Referencias

[1] Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva del Sector Eléctrico 2012–2026, México, 2012. Cap. 3 "Mercado eléctrico nacional 2000–2011".

[2] SENER, Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica 2016, México, 2017.

[3] México, "Ley de la Industria Eléctrica," Diario Oficial de la Federación, 11-Aug-2014.

[4] México, "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía," DOF, 20-Dec-2013.

[5] Comisión Federal de Electricidad (CFE), Ley de la Comisión Federal de Electricidad, México, 2014.

[6] Secretaría de Energía (SENER), PRODESEN 2017–2031: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, México, 2017.

[7] CENACE, Manual de organización general y atribuciones del MEM, México, 2016.

[8] Comisión Reguladora de Energía (CRE), "Funciones y atribuciones de la CRE," México, 2018.

[9] México, "Bases del Mercado Eléctrico," Diario Oficial de la Federación, 8-sep-2015.

[10] SENER/CENACE, "Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo," DOF, 17-jun-2016.

[11] SENER, Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica 2016, México, 2017.

[12] IMCO, "Hacia la transformación del mercado eléctrico mexicano: Generación distribuida," Instituto Mexicano para la Competitividad A.C., 2017.

[13] SENER, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2018), México, 2018.

[14] SENER, Balance Nacional de Energía 2018 (metodología y participación de energías limpias).

[15] México, "Ley de Transición Energética," Diario Oficial de la Federación, 24-dic-2015. Disponible: Cámara de Diputados (texto vigente y transitorios).

[16] SENER–INEGI, Balance Nacional de Energía 2023 (serie más reciente y participación en matriz de generación).

[17] COFECE, Los Certificados de Energías Limpias en la industria eléctrica: evaluación de la competencia, 2020–2021.

[18] DOF, "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica," 9-mar-2021. Disponible en: dof.gob.mx (consulta: ago. 2025).

[19] Cámara de Diputados, Ley de la Industria Eléctrica (compilación vigente, última reforma DOF 01-abr-2024). Disponible en: diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf.

[20] Senado de la República, "Dictamen de comisiones unidas sobre la reforma a la LIE (2021)," 2-mar-2021.

[21] Cámara de Diputados, Ley del Sector Eléctrico (LESE), Diario Oficial de la Federación, Mar. 18, 2025.

[22] CENACE, "Cancelación de la Cuarta Subasta de Largo Plazo (2019)," comunicados/nota periodística especializada.

[23] Secretaría de Economía (México), "México recibe solicitud de consultas (T-MEC)," 20-jul-2022.

[24] SENER, Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL), ediciones 2023–2024.

[25] CENACE, Informe de Tecnología de Generación de Referencia 2024 (preliminar).

[26] SENER, "Reporte de Avance de Energías Limpias 2024," [En línea]. Disponible:

[27] IMCO, "Estados Unidos solicita consultas con México por su política energética," 20-jul-2022.

[28] COFECE, "Acciones contra la Política de Confiabilidad del SEN (2020–2021)," comunicados oficiales.
[29] CFE, "Conferencia 15 de febrero de 2021: afectaciones por contingencia de gas y coordinación con CENACE," 2021.
[30]Centro Nacional de Control de Energía, "PRODESEN 2024-2038: Capítulos 1 al 6", México, 2024.
[31] IMCO staff, "Prodesen 2024-2038: El sistema eléctrico mexicano," Instituto Mexicano para la Competitividad, Ciudad de México, México, Jun. 6, 2024.
[32] Cámara de Diputados, Ley del Sector Eléctrico (texto vigente), DOF, 18-mar-2025. Disponible en: diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSE.pdf.
[33] Cámara de Diputados, LSE, artículos 42–47 sobre inversión mixta y producción de largo plazo.
[34] IMCO, "Es necesario acelerar las inversiones en el sector eléctrico", mayo 2025.
[35] Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), Infraestructura para un sistema eléctrico competitivo (2025–2030), mayo 2025.
[36] "Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad," Plataforma Nacional De Energía, Ambiente Y Sociedad.

Semblanza Autores

Jesús Daniel Paredes González. Estudiante de noveno cuatrimestre en Ingeniería en Energía, Universidad Politécnica de Sinaloa.

Eridani Segura Soto. Estudiante de noveno cuatrimestre en Ingeniería en Energía, Universidad Politécnica de Sinaloa.

Fátima Aspericueta Hernández. Estudiante de noveno cuatrimestre en Ingeniería en Energía, Universidad Politécnica de Sinaloa.

Carlos Ernesto Zatarain Rendón. Estudiante de noveno cuatrimestre en Ingeniería en Energía, Universidad Politécnica de Sinaloa.