

Rodrigo Palacios

Omar Masera

Luca Ferrari

Diana Canales



Futuros energéticos para México al 2050

El camino para una transición energética justa y sustentable



Futuros energéticos para México al 2050

El camino para una transición energética
justa y sustentable



GOBIERNO DE
MÉXICO



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

Rodrigo Palacios

Omar Masera

Luca Ferrari

Diana Canales

Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt)
Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace-ECC)
Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas)



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



PRONACES
ENERGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



PLANEAS
PLATAFORMA NACIONAL ENERGÍA, AMBIENTE Y SOCIEDAD



Corrección de estilo

Andrea González Márquez
Julio Alberto Montoya Lara

Diseño editorial

Arlen Hernández • tallerhojarasca.com
contacto@tallerhojarasca.com



Fotografías

Aji Styawan (p. 6)
Conahcyt (p. 76)
D. O'Donnell (p. 99)
Eliazar Parra Cardenas (pp. 3, 14)
Gobierno de la Ciudad de México (p. 97)
Gulshan Khan (p. 77)
Jimena L. Paz Navarro (portada,
pp. 7, 15, 19, 29, 30, 36, 42, 98, 105,
106, 125, 127, 141)
Joisey Showaa (p. 43)
Leandro Ciuffo (portada)
Marc A. Hermann (portada, p. 124)
National Ocean Service (p. 126)
Rajesh Kumar Singh (portada)
Raunaq Chopra (p. 130)
San Francisco Bicycle Coalition (p. 8)
Wikiray (p. 20)

Citar como: Palacios, R., Masera, O., Ferrari, L. y Canales, D. (2024). *Futuros energéticos para México al 2050. El camino para una transición energética justa y sustentable*. México: Pronace ECC-Conahcyt.

“Este cuaderno temático es producto de un proyecto apoyado por el Conahcyt en el año 2024. Los contenidos y el diseño editorial es responsabilidad de las y los colaboradores. El Conahcyt, con el fin de ampliar el acceso a los resultados y productos de los proyectos apoyados, difunde este documento sin que ello represente una postura institucional.”

ISBN en trámite.

Septiembre de 2024.

Siglas, acrónimos y unidades

APF	Administración Pública Federal
APSIM	Área Pública del Sistema de Información del Mercado
AZEL	Atlas de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias
BAU	Escenario <i>business as usual</i>
BCS	Biocombustibles sólidos
BNE	Balance Nacional de Energía
Cenace	Centro Nacional de Control de Energía
Cenagas	Centro Nacional de Control del Gas Natural
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
COA	Cédula de operación anual
Conagua	Comisión Nacional del Agua
Conapo	Consejo Nacional de Población
Conuee	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DMDU	<i>Decision making under deep uncertainty</i> (Toma de decisiones bajo profunda incertidumbre)
DOF	Diario Oficial de la Federación
ECV	Escenario de crecimiento verde
ENIGH	Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares
EVD	Escenario de energía para la vida digna
GD	Generación distribuida
GE	Generación eléctrica
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
ICM	Iniciativa Climática de México
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
Inecc	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
Inegi	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEGYCEI	Inventarios Nacionales de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental del Cambio Climático)
Irena	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)

MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Olade	Organización Latinoamericana de Energía
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión
Pemex	Petróleos Mexicanos
Planear	Herramienta de Planeación de la Transición Energética con Robustez
Planeas	Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad
Prodesen	Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional
Pronace-ECC	Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático
Rembio	Red Mexicana de Bioenergía
RHA	Regiones Hidrológico Administrativas
Segob	Secretaría de Gobernación
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Sener	Secretaría de Energía
Semarnat	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SIE	Sistema de Información Energética
SIM	Sistema de Información del Mercado
Sistrangas	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SGM	Servicio Geológico Mexicano
SNIEG	Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica
TJS	Escenario de transición energética justa y sustentable



Contenido

Resumen ejecutivo | **8**

Introducción | **14**

Contexto energético de México | **19**

Fuentes de información y metodología | **29**

Fuentes de información | **30**

Herramienta de Planeación de la Transición

Energética Robusta (Planear) | **33**

Escenarios energéticos de México | **42**

Supuestos generales | **46**

Escenario *business as usual* (BAU) | **50**

Escenario de crecimiento verde (ECV) | **55**

Escenario de energía para la vida digna (EVD) | **61**

Escenario de transición justa y sustentable (TJS) | **70**

Comparación de los escenarios | **77**

Consumo final | **78**

Sector energético | **81**

Producción de energía | **86**

Indicadores | **88**

Conclusiones y recomendaciones | **98**

Conclusiones | **99**

Recomendaciones de política pública | **102**



Glosario | **106**

Energéticos | **106**

Energéticos primarios | **106**

Energéticos secundarios | **111**

Procesos energéticos | **114**

Producción y oferta interna bruta de energía | **114**

Transformaciones | **115**

Consumo propio y pérdidas | **121**

Anexos | **125**

Listado de tablas | **126**

Listado de figuras | **127**

Referencias | **130**



Resumen ejecutivo

Este reporte presenta un análisis comprehensivo de cuatro posibles futuros o “imaginarios energéticos” para México en el periodo 2022-2050. Dicho ejercicio es urgente y necesario por dos razones. La primera es la aguda crisis socioambiental que experimentamos en la actualidad. La segunda es la necesidad de definir en qué consiste una transición energética justa y sustentable tanto a nivel internacional como en nuestro país.

Energía fósil, crecimiento económico y crisis civilizatoria

Nuestro planeta enfrenta una situación crítica en términos energéticos y socioambientales, descrita incluso como una “crisis civilizatoria”. Por un lado, enfrentamos una dificultad creciente para obtener la energía y las materias primas que sostienen el sistema industrial globalizado actual. Por otro lado, el cambio climático, la pérdida acelerada de biodiversidad, la contaminación y la destrucción de ecosistemas están comprometiendo seriamente la estabilidad y la habitabilidad del entorno natural que sustenta toda la vida en la Tierra. Además, el crecimiento económico de las últimas décadas ha incrementado la desigualdad tanto entre el norte y el sur global como al interior de cada país.

Para responder a esta encrucijada se requieren acciones inmediatas, contundentes y con visión de largo plazo. Esto implica repensar nuestro futuro, diseñar nuevos escenarios para el porvenir y desarrollar proyectos desde lo

local, con una visión global y orientados hacia el bien común. Al mismo tiempo, se deben respetar los límites biofísicos del planeta y buscar que tanto los impactos como los beneficios se repartan de manera justa y equitativa entre todas las personas que habitan el planeta a fin de asegurar un desarrollo sustentable para todas las generaciones. Proponer nuevos futuros para el sector energético es fundamental para abordar esta compleja tarea, ya que la energía no sólo está en la base de cualquier actividad económica y social, sino que desempeña un papel preponderante en los desafíos socioambientales actuales.

La situación en México

En México los combustibles fósiles proporcionan el 85 % de la energía total necesaria para mantener una vasta infraestructura industrial y de transporte. Sin embargo, tanto el petróleo como el gas natural han dejado en el pasado sus picos de producción, hace 20 y 15 años respectivamente. En este contexto, el declive en la producción de hidrocarburos, el continuo incremento de su costo de extracción y el impacto ambiental de su uso imponen el desafío de gestionar la disminución de la dependencia de estos recursos.

Para comprender la situación energética del país se deben considerar a su vez otras problemáticas. Desde 2015 México es importador neto de energía y tiene una dependencia creciente del gas natural de Estados Unidos, lo que perjudica severamente la soberanía energética. En cuanto al acceso a la energía, persiste una profunda desigualdad, ya que más de la mitad de la población vive en algún tipo de pobreza energética, mientras que el 10% más rico disfruta de niveles de vida comparables a los de las naciones más prósperas en términos económicos. Además, en la última década se ha impulsado de manera acelerada la integración energética y económica de México y Estados Unidos mediante la construcción de grandes proyectos de energía fósil y fuentes renovables, así como mediante la expansión de la minería. Este impulso ha generado crecientes conflictos con las comunidades locales que defienden sus territorios frente a este renovado extractivismo.

Cuatro escenarios futuros para México al 2050

En este reporte presentamos cuatro escenarios contrastantes sobre el futuro del sector energético mexicano para el periodo 2022-2050 con el fin de examinar de forma crítica sus implicaciones. Los escenarios son: 1) *business as usual* (BAU) —cuya traducción al español sería “negocios como siempre”—, 2) escenario de crecimiento verde (ECV), 3) energía para la vida digna (EVD) y 4) transición justa y sustentable (TJS).

El BAU es un escenario inercial construido con base en el consumo histórico de energía de 2010 a 2021. Asume que no habrá cambios significativos en los patrones de consumo, los equipos, ni el sistema de suministro energético del país, más allá de las tendencias históricas.

El ECV se alinea con los futuros energéticos presentados por agencias internacionales del sector. Supone una economía orientada al crecimiento con mejoras técnicas en la eficiencia de los dispositivos de uso final, una electrificación intensiva de la economía y una transición masiva a fuentes renovables, sobre todo a través de proyectos solares fotovoltaicos y eólicos a gran escala. En el ECV no se promueven políticas para disminuir la desigualdad actual en los consumos energéticos.

En contraste, los escenarios EVD y TJS utilizan un modelado energético de tipo *bottom up*, es decir, de abajo hacia arriba, donde el consumo final de energía resulta de la cobertura universal de servicios básicos para una vida digna —alimentación, transporte, vivienda, etc.—, cuyos requisitos energéticos se basan en principios de suficiencia, equidad, eficiencia, localización y colectividad. A partir de esto se construye todo el sistema energético priorizando fuentes renovables locales y la generación de energía distribuida. El EVD sigue estrictamente los requisitos energéticos para una vida digna estimados para México por Millward-Hopkins y colaboradores (2020). El TJS es una adaptación del EVD para incorporar las condiciones y los desafíos políticos y económicos de México.

La modelación de los escenarios se realizó con la herramienta Planeación de la Transición Energética Robusta (Planear), de acceso abierto, diseñada para incorporar la incertidumbre inherente a este tipo de proyecciones. Planear permite generar escenarios bajo distintos supuestos del sistema energético para evaluar los futuros posibles y sus impactos tanto ambientales como sociales. En este sentido, la herramienta considera no sólo las necesidades energéticas, sino las tecnologías y los energéticos con las que se cubren, así como las transformaciones y procesos del sistema energético.

Resultados

Los resultados muestran que, en el escenario BAU, la producción de energía fósil —sobre todo hidrocarburos— se reduce un poco, de 6,966 petajoules (PJ) en 2021 a 6,418 PJ en 2050, y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) no presentan reducciones significativas, ya que pasan de 512 millones de toneladas métricas equivalentes de dióxido de carbono (MtCO₂e) a 504 MtCO₂e en el mismo periodo. Bajo el ECV, aunque prácticamente no hay cambios en el consumo de energía, una importante electrificación del consumo final junto con la transición de la matriz eléctrica permiten alcanzar una reducción del 46.88% respecto al BAU en las emisiones de GEI, con 272 MtCO₂e en 2050; esto último implica la expansión del parque de generación eléctrica hasta los 332,568 gigavatios (GW), 2.34 veces la capacidad instalada en 2021.

Sin embargo, en ambos casos los requerimientos de energéticos fósiles —BAU— y de materiales —ECV— contrastan con la disponibilidad de estos recursos a futuro. Esto no sucede en los escenarios EVD y TJS, donde se impulsa la soberanía energética y se garantizan estándares de vida dignos para toda la población mexicana dentro de los límites de disponibilidad de dichos insumos.

Los escenarios EVD y TJS para 2050 presentan respectivamente una reducción del consumo total de energía del 62.80% y el 44.80% en comparación con los datos de 2021. Con ello, permiten una reducción de emisiones más ambiciosa que el ECV, alcanzando emisiones totales de 15 MtCO₂e y 62 MtCO₂e en 2050. Más aún, EVD y TJS incrementan la soberanía energética y consiguen la independencia neta a principios de la década de 2030. Las reducciones se obtienen sobre todo mediante cambios sistémicos relacionados con una disminución en el consumo de la población con ingresos medios y altos, la regionalización de la economía, el impulso al transporte público, viviendas de bajo consumo energético —diseñadas con base en principios bioclimáticos, materiales locales, aislamiento térmico y equipos eficientes de uso final— y una reestructuración de los sectores industrial y agrícola orientada a priorizar la satisfacción de las necesidades internas sobre las exportaciones.

El EVD y el TJS también suponen una disminución drástica de la contribución de los combustibles fósiles a la oferta interna bruta, que pasaría del 89% en 2021 al 10% y 28% en 2050, respectivamente. En ambos escenarios, se prioriza la diversificación de las fuentes que integran la matriz energética —se incluyen biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos producidos de forma

sustentable, energía solar térmica y fotovoltaica, así como energía hidráulica, geotérmica y eólica— y se da preferencia a instalaciones pequeñas y medianas adaptadas a los recursos disponibles en cada región. También encontramos que es posible una reducción significativa de la demanda energética de los sectores del transporte —vía la electrificación orientada al uso público— y de la industria. Además, en los dos escenarios más del 12% de la demanda eléctrica total se cubre con generación distribuida, sobre todo a través de proyectos comunitarios y cooperativos.

Nuestros resultados confirman que los escenarios BAU y ECV no son sostenibles debido a sus altas emisiones de GEI, dependencia energética e inequidad. Ello reafirma la necesidad de cambios sistémicos en nuestra relación con la energía, políticas públicas que aseguren la participación de la sociedad en el sistema energético y un enfoque tanto redistributivo como de justicia social, implícitos en los escenarios EVD y TJS. En el contexto de un país del sur global como México, encontramos que, en principio, es posible lograr un sistema energético más eficiente y sustentable que permita alcanzar metas de justicia socioambiental.

En particular, dadas las características específicas de nuestro país, el escenario TJS representa la apuesta más viable en términos técnicos, económicos y sociales para construir un porvenir más sostenible en México en el largo plazo: un futuro orientado al bien común, que prioriza a los sectores más vulnerables, que garantiza a toda la población estándares de vida dignos, y que afronta los retos ambientales globales del planeta.

Conclusiones y recomendaciones

La transición esbozada en el escenario TJS implica: 1) cambios profundos en nuestra relación con la energía, sobre todo en la forma en que nos movemos y transportamos; 2) replantear las tendencias internacionales de relocalización corporativa (*nearshoring*), así como asumir las contradicciones geopolíticas que se derivan de ello; y 3) abandonar el imaginario colectivo del crecimiento infinito en un mundo finito por una búsqueda del bienestar común dentro de los límites biofísicos de nuestro planeta a través de una organización socioeconómica más descentralizada, diversa, cooperativa, resiliente y en armonía con la naturaleza.

Consolidar este escenario requiere acciones a corto plazo que sienten las bases de la transición, que impulsen la implementación tanto de programas como de estrategias para iniciar el proceso, y que desarrollen condiciones habilitadoras para los cambios sistémicos. Entre dichas acciones cabe destacar:

- Establecer a nivel constitucional el acceso a la energía mínima para la vida digna como un derecho habilitador de los derechos humanos.
- Impulsar políticas públicas para asegurar la equidad en el acceso a los servicios energéticos, así como reformas fiscales y subsidios para limitar el uso de combustibles fósiles, reducir los consumos suntuarios y garantizar el uso eficiente de la energía.
- Reformar la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) para promover la participación del sector social como *prosumidores* —productores y consumidores— de energía distribuida.
- Alinear las políticas sectoriales nacionales, estatales y municipales hacia el desarrollo de infraestructuras y capacidades locales, incluyendo la gestión de proyectos comunitarios.
- Fomentar la innovación y la investigación con incidencia mediante el desarrollo de programas transdisciplinarios a largo plazo, orientados al bien común, a resolver las prioridades energéticas nacionales y a detonar el desarrollo participativo de tecnología nacional adaptada a los contextos socioculturales locales.
- Robustecer la planeación energética, en especial la de largo plazo, para actualizar y adaptar las estrategias de transición energética en un contexto cambiante, bajo la rectoría del Estado.

Introducción





Introducción

La situación socioambiental que enfrenta nuestro planeta está acercándose a un punto crítico de no retorno. La civilización industrial, sostenida en gran medida por el uso de combustibles fósiles, está superando los límites planetarios fundamentales, lo que amenaza la capacidad de la Tierra para sostener la vida (Rockström *et al.*, 2009). El cambio climático, la pérdida acelerada de la biodiversidad, la deforestación y otras formas de alteración del uso del suelo, el derroche de agua, los desequilibrios en los ciclos de nitrógeno y fósforo, así como la contaminación química y de microplásticos están comprometiendo seriamente la estabilidad y la habitabilidad del entorno natural que sustenta toda la vida en la Tierra (Richardson *et al.*, 2023).

Esta realidad nos obliga a reconsiderar el modelo de crecimiento ilimitado que, aunque ha propiciado el desarrollo y el progreso tecnológico y económico, es inherentemente insostenible en un planeta de recursos finitos. En esta coyuntura, es esencial reemplazar nuestra definición de desarrollo por una que respete los límites ecológicos y promueva la armonía entre nuestras actividades, el medio ambiente y la sociedad, con miras a asegurar un futuro viable para las generaciones venideras (Cairns, 1998).

Un cambio de trayectoria de esta naturaleza es fundamental por diversos motivos. En primer lugar, porque el aumento constante del consumo conlleva una expansión continua de nuestra huella ecológica, la cual, al haber sobrepasado la capacidad de carga sostenible de la Tierra, deteriora los sistemas ecológicos de los que dependemos para nuestra supervivencia a largo plazo (Agbede *et al.*, 2021; Bradshaw *et al.*, 2021; Galli *et al.* 2012).

En segundo lugar, porque la percepción de un crecimiento económico infinito fue posible en gran medida gracias a la disponibilidad de energía concentrada y

relativamente barata proveniente de los combustibles fósiles (Steffen *et al.*, 2015). Sin embargo, hoy en día estas fuentes de energía no renovables enfrentan costos crecientes y desafíos cada vez mayores para su extracción, lo que limita la capacidad de expansión de la economía real y revela los límites inherentes de un modelo de crecimiento basado en recursos finitos (Tverberg, 2012; Fizaine y Court, 2016; Hall *et al.*, 2018).

En tercer lugar, las evidencias muestran que, lejos de disminuir la pobreza, el crecimiento económico de las últimas décadas ha incrementado la desigualdad tanto entre los países como en su interior (Hickel, 2017; Hickel *et al.*, 2022). Este aumento de la desigualdad representa un obstáculo para la implementación efectiva de cualquier política de descarbonización, ya que el reparto dispar de los beneficios del crecimiento dificulta la adopción de medidas sostenibles y equitativas (Oswald *et al.*, 2020; Millward-Hopkins, 2020).

En otras palabras, nos enfrentamos a una situación en la que están siendo amenazadas la continuidad y estabilidad de los fundamentos y estructuras básicas de nuestra civilización. Este tipo de crisis civilizatoria requiere acciones inmediatas, contundentes y de largo plazo. Por ello, es crucial repensar nuestro futuro, diseñar nuevos escenarios para el porvenir y desarrollar proyectos globales orientados hacia el bien común y dentro de los límites biofísicos del planeta a fin de asegurar un desarrollo sostenible y equitativo para todas las generaciones.

El sector energético es una pieza crucial para abordar esta compleja tarea. Esto se debe no sólo a que la energía está en la base de cualquier actividad de la economía y la sociedad, sino a que es un factor clave tanto en los desafíos socioambientales actuales como en la perpetuación de las desigualdades sociales.

Ante el panorama actual, es necesario explorar y debatir las diversas perspectivas propuestas para el futuro del sector energético. Además del enfoque tradicional —*business as usual*—, diversas organizaciones multinacionales (IEA, 2021, 2022 y 2023; Irena *et al.*, 2022; Olade, 2019) proponen escenarios de *crecimiento verde*, basados en impulsar una serie de transformaciones tecnológicas que permitan mantener el *status quo* económico y social. Sin embargo, estos enfoques —además de plantear serias dudas en términos de los requerimientos de materias primas y energía para su implementación— a menudo no abordan de forma adecuada las problemáticas de justicia social y degradación ambiental, y perpetúan una visión neocolonial sobre el sur global (Hickel *et al.*, 2022).

Como contrapartida, diversas propuestas de *postcrecimiento* están ganando fuerza a nivel internacional (Kallis *et al.*, 2020). Aunque dentro de este concepto se enmarcan corrientes muy diversas, en general lo que se busca es redefinir el imaginario de nuestra sociedad futura al quitarle centralidad al crecimiento económico y del consumo como meta en sí misma para concentrar los esfuerzos en lo que se ha llamado una “abundancia justa y frugal” (Kallis *et al.*, 2020). En otras palabras, el objetivo es alcanzar una sociedad basada en la cooperación, lo colectivo, lo comunitario, la solidaridad, la simplicidad, la suficiencia y la equidad, entre otros principios, donde existirán condiciones de vida dignas para todas las personas, respetando los límites biofísicos del planeta (Beling *et al.*, 2018).

Todas las propuestas enfatizan la necesidad de un decrecimiento de las economías del norte global (Hickel *et al.*, 2022), pero todavía no se ha definido con claridad de qué manera estas estrategias podrían aplicarse al sur global. Desde esta última región, las propuestas alternativas se han articulado en torno a lo que se conoce como el *buen vivir*, que tiene sus orígenes en las culturas indígenas de Latinoamérica, retoma los valores comunitarios y aspira a desarrollar economías más localizadas, autogestivas, diversas y populares.¹

En particular, es necesario todavía un debate profundo y crítico sobre cómo reimaginar el sector energético de manera que promueva la justicia social y la sostenibilidad ambiental en todo el mundo. En las discusiones actuales aún falta comprender a cabalidad las implicaciones materiales y, sobre todo, energéticas de estas transiciones hacia nuevos modelos de desarrollo. Dentro del sur global queda abierta la pregunta de hasta qué punto es posible reducir las desigualdades, proporcionar suficientes servicios energéticos y desarrollar infraestructura esencial para garantizar la salud, la educación y el trabajo digno, sin aumentar la huella ecológica (Marchand y Héroult, 2019). El presente cuaderno temático busca abordar estas preguntas cruciales y contribuir a un diálogo más profundo sobre cómo México puede avanzar hacia un futuro energético más equitativo y sostenible.

Nuestro país representa un caso de estudio ideal debido a su posición como la décima economía mundial, donde los combustibles fósiles proporcionan el 85 % de la energía total necesaria para mantener una vasta infraestructura industrial y de transporte (Sener, s.f.). Esta dependencia energética coexiste

¹ Para una discusión más general sobre las diferentes perspectivas y propuestas relacionadas con el decrecimiento y el buen vivir, véanse por ejemplo Beling y colaboradores (2018), así como Tornel (2024).

con una profunda desigualdad, ya que más de la mitad de la población vive en algún tipo de pobreza energética, mientras que el 10% más rico disfruta de niveles de vida comparables a los de las naciones más prósperas (García Ochoa y Graizbord, 2016; Vera *et al.*, 2021; Soriano-Hernández *et al.*, 2022). Además, existe una fuerte presión para acelerar la integración energética y económica con Estados Unidos, mediante la construcción de proyectos de energía fósil, renovable y de expansión minera. Este impulso ha generado crecientes conflictos con las comunidades locales que defienden sus territorios frente a la explotación de recursos.

En este reporte hemos desarrollado cuatro escenarios contrastantes sobre el futuro del sector energético mexicano para el año 2050 con el fin de examinar de forma crítica sus implicaciones (tabla 1). Los escenarios son: 1) una trayectoria tendencial o *business as usual* (BAU) —cuya traducción al español sería “negocios como siempre”—, 2) un futuro alineado con el crecimiento verde (ECV), 3) un escenario basado en estándares universales para una vida digna (EVD) —conforme al enfoque de Millward-Hopkins y colaboradores (2020)— y 4) un escenario inspirado en los principios del buen vivir, adaptado al contexto de México, con el que se busca vislumbrar cómo podría ser una transición justa y sustentable (TJS) en nuestro país.

TABLA 1. Descripción sintética de los escenarios del estudio

Escenario	Racional
<i>Business as usual</i> (BAU)	Tendencias con base en el consumo histórico de energía, sin cambios significativos en los patrones de consumo, los equipos, ni el sistema de suministro energético.
Escenario de crecimiento verde (ECV)	Visión de las proyecciones de crecimiento verde desarrolladas por agencias internacionales (IEA, 2021, 2022 y 2023; Irena, 2022; Olade, 2019) para México.
Energía para la vida digna (EVD)	Basado en la estimación de requerimientos energéticos necesarios para una vida digna (Millward-Hopkins <i>et al.</i> , 2020).
Transición justa y sustentable (TJS)	Creado con base en la evaluación de los escenarios previos, en el contexto de las realidades climáticas, sociales, geográficas, políticas y económicas de México.

Fuente: elaboración propia.

Contexto energético de México





Contexto energético de México

Para construir escenarios futuros viables y estratégicos para el sector energético de México, antes es fundamental conocer el contexto actual del sistema energético del país. Esto incluye una comprensión detallada de la producción de energía, las infraestructuras existentes y sus condiciones operativas, así como de los patrones de consumo energético.

Sin esta base de conocimiento, cualquier planificación carecería de solidez y podría generar escenarios poco realistas o ineficaces. Es esencial evaluar la infraestructura energética para identificar fortalezas y debilidades, así como las áreas que requieren mejoras o inversiones. Además, es crucial comprender los patrones de consumo energético —cómo y para qué se consume la energía—, ya que esto permitirá identificar tendencias y prever futuras necesidades. Asimismo, es importante considerar los recursos naturales disponibles, las políticas tanto energéticas como ambientales vigentes, así como los factores económicos y sociales que influyen en el sector.

Toda la información detallada que se presenta en esta sección se puede consultar en el repositorio digital.² Este conocimiento integral del sistema energético de México es la base para diseñar futuros que sean no sólo posibles, sino también sostenibles y adaptados a las necesidades del país.

Para empezar, la producción energética en México ha estado dominada por combustibles fósiles, en especial los hidrocarburos. Durante la última década, más del 80% de la producción energética anual ha proveniendo de estas fuentes (figura 1). Sin embargo, tanto el petróleo como el gas natural han superado

² El repositorio digital se encuentra disponible en este enlace: <https://sites.google.com/view/escenarios-mx2050/Inicio>

sus picos de producción, hace 20 y 15 años respectivamente. Este declive en la producción impone el desafío de gestionar la disminución de estos recursos y afrontar el continuo aumento de los costos de extracción (Ferrari *et al.*, 2024).

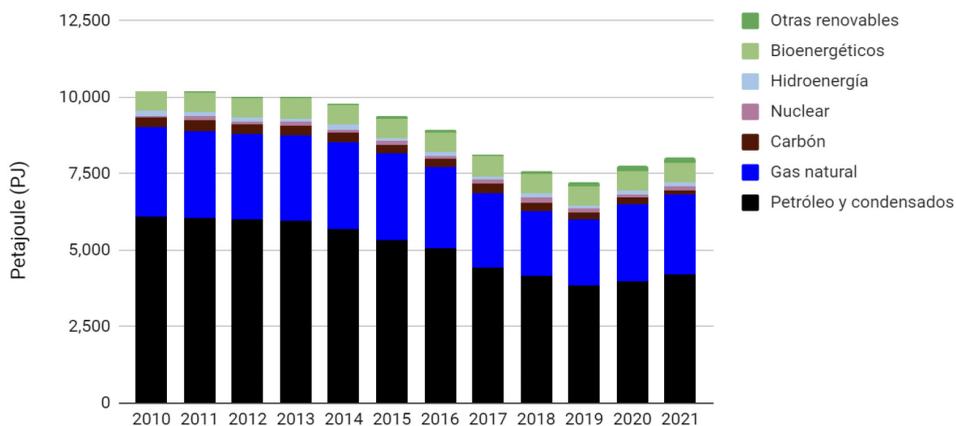


FIGURA 1. Producción de energéticos en el periodo 2010-2021. Nota: la categoría “bioenergéticos” incluye bagazos, leña, biogás, carbón vegetal y biocombustibles sólidos procesados; “otras renovables” incluye radiación solar, energía eólica y bioenergía.³ Fuente: elaboración propia con datos de Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.).

Durante este mismo periodo, la producción de carbón también disminuyó en un 55.12%. Sin embargo, este descenso ha tenido un impacto menor en el sistema energético debido a la baja participación del carbón en la matriz energética del país. En cuanto a otros recursos, la producción de energía hidroeléctrica y bioenergética se ha mantenido estable. Por otro lado, la producción de energía a partir de otras fuentes renovables —sobre todo eólica y solar— se ha multiplicado más de cinco veces respecto a la de 2010, al pasar de 36 PJ a 187 PJ en 2021. No obstante, su contribución a la producción de energía primaria sigue siendo limitada, con un aumento del 0.35% al 2.32%.

³ La información detallada está disponible en el repositorio: https://sites.google.com/view/escenarios_mx2050/Inicio

El declive de la producción petrolera ha conllevado a una reducción en las exportaciones de energéticos, ya que el petróleo representaba más del 85 % de las exportaciones energéticas del país cada año. En paralelo, la producción de gas natural disminuyó un 26.78 % hasta 2019, año a partir del cual ha mostrado un leve aumento. Este declive, combinado con la política de promover el gas seco como la principal fuente de energía para la generación eléctrica, ha llevado a un incremento significativo en la importación de gas seco desde Estados Unidos. Entre 2010 y 2021, las importaciones aumentaron un 273 %, al pasar de 578.97 PJ a 2,162.13 PJ.

Como se observa en la figura 2, la combinación de estas tendencias ha provocado una notable disminución en el índice de independencia energética⁴ de México durante este periodo. En 2010, éste era de 1.17, lo que indica que la producción de energéticos superaba en un 17 % la oferta interna bruta. Sin embargo, este índice ha disminuido hasta 0.81 en 2021, lo que refleja que México es ahora importador neto de energía. En este contexto, un valor de 1 significa que el país produce toda la energía que consume, mientras que un valor inferior indica una dependencia de las importaciones energéticas.

La oferta interna bruta de energía ha crecido un 13.84 % entre 2010 y 2021, y ha mantenido una dependencia casi constante de los combustibles fósiles, que han representado entre el 90 % y 92 % de la oferta total. Una excepción notable fue 2020, cuando por la pandemia de COVID-19 la participación de los combustibles fósiles se redujo al 89.54 %. Como se muestra en la figura 3, el petróleo y los productos refinados, han seguido desempeñando un papel dominante en la oferta interna bruta, aunque su participación se ha reducido en un 5.86 %. En términos absolutos, esto sólo representa una disminución de 56 PJ. Es importante señalar que mientras la participación del petróleo ha disminuido —lo que refleja la reducción de la refinación nacional—, ha habido un aumento en las importaciones de diésel y gasolina, y en menor medida de las de coque de petróleo, gas licuado de petróleo (GLP) y queroseno. Por otro lado, la participación del gas ha aumentado en un 8.96 % impulsado sobre todo por el gas seco, cuya participación creció un 293.84 % entre 2010 y 2021.

⁴ Para todo el estudio se calcula la independencia energética como el cociente entre la producción de energéticos y la oferta interna bruta, sin considerar exportaciones —es decir, la energía consumida, junto con la transformada, los consumos propios del sector y las pérdidas—, dado que ni en las distintas versiones del *Balance Nacional de Energía* ni en el Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG, s.f.) se detalla la metodología oficial con el detalle suficiente para ser replicada sin realizar una doble contabilidad en el proceso. La información detallada está disponible en el repositorio: <https://sites.google.com/view/escenariosmx2050/Inicio>

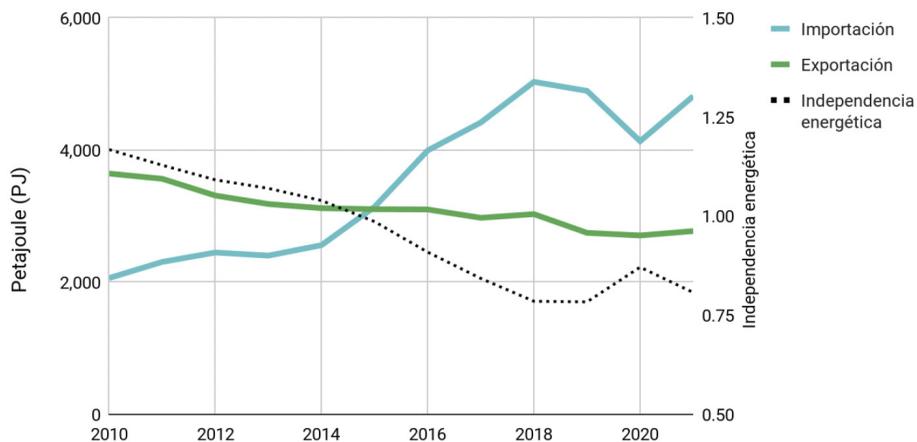


FIGURA 2. Comercio exterior de energía en el periodo 2010-2021. Fuente: elaboración propia con datos de Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.).

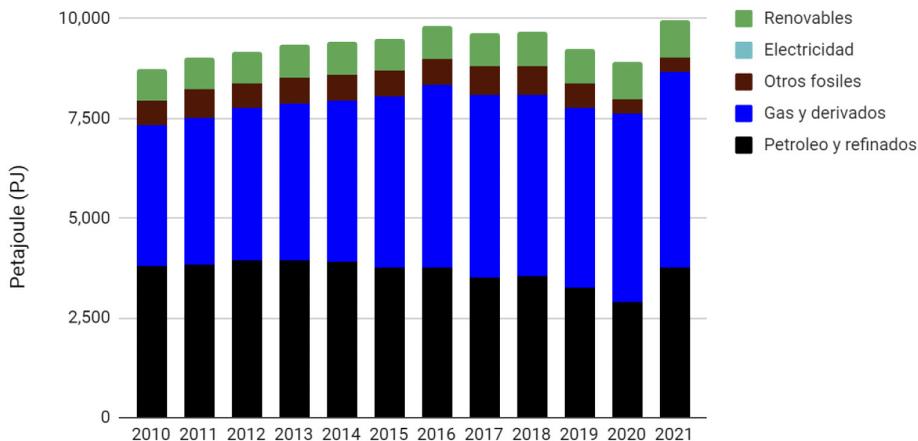


FIGURA 3. Oferta interna bruta en el periodo 2010-2021. Nota: la categoría “petróleo y refinados” incluye petróleo, coque de petróleo, gasolina, queroseno, y diésel.⁵ Fuente: elaboración propia con datos de Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.).

⁵ La información detallada está disponible en el repositorio: https://sites.google.com/view/escenarios_mx2050/Inicio

En cuanto a la transformación de energéticos, las tres principales actividades que se dedican en exclusivo a procesar combustibles fósiles han experimentado una reducción significativa en su procesamiento durante esta década. Esta disminución ha afectado en particular a los hornos y coquizadoras de carbón, con una reducción en su actividad del 76.75%. Al mismo tiempo, las refinerías y las despuntadoras, junto con las plantas de gas y las fraccionadoras, han reducido su actividad en un 48.11% y un 34.53%, respectivamente. En términos absolutos, esta reducción equivale a casi 2 mil PJ de procesamiento menos, lo que representa alrededor del 40.66% de la energía importada en 2021.

El sector eléctrico mexicano ha experimentado un notable aumento tanto en infraestructura como en capacidad de transformación — generación eléctrica. La capacidad instalada ha crecido de 56,604 megavatios (MW) en 2010 a 99,569 MW en 2021, lo que representa un incremento del 75.90%. Esto se debe sobre todo a la adición de centrales de ciclo combinado, que han añadido más de 23 GW, un incremento del 130% en comparación con 2010. Además, se ha visto un significativo aumento en la capacidad de energía solar fotovoltaica y eólica, con adiciones de 6,830 MW y 6,068 MW, respectivamente.

Esta transición hacia el gas como principal fuente de generación eléctrica también se refleja en los patrones de generación y consumo de combustibles (figura 4). Las centrales en las que predomina el uso de gas seco⁶ han incrementado su participación en la generación neta del 49.19% en 2010 al 61.03% en 2021. Este aumento y la creciente demanda eléctrica han llevado a que el consumo de gas natural para generación eléctrica aumente 672.58 PJ, lo que equivale a un incremento del 59.89% respecto a 2010. Por otro lado, la energía solar fotovoltaica y eólica han alcanzado una participación del 11.61% en 2021, un avance significativo si se considera que en 2010 su contribución era apenas del 0.47%.

⁶ Centrales de ciclo combinado y turbogás.

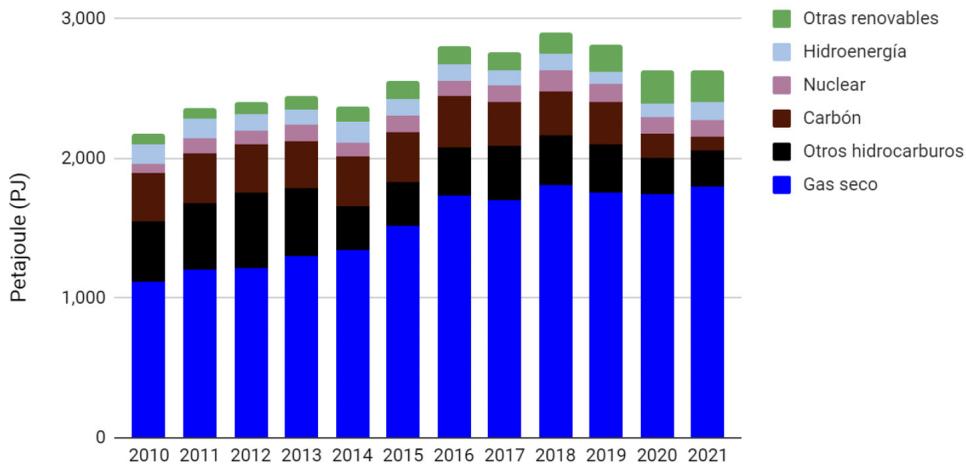


FIGURA 4. Consumo energético para generación eléctrica en el periodo 2010-2021.

Nota: la categoría "otros hidrocarburos" incluye coque de petróleo, GLP, diésel, y combustóleo; "otras renovables" incluye radiación solar, energía eólica, geoenergía, bagazos y biogás.⁷

Fuente: elaboración propia con información de Deniau y colaboradores (2024), ICM (s.f.), Palacios y colaboradores (2022), así como Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.).

Los productos energéticos resultantes de estas transformaciones y la parte de la oferta interna bruta no consumida en los procesos de transformación —después de descontar el consumo propio del sector energético y las pérdidas en transporte, transmisión y distribución— permiten satisfacer el consumo final de energía en el país.

En el análisis del consumo final de energía, los sectores de transporte e industria son los más significativos, ya que representan en conjunto entre el 72% y el 77% del consumo final (figura 5). En particular el sector transporte en México ha tenido una participación muy alta, que oscila entre el 41% y el 48% del consumo final de energía, en comparación con un promedio internacional del 30.18% (Sener, 2023). Esta alta participación puede atribuirse a varios factores, como la vasta extensión territorial del país, la escasa infraestructura ferroviaria y las políticas de movilidad que favorecen el uso de vehículos particulares.

⁷ La información detallada está disponible en el repositorio: https://sites.google.com/view/escenarios_mx2050/Inicio

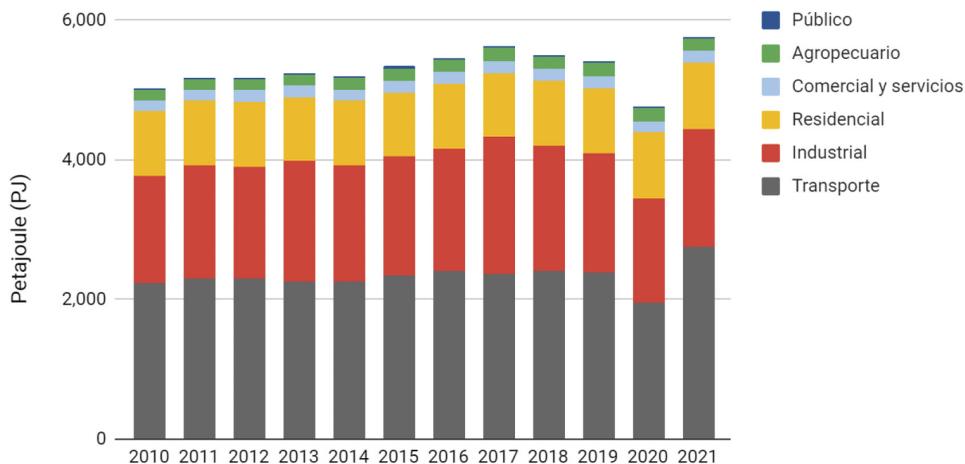


FIGURA 5. Consumo final energético por sector en el periodo 2010-2021. Fuente: elaboración propia con información de Cepal (2018), CFE (2018 y 2022), Conagua (2021), ICM (s.f.), Conuee (2019), Inegi (2018a, y 2019), Palacios y colaboradores (2022), Semarnat (2017) y Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.).

El sector residencial en México ha mantenido un nivel de consumo casi constante en los últimos años. Sin embargo, debido al crecimiento de la población, el consumo doméstico per cápita ha disminuido de 8.33 GJ/persona a 7.35 GJ/persona, a pesar de los altos subsidios a diversos productos energéticos (Labeaga *et al.*, 2020). Alrededor del 40% de la población vive en pobreza energética, una cifra que aumenta al 75% en las áreas rurales (García-Ochoa y Graizbord, 2016). La figura 6 ilustra el porcentaje de hogares en situación de pobreza energética. Además, existen significativas inequidades en el consumo de energía y en los impactos ambientales entre diferentes estratos económicos, y las disparidades son aún más pronunciadas en las comunidades indígenas y entre hombres y mujeres (Guzmán-Rosas, 2022 y 2023).

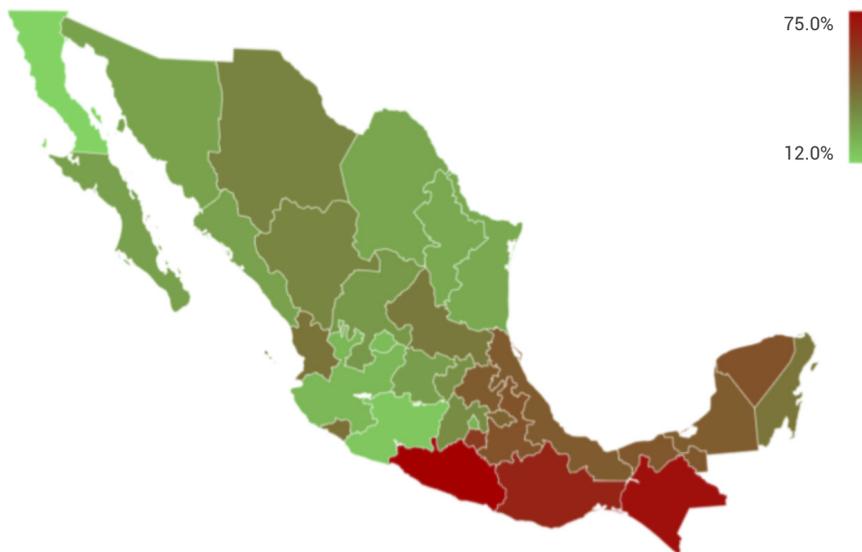


FIGURA 6. Hogares en situación de pobreza energética. Fuente: elaboración propia con información de García-Ochoa y Graizbord (2016).

Los patrones de consumo energético también tienen grandes consecuencias ambientales. México se encuentra en el décimo lugar en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las cuales sólo han disminuido 5 % desde su pico en 2016 (figura 7). Además, el país ocupa el cuarto lugar entre los más contaminantes del mundo en términos de emisiones de dióxido de azufre (SO₂) (Daniha y Myllyvirta, 2019).

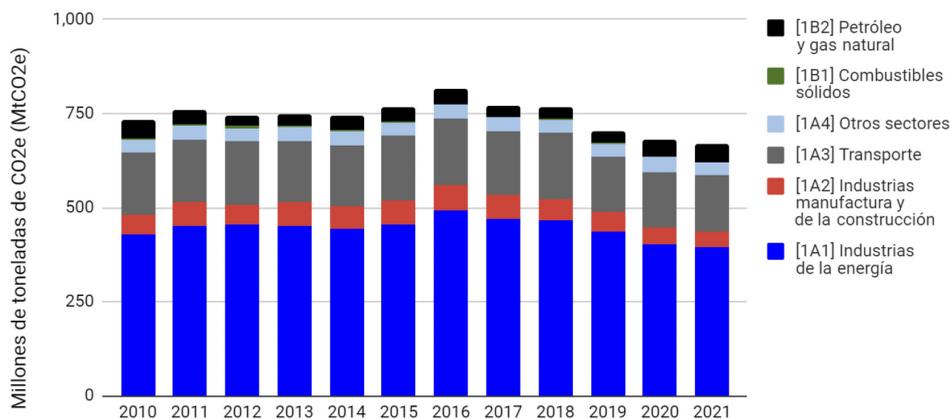


FIGURA 7. Emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría “[1] Energía 2010-2021”.

Fuente: elaboración propia con información de Inecc (s.f. y s.f.a).

Dada esta situación, hoy más que nunca es necesario explorar escenarios futuros para el sistema energético de México, así como analizar sus impactos e implicaciones sociales y ambientales. Esto permitirá desarrollar estrategias para abordar las desigualdades en el consumo de energía y mitigar los impactos negativos en el medio ambiente.

Fuentes de información y metodología





Fuentes de información y metodología

Fuentes de información

Las fuentes de información utilizadas en este estudio se dividen en dos grandes categorías: 1) registros históricos y 2) proyecciones futuras y supuestos. Los registros históricos provienen sobre todo de fuentes oficiales, complementadas con estudios académicos en áreas específicas. Las fuentes de información para proyecciones futuras y supuestos incluyen prospectivas oficiales, estudios y escenarios de literatura gris, tanto internacionales como nacionales, así como publicaciones académicas.

Para integrar las fuentes históricas, se identificaron doce entidades gubernamentales: tres secretarías de la Administración Pública Federal (APF), tres organismos públicos descentralizados, dos organismos reguladores coordinados en materia energética, dos empresas productivas del Estado, un organismo público autónomo, un órgano administrativo desconcentrado y una entidad del gobierno Federal. Además, se incorporaron investigaciones académicas. A continuación, se detallan estas entidades y los aportes de cada una (figura 8).

La Secretaría de Energía (Sener) es la principal fuente de información del sector. Por un lado, mantiene y actualiza dos plataformas digitales: el Sistema de Información Energética (SIE) (Sener, s.f.) y el Atlas de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL)⁸ (Sener, s.f.a). Por otro, publica cada año en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF) los poderes caloríficos

⁸ En la actualidad no está disponible.

para cada energético, el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (Prodesen) y el Balance Nacional de Energía⁹ (BNE).

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) es responsable de emitir las cédulas de operación anual (COA) y publicar los inventarios nacionales de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (INEGyCEI).

La Secretaría de Gobernación (Segob) fue la encargada de publicar los poderes caloríficos hasta 2017.

En cuanto a los tres organismos públicos descentralizados, estos reportan información de alta calidad en áreas específicas. El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) publica cada año el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT); además, mantiene y actualiza el Sistema de Información del Mercado (SIM) (Cenace, s.f.). El Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas) reporta la operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas). Por último, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) reporta tanto la evolución de la producción como las perspectivas futuras.

Entre los organismos reguladores coordinados en materia energética, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) gestiona los permisos de generación eléctrica y reporta cada semestre la evolución de la generación distribuida (GD), mientras que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) reporta periódicamente la producción de hidrocarburos.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), a través de su subsidiaria CFE Suministro de Servicios Básicos, informa cada año sobre el número de usuarios que adquieren energía eléctrica, pero sólo a través de tarifas reguladas, lo que no incluye a los usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y otras modalidades de consumo.

Petróleos Mexicanos (Pemex) reporta mensualmente las producciones de petróleo y gas, así como la producción de energéticos secundarios en sus plantas transformadoras.

El Consejo Nacional de Población (Conapo) y el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi) proporcionan datos históricos sobre población y viviendas, respectivamente.

⁹ Si bien el BNE reporta los balances energéticos: 1) existen rubros de información que no son consistentes con otras fuentes directas; 2) presenta categorizaciones administrativas poco útiles para un análisis sistémico; y 3) en algunos rubros es más amplio el nivel de detalle de la información disponible en otras fuentes.

También se incluyen diversos estudios de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee).

En la figura 8 se presenta un esquema del mapeo de las fuentes históricas de información. Las que se utilizaron para las proyecciones futuras se detallan en cada escenario para mayor claridad.

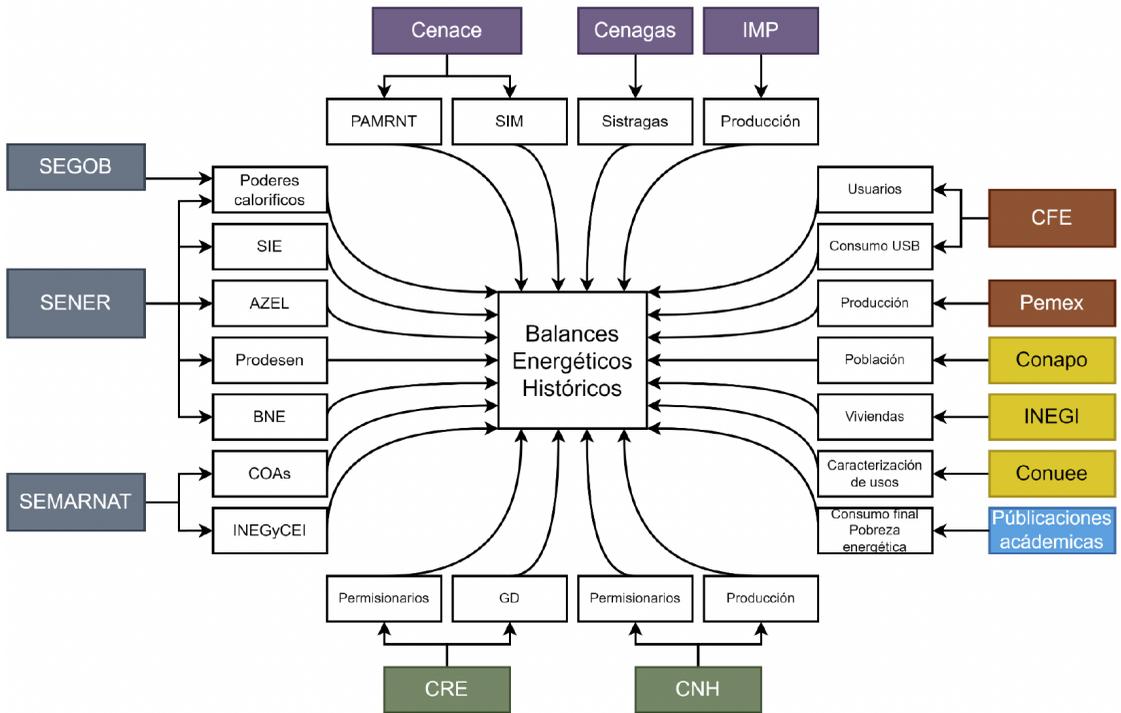


FIGURA 8. Mapeo de fuentes históricas de información. Fuente: elaboración propia.

Herramienta de Planeación de la Transición Energética Robusta (Planear)

La herramienta de Planeación de la Transición Energética Robusta (Planear) es un generador de modelos diseñado para incorporar la incertidumbre inherente a las proyecciones energéticas. Planear no sólo considera los grados o niveles de los supuestos, sino también la forma de definir el modelo y sus restricciones.

Tradicionalmente, las herramientas y modelos de planeación energética y eléctrica optimizan un futuro basado en un amplio conjunto de supuestos predeterminados, lo que se podría denominar un futuro ideal. En contraste los modelos de optimización robusta bajo incertidumbre (*DMDU*, por sus siglas en inglés) evalúan un amplio conjunto de escenarios posibles, lo que permite a las y los tomadores de decisiones identificar riesgos, oportunidades y vectores clave para alcanzar los objetivos. Esto aumenta la resiliencia de las políticas públicas al ofrecer soluciones más flexibles y mejorar la comprensión del problema a través de un proceso participativo estructurado o semiestructurado.

Planear está integrada por siete módulos (figura 9). Los correspondientes a la configuración e insumos alimentan el bloque principal, compuesto por: producción, sistema energético, consumo final e indicadores. A excepción del módulo de indicadores, los otros tres tienen relaciones bidireccionales que las y los usuarios pueden configurar de manera distinta para cada escenario desarrollado. Por último, este bloque alimenta el módulo de visualización, donde se pueden contrastar las trayectorias, resultados e indicadores. Para más detalle de la herramienta de planeación consultar el anexo “Modelación Planear”.¹⁰

¹⁰ El anexo “Modelación Planear” se encuentra disponible en este enlace: <https://sites.google.com/view/escenariosmx2050/Inicio>

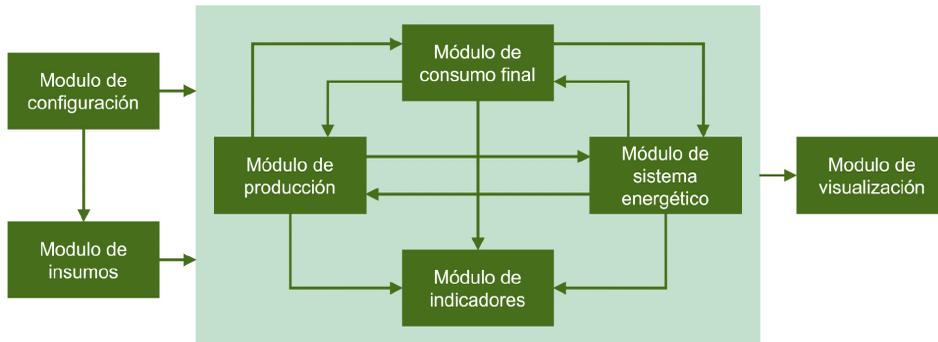


FIGURA 9. Estructura modular de la herramienta de Planeación de la Transición Energética Robusta. Fuente: elaboración propia.

Módulo de configuración general

El módulo de configuración general permite a las y los usuarios establecer los elementos fundamentales para la creación de escenarios, incluyendo el año base, el periodo de planificación y el periodo de latencia. Además, facilita la selección de los sectores y sus respectivos usos finales que se analizarán en el consumo energético, así como la elección de los energéticos y las transformaciones energéticas que se simularán.

Para este estudio, se han considerado siete sectores de consumo final: 1) agropecuario, 2) industrial, 3) comercial y de servicios, 4) residencial, 5) público, 6) transporte y 7) no energético. Sus subsectores y usos finales se muestran en la tabla 2, con base en la información disponible y las categorizaciones empleadas por la Sener, la CFE y estudios sobre usos finales de energía.

TABLA 2. Caracterización del consumo final

Sector	Subsectores	Usos finales
Agropecuario	N/A	Bombeo de agua, riego agrícola, maquinaria y equipo, así como usos térmicos.
Industrial	Hierro y acero, cemento y derivados, industria química, minería, Pemex Petroquímica, papel y cartón, vidrio y derivados, azúcares, cerveza, automotriz, construcción, refrescos y otras bebidas no alcohólicas, hule, fertilizantes, tabaco, así como otras ramas.	Usos térmicos y usos eléctricos.
Comercial y servicios	N/A	Iluminación, climatización, refrigeración, motores, misceláneos, otros, calentamiento de agua y cocción de alimentos.
Residencial	N/A	Iluminación, otros, <i>stand by</i> —modo de espera o reposo—, climatización, lavadoras, microondas, televisión, refrigeración, calentamiento de agua y cocción de alimentos.
Público (*)	N/A	Bombeo de agua y alumbrado público.
Transporte	Autotransporte, aéreo, marítimo y ferroviario.	N/A
No energéticos	Pemex Petroquímica y otras ramas económicas.	N/A

Nota: (*) tal como se reporta la información, los consumos de dependencias públicas de gobierno y oficinas se consideran dentro del sector comercial y servicios. Fuente: elaboración propia.

Se han considerado 27 energéticos, de los cuales 16 son energéticos primarios. Estos son recursos naturales utilizados en su forma original para la generación de energía sin haber sido transformados o procesados. Entre ellos se encuentran el carbón, el petróleo, los condensados, el gas natural, y fuentes renovables como la hidroenergía, la radiación solar, la energía eólica, la geoenergía y diversas formas de biomasa, como bagazos, leña, biogás, biodiésel, bioturbosina, carbón vegetal y biocombustibles sólidos procesados (BCS procesados).

Asimismo, se han considerado once energéticos secundarios: coque de carbón, coque de petróleo, GLP, gasolina, queroseno, diésel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco, electricidad e hidrógeno. Los energéticos secundarios son aquellos derivados de la transformación de recursos primarios y/o secundarios. En la tabla 3 se detallan las transformaciones empleadas en el ejercicio de modelación, y se especifican los insumos y productos energéticos resultantes de cada transformación.



TABLA 3. Transformaciones energéticas

Proceso	Insumo(s)	Producto(s)
Refinación	Petróleo y condensados	Coque de petróleo, GLP gasolina, queroseno, diésel, combustóleo, no energéticos y gas seco
Procesamiento de gas	Gas natural y condensados	GLP, gasolina, no energéticos y gas seco
Coquización de carbón	Carbón	Coque de carbón
GE (*) mediante ciclo combinado	Gas seco	Electricidad
GE mediante termoeléctricas	Coque de petróleo, combustóleo y gas seco	Electricidad
GE mediante carboeléctricas	Carbón	Electricidad
GE mediante turbogás	Biogás, GLP, diésel y gas seco	Electricidad
GE mediante combustión interna	Biogás, BCS procesados, diésel y gas seco	Electricidad
GE mediante nuclear	Nuclear	Electricidad
GE mediante hidroeléctrica	Hidroenergía	Electricidad
GE mediante eólica	Energía eólica	Electricidad
GE mediante geotérmica	Geoenergía	Electricidad
GE mediante solar fotovoltaica	Radiación solar	Electricidad
GE mediante biomasa	Bagazos, carbón vegetal y BCS procesados	Electricidad
GE mediante generación distribuida	Radiación solar	Electricidad
GE mediante eólica offshore	Energía eólica	Electricidad
GE mediante marina	Hidroenergía	Electricidad
GE mediante concentración solar	Radiación solar	Electricidad
Electrólisis	Electricidad	Hidrógeno

Nota: (*) las siglas GE significan generación eléctrica. Fuente: elaboración propia.

Módulo de carga de insumos

Con base en la configuración general establecida por las y los usuarios, el módulo de carga de insumos genera automáticamente una plantilla de Excel con los formatos necesarios para la modelación. Esta plantilla permite introducir los datos requeridos de manera organizada. Por último, el módulo valida los insumos cargados para asegurar la consistencia física y técnica de los valores proporcionados.

Módulo de consumo final

El objetivo de este módulo es proyectar el consumo final de energía. Permite realizar diferentes tipos de proyecciones: 1) *forecasting* o proyección hacia el futuro, 2) *backcasting* o proyección hacia el pasado a partir de un objetivo futuro, 3) proyecciones condicionadas basadas en *forecasting* o *backcasting* y 4) proyecciones híbridas que combinan ambos enfoques.

El método de *forecasting* permite a las y los usuarios elegir proyecciones por sector, subsector, uso final, energético o una combinación de estos elementos.

El *backcasting* establece un escenario meta y traza un camino para alcanzar dicho objetivo, considerando restricciones como tasas máximas de penetración tecnológica, renovación de equipos y cambios en las modalidades de consumo.

El método condicionado parte de un escenario base de *forecasting* o *backcasting* y ajusta las trayectorias de consumo en función de factores como medidas de eficiencia energética, variaciones en los patrones de consumo y cambios en las necesidades energéticas. Estas modificaciones pueden especificarse por sector, subsector, uso final o una combinación de ellos.

El enfoque híbrido construye escenarios combinando proyecciones ya existentes o generando nuevas proyecciones que integren aspectos de *forecasting*, *backcasting* y proyecciones condicionadas.

En todos los casos, se pueden aplicar restricciones en las relaciones entre energéticos y usos finales y/o subsectores. Por ejemplo, en el sector residencial, la demanda energética de las televisiones como uso final sólo puede ser cubierta por energía eléctrica.

Módulo del sistema energético

Este módulo simula el sistema energético como un flujo de productos energéticos —desde su producción hasta el consumo final— que pasa por diversas transformaciones, transporte y pérdidas, así como por el consumo propio del sector y el comercio exterior. Está estructurado en tres partes: 1) sector eléctrico, 2) refinación y otras transformaciones y 3) consumo propio, pérdidas y otros.

El sector eléctrico estima las pérdidas en transmisión y distribución, tanto técnicas como no técnicas, con base en el consumo final eléctrico del escenario. También considera el consumo para la producción de hidrógeno y de los sistemas de almacenamiento, para obtener la demanda total del sistema eléctrico. Para cubrir esta demanda, las y los usuarios pueden cargar una proyección de capacidad anual por tecnología como insumo al modelo —lo que permite que la herramienta optimice sólo el despacho— o pueden establecer sus preferencias tecnológicas —de modo que la herramienta optimice la adición de capacidad como el despacho eléctrico.

Con base en el despacho y parámetros técnicos —como los usos propios, el régimen térmico y la distribución de combustibles—, se calcula el consumo energético para la generación eléctrica. Estos parámetros pueden establecerse como constantes para todo el periodo de planeación o adaptarse según las consideraciones de las y los usuarios respecto a mejoras en los procesos térmicos o cambios en los combustibles suministrados a cada tecnología de generación eléctrica. Estas configuraciones están sujetas a restricciones técnicas y límites tanto mínimos como máximos, así como restricciones sobre qué tipos de energéticos pueden alimentar cada tecnología de generación eléctrica.

La sección de refinación y otras transformaciones incluye procesos de refinación, coquización de carbón, procesamiento de gas natural y electrolizadores para la producción de hidrógeno. Transformaciones directas al consumo final —como los calentadores solares— se consideran en el módulo de consumo final. Las y los usuarios pueden adicionar transformaciones según su criterio; por ejemplo, para este estudio la refinación se consideró como un único proceso, pero se podría considerar cada refinería como un proceso independiente si se dispone de información detallada.

Para terminar, la sección de consumo propio, pérdidas y comercio exterior recoge el consumo propio del sector, las transferencias entre producto, las recirculaciones, las pérdidas en transporte, transmisión y distribución, el consumo de los sistemas de almacenamiento de energía, así como la energía no aprovechada, las importaciones y exportaciones.

Módulo de producción de energéticos

El módulo de producción de energéticos es una herramienta diseñada para facilitar la gestión y proyección de la producción de energéticos primarios. Su versatilidad reside en su capacidad de adaptarse a las necesidades específicas de las y los usuarios, ya que hace posible elegir entre varias configuraciones para la proyección de producción.

Una opción permite que las y los usuarios introduzcan de forma directa sus proyecciones para la producción de un energético particular. Esta función es directa y eficiente para aquellos que ya tienen estimaciones claras de su producción futura y desean ingresarlas en el sistema.

Otra opción facilita la interconexión entre diferentes energéticos: las y los usuarios establecen una tasa de producción para un energético vinculada directamente a la producción de otro. Este enfoque es fundamental para gestionar recursos interdependientes, donde el ajuste en la producción de un recurso afecta a otro.

Además, existe la posibilidad de sólo definir los potenciales máximos de producción de un energético específico y sus tasas anuales de incremento o decremento máximo. Bajo esta configuración, el módulo calcula de manera automática la cantidad de energético producida, con base en el consumo total o la demanda del mismo.

Por último, el módulo ofrece una opción híbrida, donde la producción se estima mediante una aproximación entre una curva de producción predeterminada y una curva de consumo. Esta configuración representa un equilibrio entre las entradas manuales directas y los cálculos automáticos basados en datos de consumo, lo que permite proyecciones que reflejan un compromiso realista entre lo que se espera producir y lo que se prevé consumir.

Módulo de indicadores

El módulo de indicadores se alimenta de la información generada por módulos anteriores, e integra dichos datos con los supuestos generales definidos por las y los usuarios y con ciertos parámetros técnicos, como factores de emisión y poderes de calentamiento global. Este módulo es capaz de calcular varios indicadores clave, incluyendo las emisiones de GEI y el consumo de agua, esenciales para comprender el impacto ambiental de la producción y consumo de energía.

El módulo también mide la independencia energética, lo que ayuda a determinar el grado de autosuficiencia del país en términos de sus necesidades energéticas. Además incluye una adaptación del índice Gini para medir la desigualdad en el consumo energético. Estos datos son cruciales para la formulación de políticas energéticas que busquen reducir la dependencia de fuentes externas y fortalecer la seguridad energética nacional.

Módulo de visualización

El último módulo de Planear es el de visualización, diseñado para facilitar el análisis e interpretación de los datos generados. Este módulo es esencial, ya que proporciona una interfaz dinámica que permite a las y los usuarios consultar tanto los datos ingresados en el modelo como los resultados derivados de los cálculos realizados. Su principal objetivo es ofrecer una visión comprensiva y detallada de los resultados de la modelación, lo que facilita una mejor comprensión de los escenarios energéticos futuros.

Dentro de este módulo, las y los usuarios pueden revisar los balances energéticos de cada año para cada escenario. Esto permite una comparativa longitudinal y transversal de cómo diferentes estrategias de planeación impactan la gestión energética a lo largo del tiempo. Además, se pueden realizar comparaciones detalladas de un rubro específico a través de los diferentes escenarios, lo que constituye una base sólida para la toma de decisiones informadas. Por ejemplo, se pueden comparar los niveles de consumo de energía renovable frente a la energía no renovable en diversos escenarios futuros para obtener una perspectiva crucial sobre la sostenibilidad de las políticas energéticas propuestas.

El módulo también permite profundizar en cada rubro para examinar con mayor detalle los usos finales energéticos y no energéticos producidos o consumidos. Esta capacidad no sólo mejora la interpretación de los datos, sino que también fortalece la capacidad de proyección y respuesta ante los desafíos del sector energético. En última instancia, apoya el desarrollo de estrategias más eficientes y sostenibles para el futuro.

Escenarios energéticos de México





Escenarios energéticos de México

En el estudio se desarrollan cuatro escenarios, tres de ellos representan futuros contrastantes para México en términos energéticos, económicos, tecnológicos y sociales, y uno es un escenario posible para México, construido con base en los tres anteriores, así como con base en el contexto y los potenciales del país. Como se explicó antes, estos son: el escenario tendencial (BAU), el de crecimiento verde (ECV), el de vida digna (EVD) y el de transición energética justa y sustentable (TJS). La tabla 4 describe los principales supuestos de cada uno.

En resumen, el BAU es un escenario inercial que asume la continuación de una política dominada por los combustibles fósiles, sin cambios importantes a nivel sectorial o de patrones de consumo. El ECV se alinea con los escenarios internacionales que promueven una transición masiva hacia las energías renovables para alcanzar emisiones netas cero en 2050, bajo el supuesto de que es posible continuar con el crecimiento económico desacoplándolo de las emisiones de GEI. Los cambios previstos son de tipo tecnológico, como el cambio a vehículos eléctricos, el reemplazo de tecnologías actuales por otras más eficientes y el impulso a tecnologías de captura de carbono y geoingeniería, sin cuestionar la desigualdad en los patrones de consumo, las limitaciones técnicas y de materias primas o los cambios sistémicos en las necesidades energéticas.

En contraste, el EVD presenta una trayectoria para asegurar en 2050 el acceso a toda la sociedad mexicana a la energía para una vida digna. Parte de los requerimientos energéticos per cápita para diez necesidades básicas: nutrición, vivienda, higiene, vestimenta, salud, comercio, educación, comunicación,

movilidad y otros (Millward-Hopkins *et al.*, 2020). A partir de estos, se desagrega por sectores, subsectores y usos finales según corresponda en cada caso (tabla 6). Además, se consideran trayectorias de salida de los combustibles fósiles paralelas al desarrollo de una matriz energética más diversa, alimentada por fuentes renovables locales.

A diferencia del BAU y ECV, los factores que más impactan el futuro del sistema energético en el EVD son cambios estructurales en la alimentación —basada en una agricultura ecológica y producción local de alimentos— y la movilidad —con énfasis en el transporte público y alternativas no asistidas, como la bicicleta. En el EVD los bienes son duraderos, reciclables y producidos en industrias orientadas a satisfacer primariamente el consumo local; además, se priorizan los usos comunes y públicos de equipos e infraestructura —hospitales, educación, comedores comunitarios— sobre los individuales.

Por último, el TJS presenta una solución de compromiso entre los objetivos de transición energética justa y las realidades energéticas, geográficas y sistémicas de México. Considera el histórico papel del país como productor/exportador de petróleo, los amplios potenciales de recursos renovables, las consideraciones geopolíticas vinculadas a cambios en un sector altamente vinculado con Estados Unidos —principal socio comercial de México—, la amplitud del país, una infraestructura ferroviaria pobre,¹¹ y su alto grado de urbanización, con sus limitantes y potenciales, entre otros factores.

¹¹ El papel del ferrocarril en las alternativas de transición construidas desde el norte global es difícilmente replicable en países como México, con una amplia extensión, condiciones geográficas que obstaculizan el desarrollo de grandes infraestructuras y una muy limitada red ferroviaria en la actualidad.

TABLA 4. Descripción de los escenarios considerados en el estudio

Escenario	Producción	Sistema energético	Consumo final
BAU	Impulso a la máxima producción de hidrocarburos	Sin cambios significativos en la matriz eléctrica e impulso a la refinación nacional	Consumo tendencial sin cambio en los patrones de consumo
ECV	Reducción paulatina de la producción de petróleo y gas natural	Sin nueva adición de centrales que emplean combustibles fósiles; y con una gran adición de eólica, solar fotovoltaica a gran escala y generación distribuida	Consumo tendencial con cambios en equipos y energéticos, pero no en patrones de consumo
EVD	Transición a 2050 sin producción de petróleo y con mínima de gas natural	Desfosilización casi completa del sector priorizando fuentes renovables locales	Consumo estimado (Millward-Hopkins <i>et al.</i> , 2020) para la vida digna
TJS	Gestión planificada del declive de la producción de hidrocarburos	Transición hacia una producción renovable y nacional	Consumo con cambios en equipos y patrones de consumo acordes a las realidades de México

Fuente: elaboración propia.

En las siguientes secciones del capítulo se presentan los supuestos generales del ejercicio de modelación, para luego detallar los supuestos y resultados específicos de cada escenario.

Supuestos generales

Año base y periodo de planeación

El año base para el estudio es 2021, elegido por su proximidad temporal y por la disponibilidad de datos relevantes y contrastables para elaborar proyecciones futuras. El periodo de planeación se extiende desde el año base hasta 2050, a fin de establecer un horizonte temporal amplio que permite una visión holística y a largo plazo de los objetivos, metas y acciones necesarias para una transición del sistema energético.

Durante los primeros años de proyección —en específico 2022, 2023 y 2024—, se ha optado por mantener el escenario tendencial BAU. Este enfoque implica continuar con las tendencias actuales y las políticas vigentes sin cambios significativos, lo que proporciona una línea base para evaluar el impacto de las futuras intervenciones y estrategias. A partir de 2025, cada escenario se adaptará a sus propias consideraciones específicas.

Población y vivienda

La serie histórica de población (1950-2021) y su proyección (2022-2050) se basan en los datos del Conapo (figura 10). Según estas estimaciones, la población de México ha crecido de 26.7 millones de habitantes en 1950 a 128.4 millones en el año base 2021, y se prevé que alcance los 148.1 millones en 2050 (Conapo, s.f.).

La serie histórica de viviendas se obtuvo de los Censos de Población y Vivienda del Inegi para los años 1950, 1960, 1970, 1980, 1990, 1995, 2000, 2005, 2010, y 2020. Durante este periodo, el número de viviendas aumentó de 5.3 millones en 1950 a 35.2 millones en 2020 (Inegi, s.f.).

Históricamente, el número de viviendas ha crecido a un ritmo más acelerado respecto a la población total. Esto ha resultado en una disminución del número de habitantes por vivienda de 5.07 en 1950 a 3.61 en 2020. Se espera que estas tendencias continúen en el futuro, por lo que se proyecta una ocupación de 2.12 personas por vivienda en 2050 (figura 10).

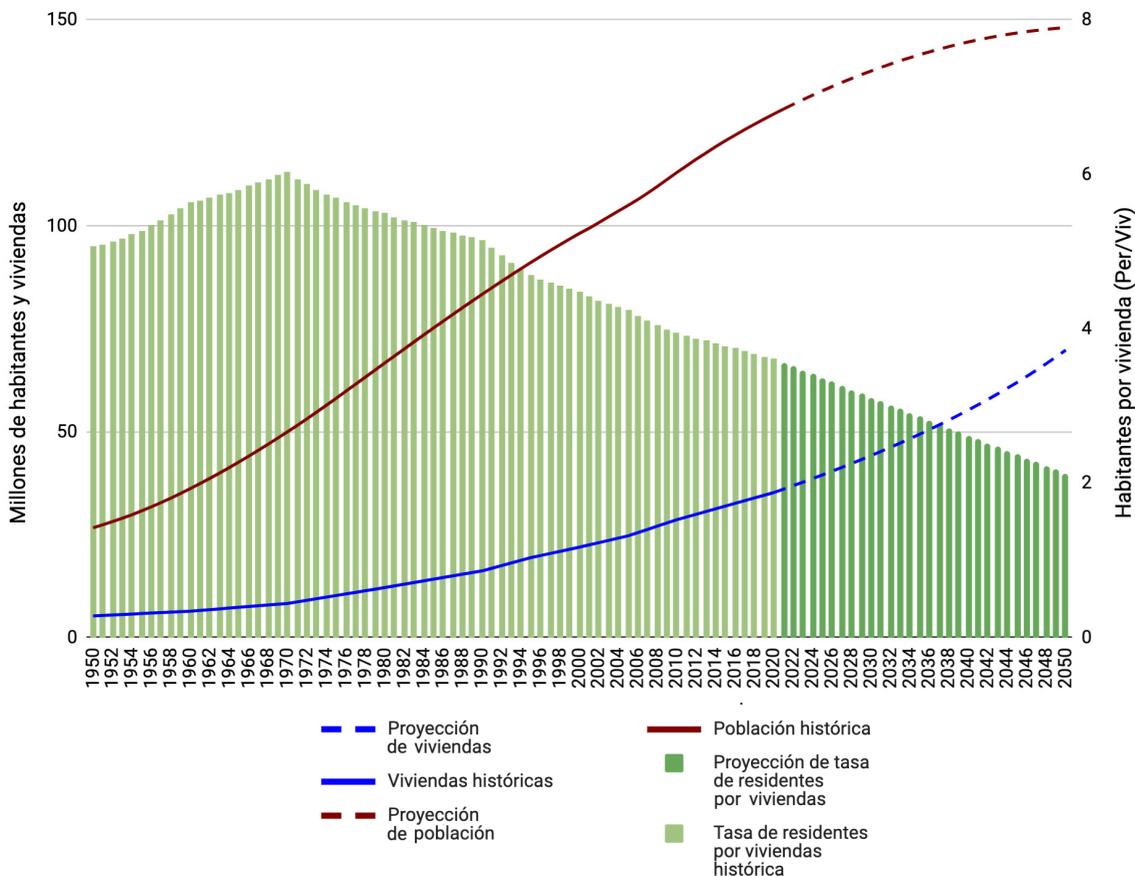


FIGURA 10. Evolución de la población, viviendas y habitantes por vivienda, 1950-2050. Fuente: elaboración propia con información de Conapo (s.f.) e Inegi (s.f.).

Parámetros técnicos

Los parámetros técnicos utilizados en el ejercicio de modelación se han seleccionado a partir de series históricas y dentro de límites técnicos establecidos. Estos parámetros se han obtenido de fuentes oficiales siempre que la información contrastada resultaba confiable, y se han complementado con literatura académica y gris cuando fue necesario. Estas mismas fuentes se han utilizado para obtener los parámetros de tecnologías actualmente presentes en el sistema energético mexicano. En la tabla 5 se recogen los principales parámetros técnicos empleados, la forma en que se han considerado y la fuente de la información. Los datos tabulados están disponibles en el anexo estadístico.¹²

TABLA 5. Principales parámetros técnicos

Parámetros	Fuente
Régimen térmico histórico	ICM (s.f.), Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.)
Régimen térmico mínimo y máximo	Sener (2018a)
Usos propios históricos	ICM (s.f.), Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.)
Usos propios teóricos	Sener (2018a)
Pérdidas en transporte y distribución	ICM (s.f.), Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.)
Eficiencia de refinación	Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.)
Eficiencia de procesamiento de gas natural	Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.)
Eficiencia de coquización de carbón	Sener (2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y s.f.)
Eficiencia de electrolizadores	IEA (2023a)

Fuente: elaboración propia.

¹² El anexo estadístico se puede consultar en este enlace: <https://sites.google.com/view/escenariosmx2050/documentaci%C3%B3n>

Otros

Para el ejercicio de modelación se han empleado otros supuestos y parámetros transversales a los cuatro escenarios que se presentan a continuación, cuyo detalle se puede consultar en el anexo “Modelación Planear”.¹³

- El consumo final no energético se consideró igual para los cuatro escenarios, derivado de que la tendencia histórica de este rubro de consumo nos lleva a cero en 2035.
- Dada la baja participación de las importaciones y exportaciones de electricidad dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), éste se consideró como un sistema eléctrico aislado para su modelación.
- Si bien éste no es un modelo de despacho eléctrico, se incluyeron restricciones de operación del sistema que aseguren la factibilidad operativa de las matrices de generación propuestas; y, de igual manera, al trabajar con un modelo uninodal que no recoge los flujos entre regiones, se consideraron tasas de proyecciones de transporte, transmisión y distribución energética similares para los cuatro escenarios.
- Los cuatro escenarios se realizaron dejando libertad al modelo para importar y exportar energéticos, así como sin restricciones de importación de las tecnologías necesarias para cada escenario.
- En todos los escenarios el consumo de energéticos renovables se encuentra dentro de los potenciales energéticos existentes, así como la producción de energéticos fósiles acumulada se encuentra por debajo de las reservas nacionales.
- En ninguno de los cuatro escenarios se considera la explotación de hidrocarburos mediante fracking derivado de los altos impactos ambientales y sociales, así como de su baja rentabilidad.

¹³ El anexo “Modelación Planear” se encuentra disponible en este enlace: <https://sites.google.com/view/escenariosmx2050/documentaci%C3%B3n/modelaci%C3%B3n-planear>

Escenario *business as usual* (BAU)

El escenario tendencial BAU se basa en la premisa de continuidad e inercia del sistema energético actual, incluyendo los patrones de consumo, el predominio de combustibles fósiles y la infraestructura existente. Se asume que las políticas y regulaciones se mantendrán similares a las actuales, con un enfoque limitado en la adopción de tecnologías renovables y eficiencia energética. Las proyecciones se basan en el crecimiento de la demanda energética conforme a las tendencias históricas y los programas, planes y prospectivas oficiales.

El consumo final se calcula utilizando tres proyecciones: a) consumo final total por sector, b) consumo final por energético dentro de cada sector, y c) consumo final por subsector y/o uso final, según corresponda a cada sector. Estas proyecciones tendenciales están sujetas a restricciones de equilibrio y al tipo de energético que puede cubrir un uso final para obtener un escenario de consumo final tendencial y coherente.

Se proyecta que el consumo final energético aumentará de 5,803 PJ en 2021 a 6,755 PJ en 2050 (figura 11). La composición sectorial del consumo se mantendrá siguiendo las tendencias actuales, con los sectores de transporte e industrial como los mayores consumidores, los cuales representarán el 47.96% y el 30.15%, respectivamente. Dentro del sector transporte, el subsector de autotransporte es el que presenta un mayor incremento en la demanda, seguido por los subsectores aéreo y ferroviario, que muestran ligeros incrementos. En el sector industrial, los subsectores de hierro y acero, cemento y derivados, así como industria química son los principales impulsores del consumo final.

En cuanto a los energéticos, aunque se observa una ligera tendencia hacia una mayor electrificación y la reducción del uso de combustibles fósiles, la participación de estos últimos apenas disminuye del 71.97% en 2021 al 67.30% en 2050. Esto se debe sobre todo al continuo consumo de gasolina, diésel y gas natural. La participación de electricidad, por otro lado, aumenta un 6.26% para alcanzar el 24.01% del total en 2050 (figura 12).

Por último, el aprovechamiento de recursos energéticos renovables para el consumo final se mantiene casi constante en términos absolutos, al pasar de 597 PJ en 2021 a 587 PJ en 2050. Sin embargo, debido al crecimiento general del consumo final, la participación de las energías renovables disminuye del 10.28% en 2021 al 8.69% en 2050. Es importante destacar que esta tendencia no es uniforme para todos los energéticos. Mientras que el aprovechamiento directo de la radiación solar y el carbón vegetal incrementan su demanda, el consumo final de bagazo de caña, leña y BCS procesados disminuye.

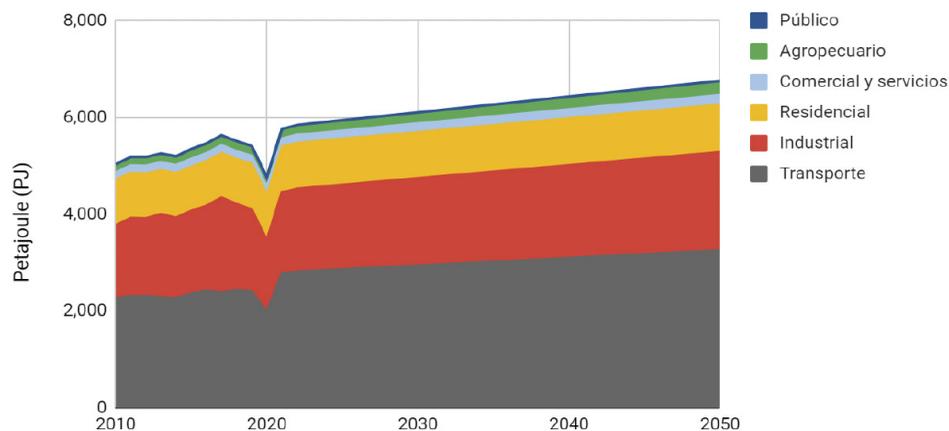


FIGURA 11. Consumo final energético por sector conforme al BAU para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

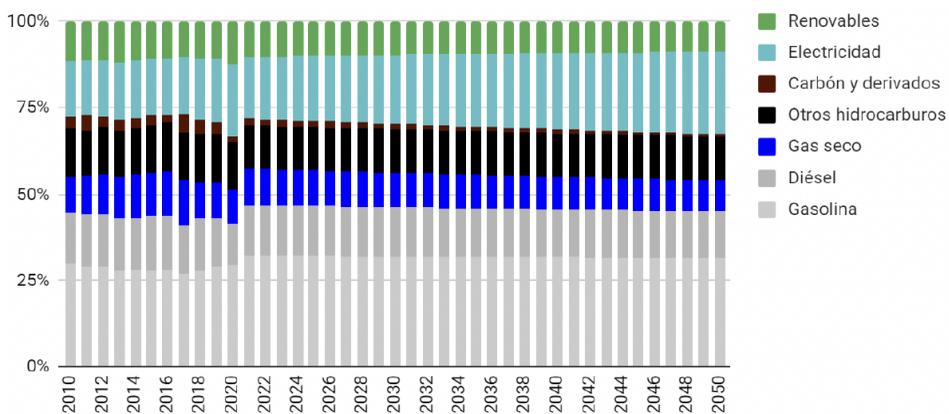


FIGURA 12. Participación por energético en el consumo final de energía conforme al BAU para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

El sector eléctrico representa un 24.01% del consumo final en 2050, lo que supone un incremento del 6.12% respecto a 2021, impulsado en su mayoría por los sectores industrial y el residencial (figura 13). Para satisfacer esta demanda, la generación eléctrica alcanza los 475 TWh, equivalente a 1.45 veces el valor registrado en 2021.

El mix de generación sigue estando dominado por las plantas de ciclo combinado, que —aunque reducen su participación del 56.19% en 2021 al 44.19% en 2050— mantienen una fuerte dependencia del gas seco. Esta reducción junto con el retiro de las centrales carboeléctricas y termoeléctricas provoca una disminución significativa en la participación de combustibles fósiles en la generación neta, del 75.00% en 2021 al 51.59% en 2050.

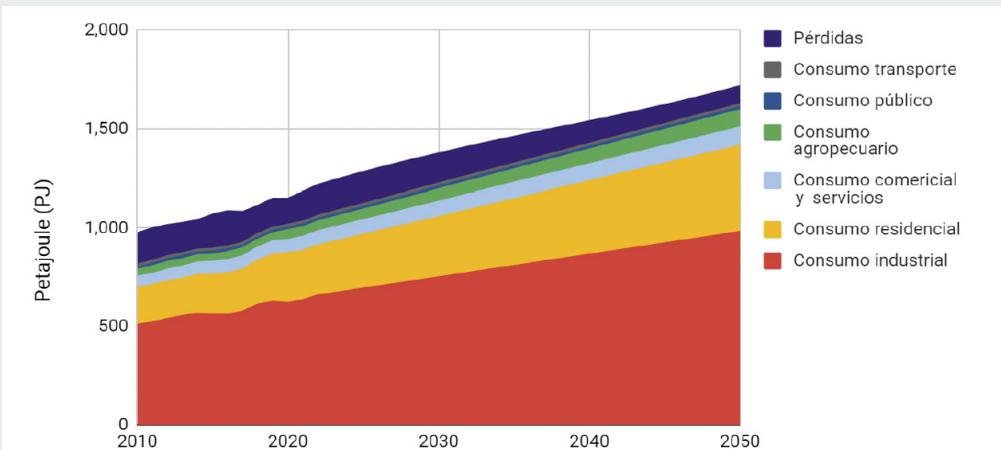
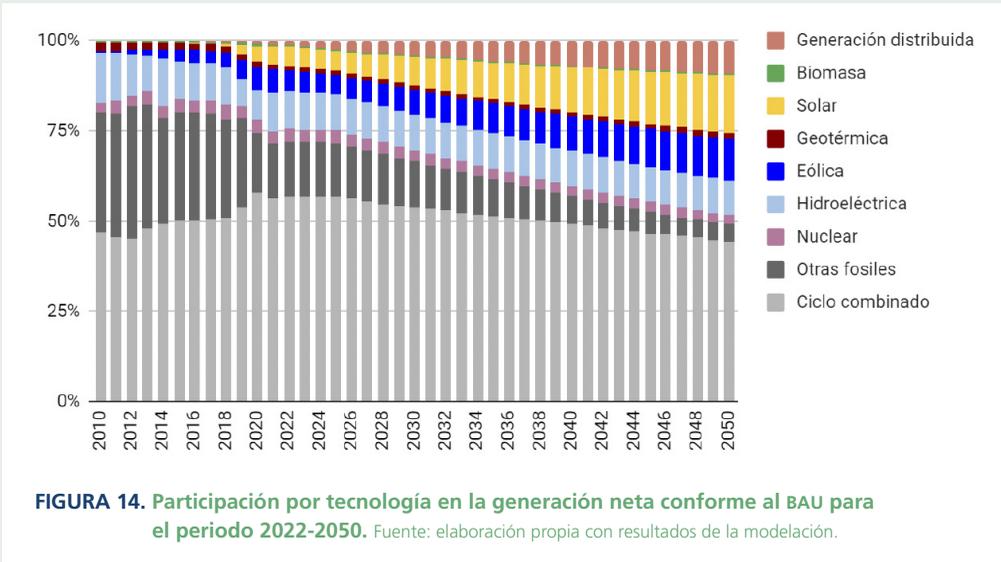


FIGURA 13. Demanda eléctrica conforme al BAU para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

La mayor parte de este incremento se cubre mediante la participación de fuentes renovables (figura 14). Entre estas últimas destacan la solar fotovoltaica a gran escala, generación distribuida y energía eólica, que incrementan sus participaciones en 10.84%, 8.16% y 5.00%, respectivamente. En conjunto estas fuentes alcanzan el 36.68% de la participación en la generación neta del SEN.



En cuanto a la producción de energéticos (figura 15), las proyecciones oficiales ampliadas para la producción de hidrocarburos indican un declive significativo, a pesar de los esfuerzos políticos y económicos por incrementar o mantener los niveles de producción. Aunque la producción de energéticos renovables —como la hidroenergía, la radiación solar, la energía eólica, la geoenergía, el biogás y el carbón vegetal— ha aumentado, la producción total de energéticos primarios sigue una tendencia decreciente. Esto se observa incluso con los esfuerzos de producción proyectados para el periodo 2024-2030.

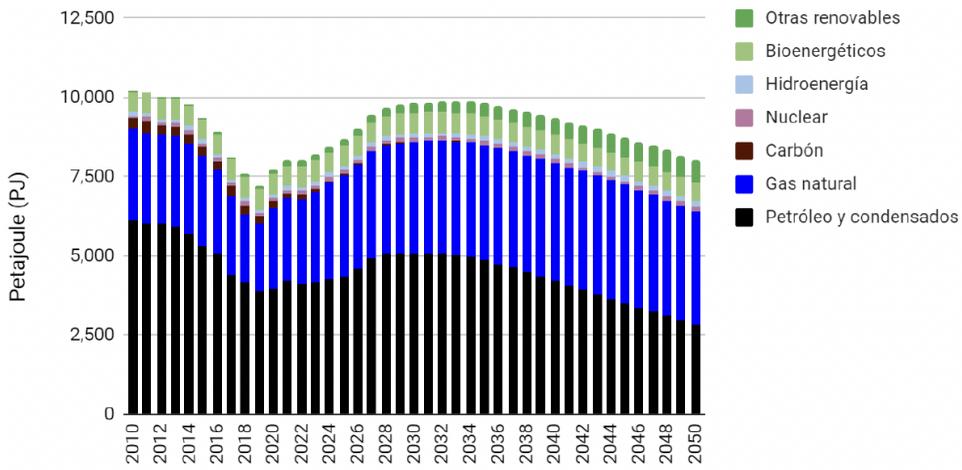


FIGURA 15. Producción de energéticos primarios conforme al BAU para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Por último, el incremento en el consumo de energía, combinado con la falta de una transición efectiva del sistema energético y el declive natural en la producción de hidrocarburos, conlleva la necesidad de mantener las importaciones en niveles similares a los de 2021, con una tendencia ascendente (figura 16). Esto implica una continua dependencia de las importaciones de energéticos desde Estados Unidos, en su mayoría gas seco, gasolina y diésel.

La oferta interna bruta de energía alcanza un total de 10,898 PJ en 2050, lo que representa un incremento del 9.44 % respecto a 2021. Su composición sigue dominada por los energéticos fósiles, que mantienen una participación del 86.39% en 2050, una ligera reducción respecto al 90.47% de 2021.

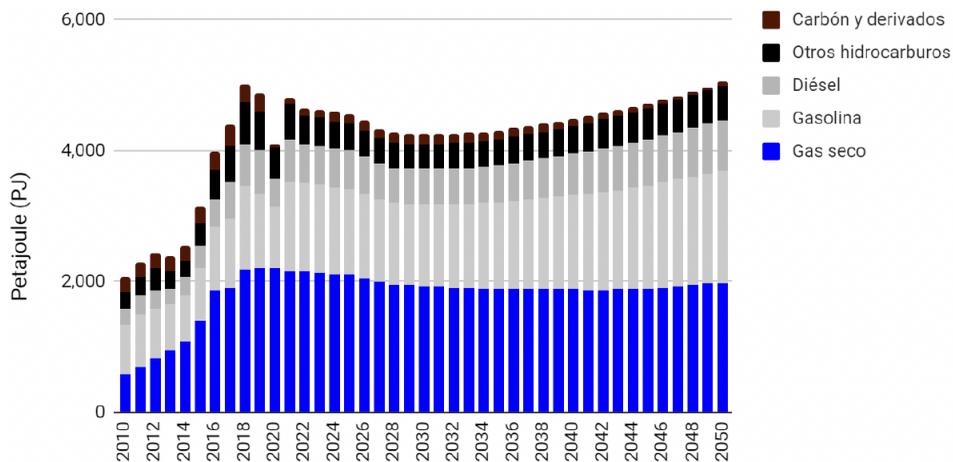


FIGURA 16. Importación de energéticos conforme al BAU para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Escenario de crecimiento verde (ECV)

El ECV se basa en la premisa de que es posible mantener un crecimiento del consumo energético mientras se reducen los impactos ambientales del actual sistema energético. Esto se lograría mediante la innovación tecnológica, la mejora de eficiencia en los equipos de consumo y la máxima integración de fuentes renovables para sustituir los combustibles fósiles.

En este escenario, se aplican medidas de eficiencia energética y cambios de combustibles a las proyecciones de consumo final del BAU, y se mantienen las restricciones de uso final-energético. Se asume una penetración gradual de las tecnologías más eficientes disponibles, cuya máxima adopción se alcanza en 2050 en los diferentes subsectores y usos finales.¹⁴ Como resultado, el consumo final se reduce un 5.38% respecto al año base 2021 y un 19.35% respecto al escenario BAU en 2050.

¹⁴ Las mejoras en eficiencia y las tasas de implementación consideradas para cada rubro se pueden consultar en el anexo estadístico: <https://sites.google.com/view/escenariosmx2050/documentacion/C3%B3n>

En términos sectoriales (figura 17), el de transporte es el que más reduce su consumo en comparación con el escenario BAU, con una disminución del 27.80% (901 PJ). Esto se debe sobre todo al cambio hacia vehículos eléctricos particulares y a la mayor eficiencia de esta tecnología (Lombardi *et al.*, 2020; Wang y Tang, 2022). Le siguen los sectores industrial y residencial, que reducen su demanda en 208.21 PJ y 134.89 PJ respectivamente. Finalmente, aunque el sector público no es el mayor consumidor final, es el segundo que presenta la mayor tasa de reducción de consumo, con un 23.26%. Esto se debe al amplio margen de modernización de equipos y sistemas de alumbrado público y bombeo de agua.

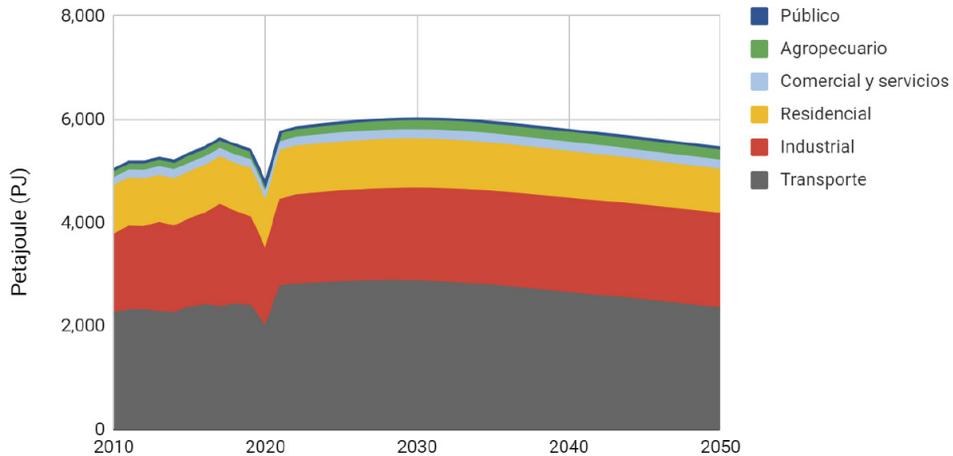


FIGURA 17. Consumo final energético por sector conforme al ECV para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

En términos de la matriz de energéticos (figura 18), se asume una electrificación significativa en casi todos los sectores, entre los que destacan el de transporte y el industrial. El consumo eléctrico del sector transporte se incrementa en 1,111 PJ respecto a 2021, en detrimento del GLP, diésel y, sobre todo, la gasolina. En el sector industrial, el consumo eléctrico aumenta un 60.20% respecto a 2021, equivalente a 379 PJ; esto lleva la participación de la electricidad en el consumo final del sector del 37.45% en 2021 al 55.28% en 2050.

La descarbonización del consumo final y de la generación eléctrica se logra reduciendo o eliminando primero los combustibles más contaminantes: carbón, combustóleo, gasolina y GLP. Además, se asume la penetración de la energía solar térmica para el calentamiento de agua en los sectores residencial y comercial.

Cabe destacar el papel del hidrógeno verde en la industria y el transporte para aplicaciones específicas, al convertirse en el segundo energético que más se consumió en 2050, después de la electricidad. El impulso a la electrificación, junto con la producción de hidrógeno verde, resulta en un crecimiento significativo la demanda eléctrica, que se triplica respecto a 2021 (figura 19).

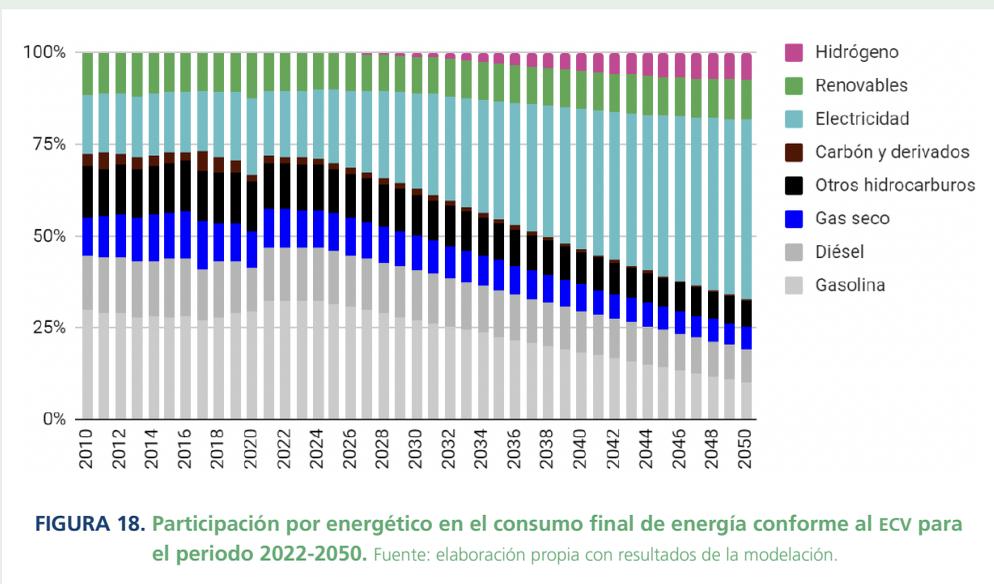


FIGURA 18. Participación por energético en el consumo final de energía conforme al ECV para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

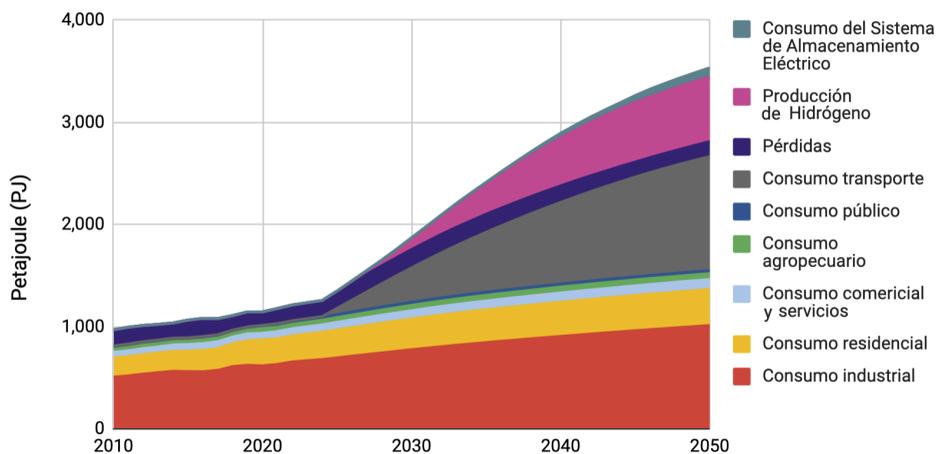


FIGURA 19. Demanda eléctrica conforme al ECV para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Para satisfacer esta demanda, la capacidad de generación eléctrica se incrementa hasta alcanzar los 332,568 MW. En este proceso, se retiran 17,998 MW de centrales fósiles, lo que representa el 25.93% de las que estaban en operación en 2021. La adición de capacidad es liderada por la energía eólica con 86,813 MW, la solar fotovoltaica a gran escala con 72,036 MW y la generación distribuida con 50,583 MW. En menor medida, se incorporan capacidades de hidroeléctrica, eólica *offshore* —alejada de la costa—, energías marinas, y concentración solar, con una contribución menor de la geotermia.

Cabe destacar que, a pesar de este gran esfuerzo de descarbonización del sector eléctrico mediante la adición de una capacidad significativa de tecnologías renovables, el crecimiento de la demanda limita el número de centrales de ciclo combinado que se pueden retirar debido a que son la principal fuente para compensar la variabilidad de la generación no despachable.

Como se observa en la figura 20, aunque la participación del ciclo combinado en la generación eléctrica se reduce del 56.19% en 2021 al 19.28% en 2050, en términos absolutos, la generación mediante ciclo combinado en 2050 es similar a la de 2021. Esto se debe a que la electrificación del consumo

ocurre en paralelo a la transición del sistema eléctrico. En el primer periodo, el incremento de la demanda supera la generación aportada por las nuevas adiciones renovables, lo que obliga a una mayor generación mediante ciclo combinado, la cual alcanza su pico en 2032.

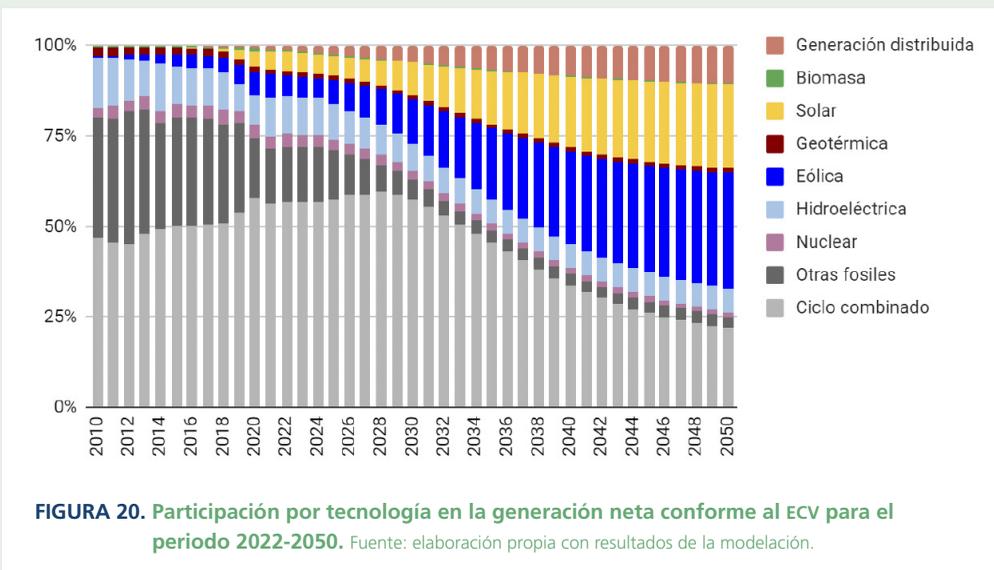


FIGURA 20. Participación por tecnología en la generación neta conforme al ECV para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Bajar el consumo de productos refinados permite una disminución significativa en el consumo de petróleo, con una reducción del 45.01% más que en el escenario BAU para 2050 y un 61.33% respecto a 2021. En contraposición, la producción de gas natural incrementa hasta alcanzar su pico en 2033, con el objetivo de minimizar las importaciones frente al crecimiento de la demanda interna.

Mientras tanto, la producción de energéticos renovables alcanza en 2050 un 42.83% de la producción nacional (figura 21), al incrementar de 949.94 PJ en 2021 a 3,404.50 PJ en 2050. Este aumento se debe de forma principal a la contribución de la radiación solar y la energía eólica, que representan el 71.08% del total. Esto permite que la oferta interna bruta se mantenga casi a niveles de 2021, con una reducción de sólo el 6.49%.

Sin embargo, a pesar de los ambiciosos esfuerzos en eficiencia energética, electrificación y adición de fuentes renovables, los combustibles fósiles mantienen un papel preponderante en la oferta interna bruta, al representar el 63.45%. Esto también implica una mayor necesidad de importaciones, que constituyen el 29.21% de la oferta interna bruta, donde el gas seco representa el 18.51% de dichas importaciones (figura 22).

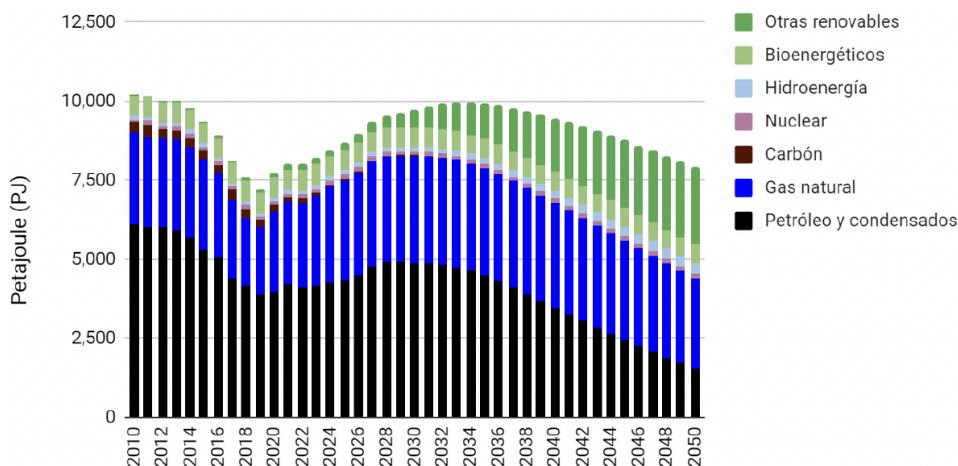


FIGURA 21. Producción de energéticos primarios conforme al ECV para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

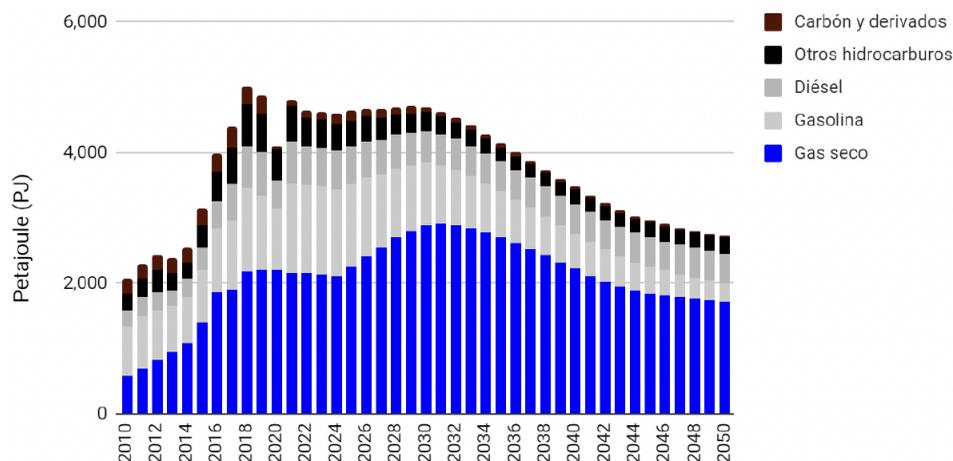


FIGURA 22. Importación de energéticos conforme al ECV para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Escenario de energía para la vida digna (EVD)

Como se menciona en la tabla 3, el EVD está basado en el trabajo de Millward-Hopkins y colaboradores (2020), quienes estiman la cantidad de energía necesaria a nivel global y por país para que todas las personas que habitan el planeta disfruten de una vida digna. Para el escenario presentado en este informe, se tomaron las estimaciones de los requerimientos energéticos per cápita para México y se extrapolaron a toda la población.

Los requerimientos energéticos per cápita totales se calculan estableciendo estándares mínimos de “vida digna” para un conjunto de diez necesidades humanas básicas: nutrición, vivienda, higiene, vestimenta, salud, actividades comerciales, educación, comunicación e información, movilidad y otros (tabla 6). Estos valores se basan en principios de suficiencia, equidad, eficiencia, localización de la economía, cooperación y colectividad. Por ejemplo, para la necesidad de nutrición se estiman las calorías per cápita necesarias para alimentarse —provenientes de animales y vegetales—; para vivienda, los metros cuadrados de espacio habitable; para higiene, los litros de agua potable al día, y así sucesivamente.

A partir de esta información, se calcula la energía directa e indirecta asociada a cada sector para cubrir cada una de las necesidades. La demanda de energía directa se refiere al uso particular en consideración: cocinar, refrigerar los alimentos, lavar, etc. Por otro lado, la demanda de energía indirecta es la energía utilizada para producir la tecnología de uso final, como la energía necesaria para construir lavadoras o vehículos.

En el caso de la energía indirecta, el consumo es distribuido entre los sectores de acuerdo con las descripciones y notas del material complementario de Millward-Hopkins y colaboradores (2020). Con ello, se obtiene la demanda energética per cápita sectorizada (tabla 6).

La figura 23 muestra la magnitud relativa de cada una de las necesidades básicas que constituyen la demanda energética para una vida digna. Según este enfoque, es posible cubrir las necesidades esenciales de las personas con un consumo anual de 15.12 GJ per cápita, lo que implica una reducción del 66.29% respecto a los 44.85 GJ per cápita de 2021. Esta disminución no es homogénea en todos los sectores. Aunque todos reducen su consumo respecto a 2021 —a excepción del sector público—, el de transporte enfrenta el mayor desafío con una reducción del 75.95% respecto a 2021 y una reducción superior al 70% en comparación con los escenarios BAU y ECV.

De manera complementaria, la figura 24 muestra el reparto sectorial de la demanda energética. Se puede apreciar que, pese a la gran reducción de la demanda de transporte, éste sigue siendo el segundo con mayor consumo después del sector industrial. Los sectores con mayor incremento en participación son tanto el público como el comercial y de servicios. Es relevante destacar que el 79.11% del consumo de este último sector se destina a salud y educación, lo que implica un cambio significativo en el perfil de consumo, ya que se pasa, por ejemplo, de grandes hoteles para el turismo extranjero a una red de clínicas de atención primaria.

Esta estimación de la demanda de energía permite establecer un mínimo de consumo energético que, de ser distribuido de manera equitativa y eficiente, asegura la cobertura de las necesidades energéticas a toda la población mexicana al eliminar la pobreza energética y evitar el sobreconsumo.

TABLA 6. Demanda energética anual requerida para una vida digna per cápita, por necesidad y por sector

Necesidades		EVD (GJ/per)	Agropecuario	Industrial	Comercial y servicios	Residencial	Público	Transporte
Nutrición	Comida	2.747	24.0 %	52.0 %				24.0 %
	Cocción	0.319		19.0 %		81.0 %		
	Refrigeración	0.181		19.0 %		81.0 %		
Vivienda	Construcción	0.450		100.0 %				
	Climatización	0.313				100.0 %		
	Iluminación	0.036		10.0 %		90.0 %		
Higiene	Suministro de agua	0.243		17.0 %			83.0 %	
	Calentamiento de agua	0.935				100.0 %		
	Depuración de agua	0.243		17.0 %			83.0 %	
Vestimenta	Fabricación de ropa	0.336		100.0 %				
	Lavado de ropa	0.336		23.1 %		76.9 %		
Salud		1.093		43.0 %	57.0 %			
Actividades comerciales		0.925		70.3 %	29.7 %			
Educación		0.353		48.6 %	51.4 %			
Comunicación e información	Teléfonos	0.044				100.0 %		
	Ordenadores	0.130				100.0 %		
	Otros	0.376		100.0 %				
Movilidad	Vehículos	2.909		17.9 %				82.1 %
	Infraestructura	1.156		100.0 %				
	Fletes	1.230		36.6 %				63.4 %
Otros		0.764		15.0 %				85.0 %

Fuente: elaboración propia con base en Millward-Hopkins y colaboradores (2020).

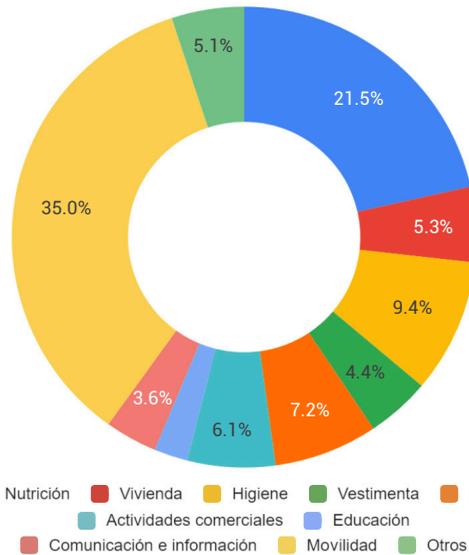


FIGURA 23. Consumo per cápita de energía por necesidad. Fuente: elaboración propia con base en Millward-Hopkins y colaboradores (2020).

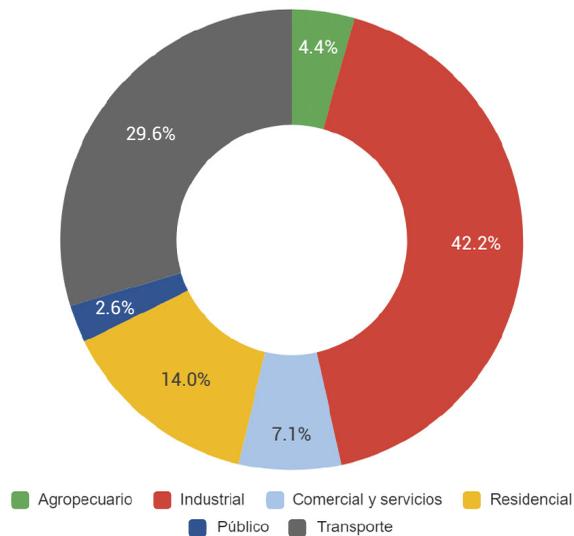


FIGURA 24. Consumo per cápita de energía por sector. Fuente: elaboración propia con base en Millward-Hopkins y colaboradores (2020).

Como resultado, el consumo de energía final decrece notablemente respecto al año base, al disminuir un 61.10% para alcanzar los 2,240 PJ en 2050 (figura 25). Se debe subrayar el hecho de que esta reducción del consumo va acompañada de la eliminación de la pobreza energética, ya que se asegura a toda la población —tanto rural como urbana— un acceso universal y equitativo a los servicios energéticos.

En el EVD la composición sectorial del consumo también cambia de modo significativo. Hay una notable reducción en el sector transporte —gracias a una mayor localización y menos viajes innecesarios— y en el sector residencial —debido a la importante adopción de dispositivos y medidas de conservación y ahorro de energía. El sector industrial presenta una reducción menor, mientras que los sectores público, comercial y agropecuario se fortalecen. Entre estos últimos tres sectores, los primeros dos ganan importancia por el énfasis en la comunidad y lo colectivo como ejes de la vida social, y el sector agropecuario por la transición agroecológica que prioriza la producción local y diversificada de alimentos saludables.

La matriz de energéticos también experimenta una gran transformación (figura 26). La participación en el consumo final de la electricidad experimenta un gran aumento al pasar del 17.89% en 2021 a ser el energético más consumido en 2050 con un 47.69%. Los combustibles fósiles casi desaparecen del consumo, excepto en procesos donde un cambio tecnológico no resulta eficiente durante la transición hacia una economía más simple. Su lugar es ocupado por energías renovables, sobre todo energía solar térmica —en los sectores industrial, comercial y servicios, así como residencial—, biodiésel y bioturbosina —en el de transporte— y otros bioenergéticos para procesos térmicos.

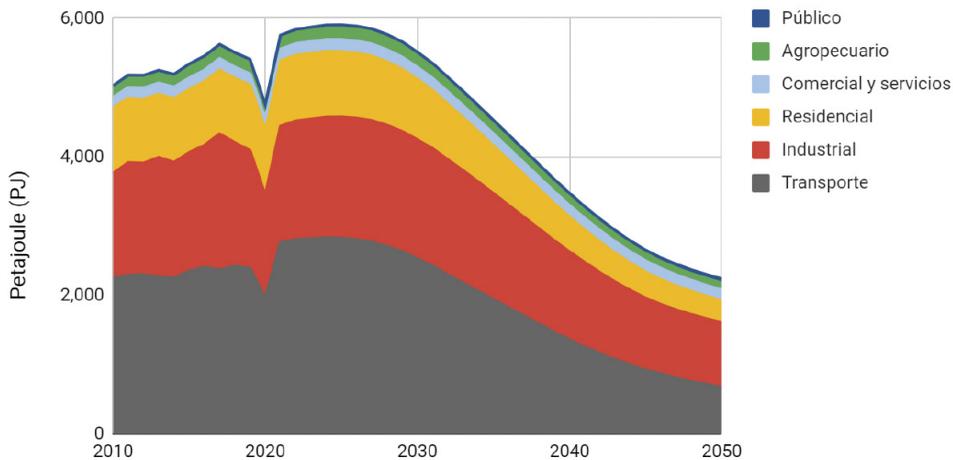


FIGURA 25. Consumo final energético por sector conforme al EVD para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

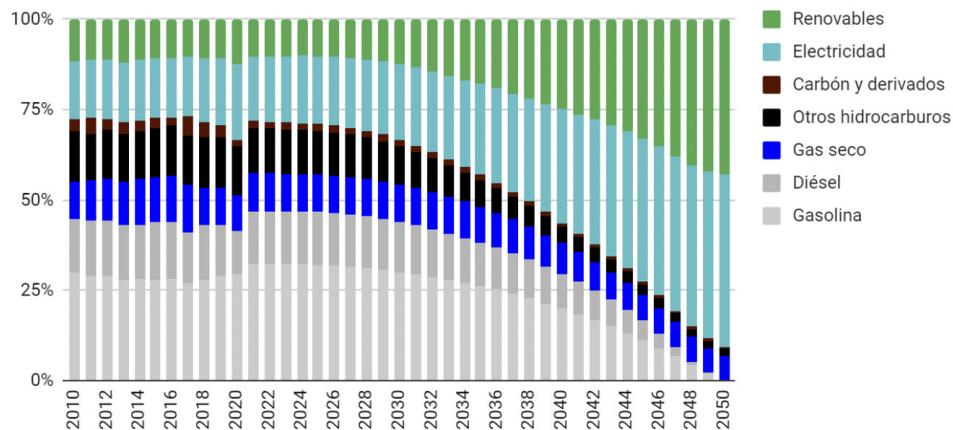


FIGURA 26. Participación por energético en el consumo final de energía conforme al EVD para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

En este escenario, el aumento de la demanda eléctrica debido al impulso de la movilidad pública eléctrica es contrarrestado por la reducción en otros sectores de consumo. De esta forma, la demanda eléctrica total del sistema se mantiene en niveles de 2021, con una ligera reducción del 1.36% en 2050.

Es preciso señalar que esta reducción no ocurre de manera progresiva (figura 27), sino que la trayectoria de la demanda eléctrica presenta tres etapas con diferentes tendencias. En la primera etapa, de 2022 a 2030, la demanda eléctrica crece, aunque a un ritmo decreciente, principalmente debido a las medidas de electrificación. La segunda etapa muestra una ligera reducción: aunque la electrificación de los consumos finales continúa, los cambios sistémicos en las formas de satisfacer las demandas energéticas generan una reducción significativa de la demanda eléctrica final. Por último, en el periodo de 2046 a 2050, la demanda eléctrica vuelve a aumentar, ya que la electrificación continúa, pero las reducciones en el consumo se vuelven cada vez menores.

Más allá de las fechas específicas de inicio y término de cada etapa, lo relevante de este comportamiento es que permite visibilizar la compleja realidad del sector eléctrico, el cual recibe de manera directa o indirecta los efectos de medidas, programas o políticas públicas de una amplia gama de sectores de consumo. Esto pone de manifiesto la necesidad de una planeación integrada a largo plazo del sistema energético, desde la producción hasta el consumo final.

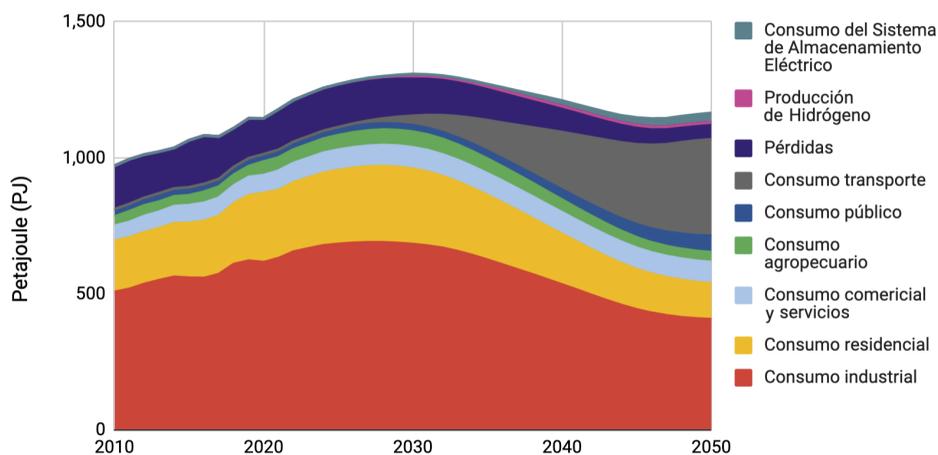
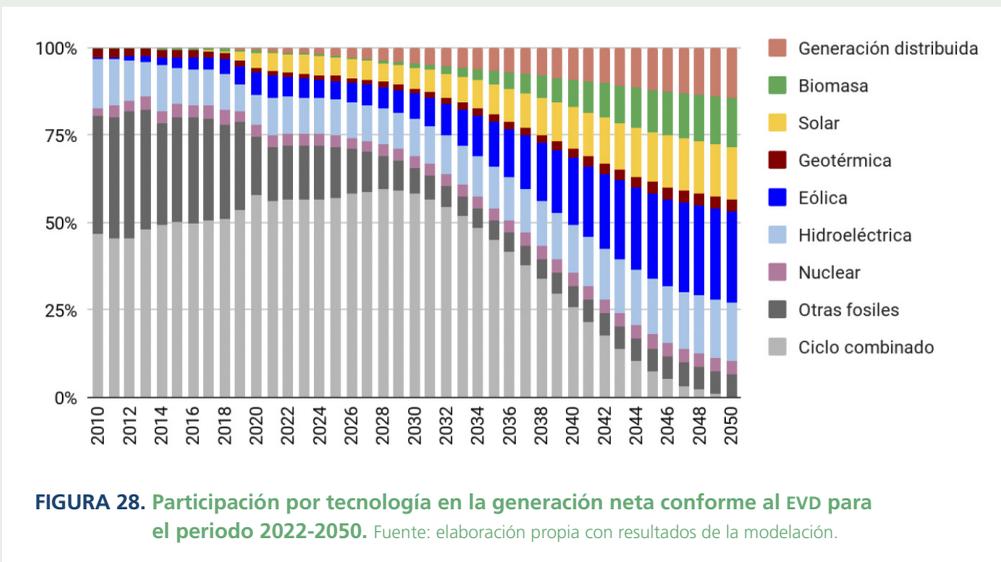


FIGURA 27. Demanda eléctrica conforme al EVD para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Conforme al EVD, en 2050 más del 90% de la generación eléctrica proviene de fuentes renovables, entre las que destacan la hidroeléctrica, la eólica, la solar a gran escala y la generación distribuida (figura 28). Se debe notar que, dada la significativa reducción de la demanda eléctrica, la capacidad necesaria de estas tecnologías es mucho menor en comparación con el ECV para el mismo año: -10.55% para hidroeléctrica, -70.66% para eólica, -76.64% para solar a gran escala y -51.82% para generación distribuida.

Asimismo, la incorporación de generación distribuida se presenta como un vector clave para una transición energética justa. Dentro de esta modalidad, se priorizan proyectos para el sector social en dos niveles: 1) techos solares para garantizar el acceso y la asequibilidad de la energía en los hogares, y 2) proyectos comunitarios de pequeña y mediana escala, alineados con los potenciales y necesidades de cada comunidad.



De igual manera que la matriz eléctrica, la producción de energéticos también experimenta una transformación significativa en 2050 (figura 29). La producción de combustibles fósiles presenta una notable disminución, ya que pasa de 7,091 PJ en 2021 a sólo 493 PJ en 2050. Esto representa una caída en su participación del 88.19 % en 2021 al 13.74 % en 2050. Por otro lado, la producción de energéticos renovables muestra un aumento sustancial, al escalar de 950 PJ en 2021 —de los que 637 PJ provienen de bioenergéticos— a 3,094 PJ en 2050 —de los que 1,993 PJ corresponden a bioenergéticos.

Finalmente, aunque la producción de energéticos para 2050 se reduce más de un 50 % en comparación con los escenarios BAU y ECV para el mismo año, la disminución en el consumo final permite que México reduzca su dependencia de las importaciones energéticas. Como se observa en la figura 30, para 2040 las importaciones descienden a 899 PJ, el equivalente a un 81.34 % menos en comparación con los 4,816 PJ de 2021, y las cifras son marginales para 2050 con 74 PJ.

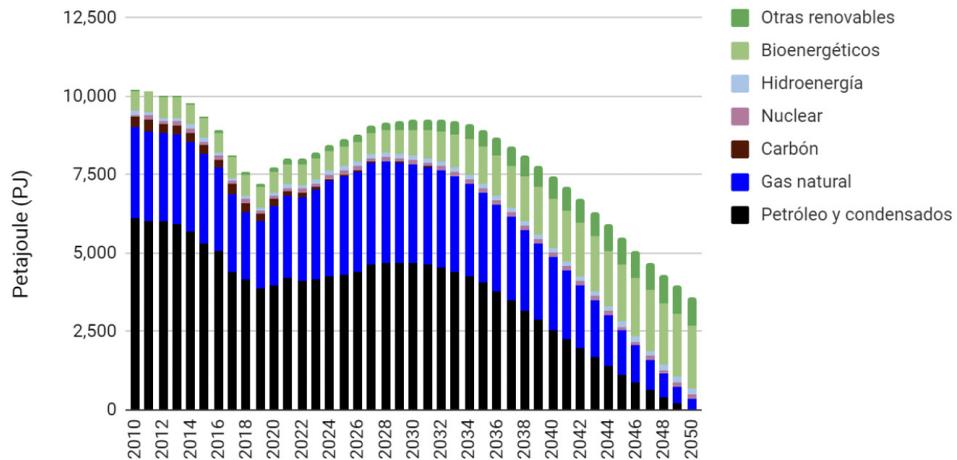


FIGURA 29. Producción de energéticos primarios conforme al EVD para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

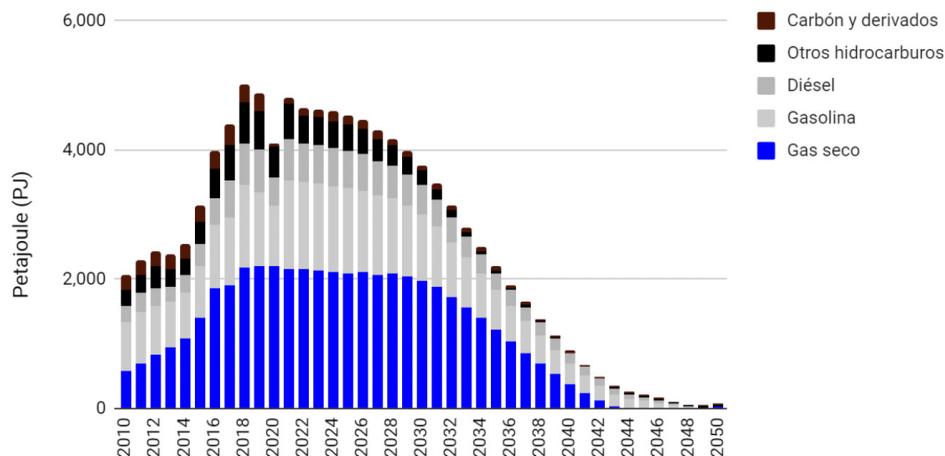


FIGURA 30. Importación de energéticos conforme al EVD para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Escenario de transición justa y sustentable (TJS)

Este escenario es una propuesta para México que asegura cubrir las necesidades energéticas para una vida digna, acorde a sus realidades energéticas y sociales. Aunque Millward-Hopkins y colaboradores (2020) ofrecen estimaciones sobre la energía necesaria para alcanzar una vida digna en diferentes países —con base en condiciones climáticas, extensión y otros parámetros biofísicos—, el estudio tiende a generalizar los patrones de uso de energía, infraestructura y acceso a tecnologías a nivel global. En este sentido, es importante desarrollar un escenario que contemple una transformación profunda y equitativa del sistema energético en México para impulsar un modelo de desarrollo justo y sustentable que responda efectivamente a las necesidades y desafíos específicos del país.

El escenario de transición justa y sustentable para México (TJS) propone una transición hacia 2050 que, al igual que el EVD, garantiza la satisfacción de las necesidades energéticas para una vida digna, promueve una economía más

local y sustentable, y maximiza el uso de energías renovables locales. En este caso, a diferencia del EVD, se adecuan las necesidades energéticas por uso final y recursos energéticos a las condiciones específicas de México. Esto incluye, por ejemplo, explorar la posible ampliación del sistema ferroviario electrificado, así como una adopción significativa de la biomasa para la cocción de alimentos y otros usos térmicos productivos en comunidades rurales, conforme a las especificaciones bioculturales y las condiciones climáticas que afectan su demanda de agua caliente y calefacción, las cuales distan mucho de las de Europa.

En términos sectoriales, los resultados de la modelación del escenario TJS (figura 31) indican que el transporte experimenta una reducción considerable, con un 54.96% respecto a 2021, al alcanzar los 1,242 PJ en 2050. A pesar de ello, su consumo es 87.28% superior al estimado para el EVD, debido a que en este caso se toman en cuenta de manera más precisa la extensa geografía del país, el urbanismo metropolitano, la infraestructura de transporte limitada, la dependencia del vehículo privado y la antigüedad del parque vehicular.

Para facilitar una transición hacia una movilidad que priorice el transporte público o no motorizado, es esencial mejorar la seguridad en vías públicas, paraderos y estaciones de transporte. Esto aumenta de forma notable el consumo en el sector público —sobre todo en alumbrado— de 22 PJ en 2021 a 75 PJ en 2050.

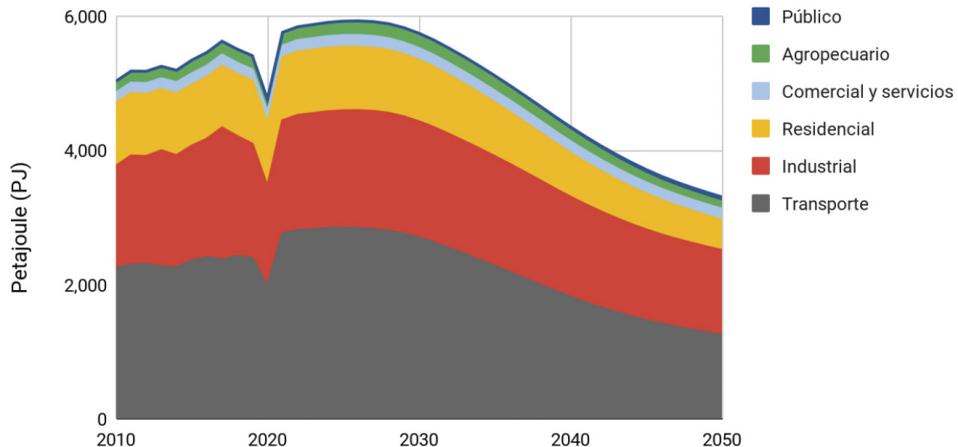


FIGURA 31. Consumo final energético por sector conforme al TJS para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

El sector residencial también presenta una fuerte reducción en su consumo energético, al disminuir de 943 PJ en 2021 a 449 PJ en 2050. Esto se logra mediante la implementación de normas de construcción que fomentan el diseño bioclimático, lo que optimiza el uso energético en las viviendas, sobre todo en climatización. Además se promueve la instalación de sistemas de calentamiento de agua solares en nuevas construcciones. Al igual que en el escenario EVD, es importante destacar que esta reducción del consumo viene acompañada de la eliminación de la pobreza energética tanto en zonas rurales como urbanas.

Por otro lado, los sectores agropecuario e industrial muestran reducciones más moderadas en su demanda energética, del 39.71% y 24.83% respecto a 2021, respectivamente. En el sector agropecuario se fomenta una transición hacia prácticas agrícolas más ecológicas y locales. En el sector industrial se asume una reducción de las actividades de alta intensidad energética, en especial aquellas orientadas a la exportación.

Por último, el sector comercial y de servicios mantiene un nivel de consumo energético casi constante, de 171 PJ en 2021 a 165 en 2050. Sin embargo, se observa un cambio en la distribución de los subsectores del consumo energético similar al escenario EVD.

En cuanto al consumo final por tipo de energético (figura 32), destacan tres cambios principales: 1) la electricidad se convierte en el energético dominante, al representar el 51.73% del consumo final en 2050; 2) los combustibles fósiles, sobre todo los productos refinados, reducen su participación del 71.75% en 2021 al 9.87% en 2050, lo que equivale a una disminución de 4,131 PJ en 2021 a 323 PJ en 2050; y 3) los energéticos renovables aumentan su participación del 10.36% en 2021 al 38.49% en 2050, al alcanzar los 1,272 PJ.

La alta electrificación antes mencionada, sumada al consumo para la producción de hidrógeno y el uso de sistemas de almacenamiento, provoca que la demanda eléctrica alcance los 1,915 PJ (figura 33). Esto representa un incremento del 62.03% respecto al 2021. Aunque el aumento se encuentra en el mismo orden de magnitud de la demanda eléctrica proyectada para el escenario BAU, es un 45.82% menor que la demanda prevista para el escenario ECV.

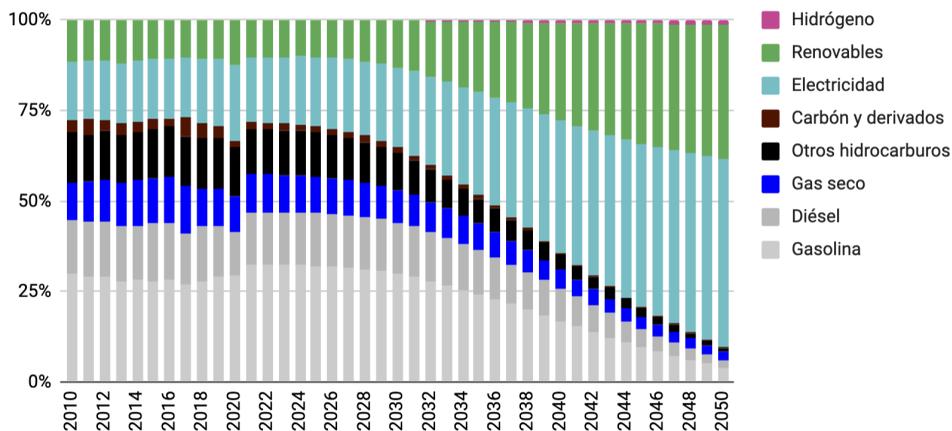


FIGURA 32. Participación por energético en el consumo final de energía conforme al TJS para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

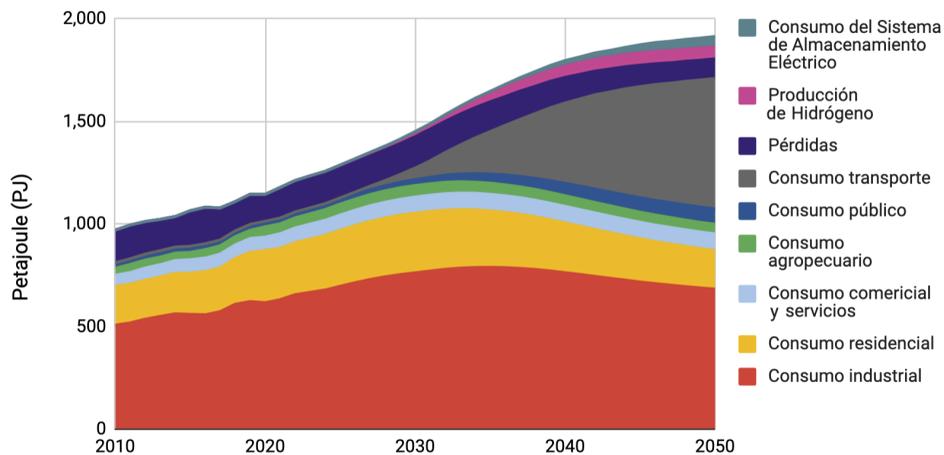


FIGURA 33. Demanda eléctrica conforme al TJS para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

La demanda eléctrica se cubre en un 85.03% con fuentes renovables (figura 34). La energía eólica lidera en términos de participación, seguida por la solar a gran escala, la generación distribuida y la hidroeléctrica. Fuentes como la geotérmica, la biomasa, la eólica *offshore* y la concentración solar tienen una participación menor. En lo que respecta a las tecnologías convencionales, las centrales de ciclo combinado tienen la mayor participación, seguidas por las de turbogás y la central nuclear de Laguna Verde.

Es importante destacar el papel de la generación distribuida en asegurar el acceso a la energía necesaria y de calidad para la población. Por este motivo incluye programas orientados a la reducción de la pobreza energética y a la minimización de las pérdidas no técnicas en distribución. Además, se contemplan recomendaciones legislativas y regulatorias que faciliten una transición energética justa, lo que implica promover un reparto equitativo de los riesgos y beneficios de esta transformación sistémica entre el sector público, privado y social.

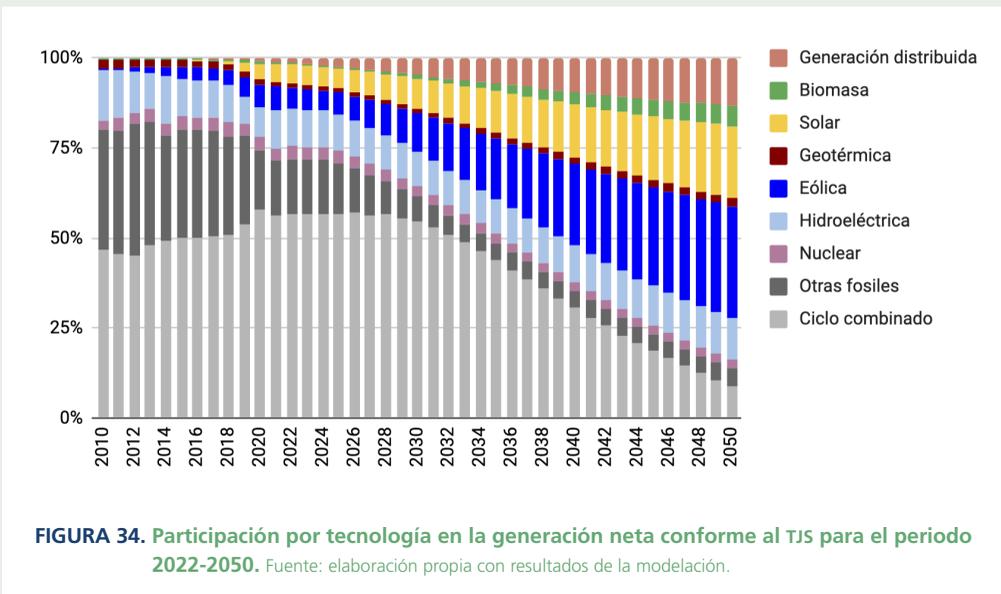


FIGURA 34. Participación por tecnología en la generación neta conforme al TJS para el periodo 2022-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

La producción de energéticos llega a su punto máximo en 2033 (figura 35), poco después de haber alcanzado los picos de producción de petróleo y gas natural. Este declive en la producción se gestiona de manera coordinada y planificada con los cambios sistémicos en la demanda energética. Esta estrategia asegura que, en paralelo a la desfosilización de la matriz energética, México avance hacia una mayor soberanía energética para reducir la dependencia de la importación de energéticos (figura 36).

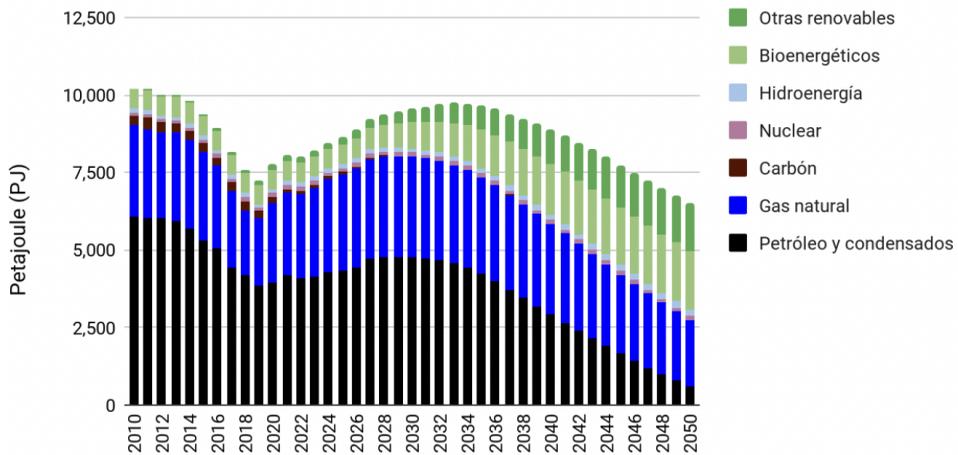


FIGURA 35. Producción de energéticos primarios conforme al TJS para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

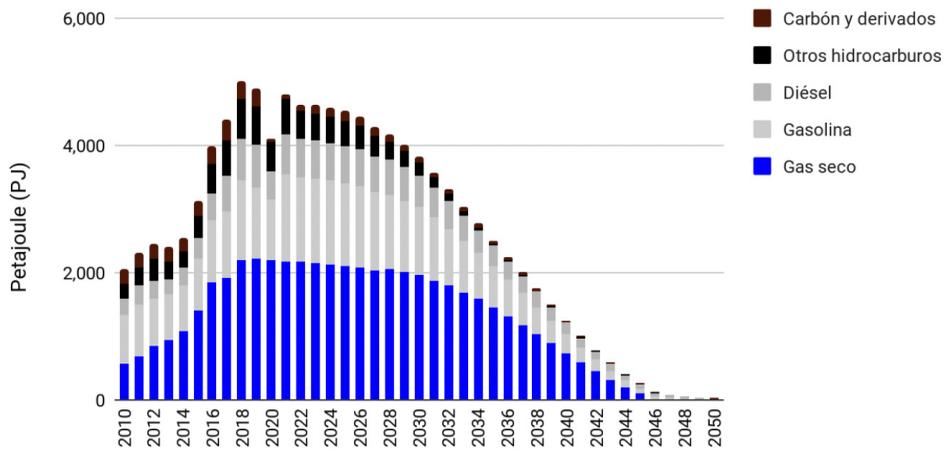
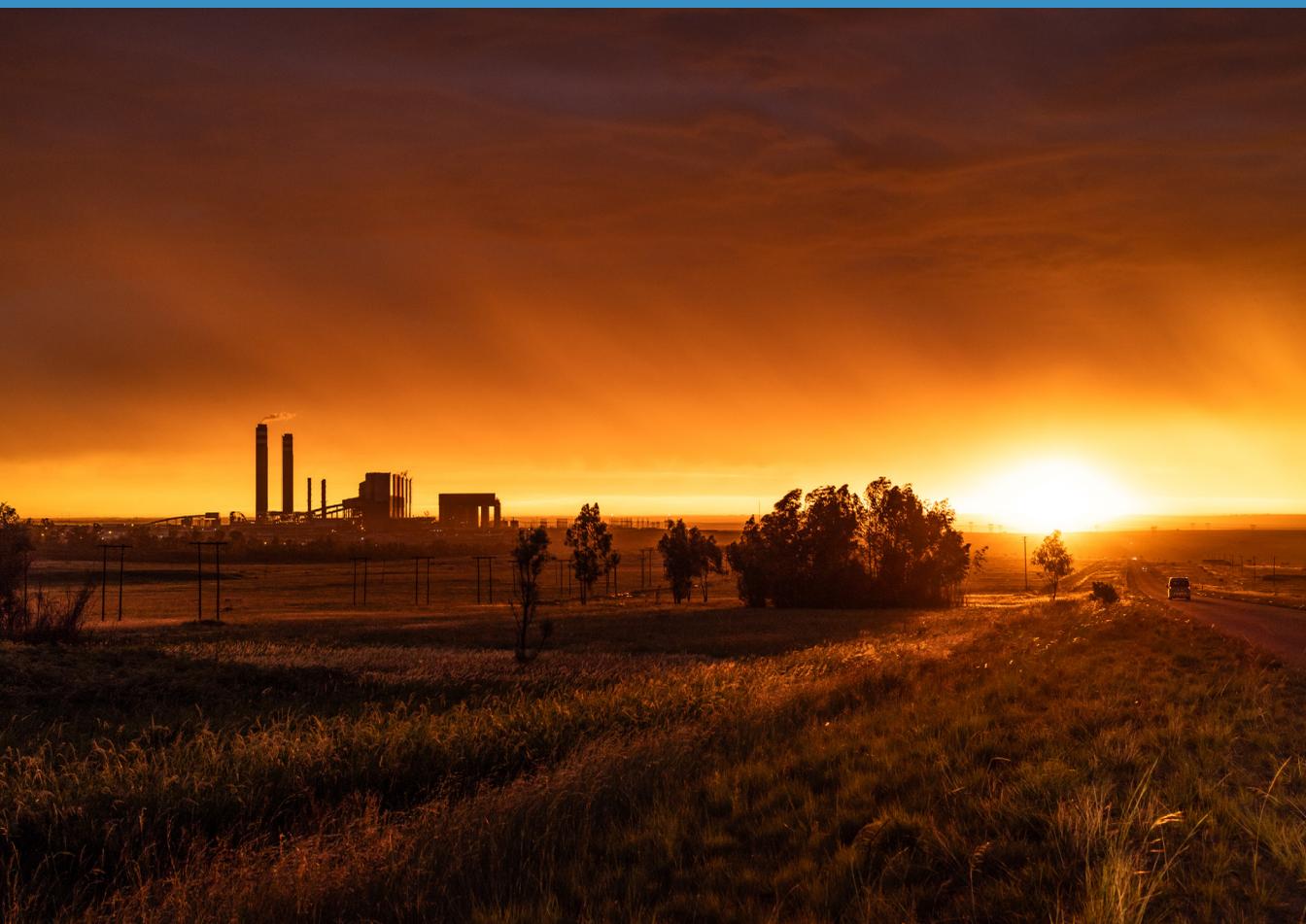


FIGURA 36. Importación de energéticos conforme al TJS para el periodo 2022-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.



Comparación de los escenarios





Comparación de los escenarios

Al plantear supuestos distintos sobre el futuro de México, cada escenario traza trayectorias —transiciones— y estados finales muy diferentes en términos del consumo estimado de energía, su composición por tipo de energéticos y la distribución por sectores. Nuestro objetivo es construir escenarios contrastantes que ilustren el espectro de alternativas futuras para el país, de modo que sea posible comprender los riesgos de mantener el curso actual (BAU), así como de explorar la transición hacia un “crecimiento verde” (ECV). Al mismo tiempo, buscamos identificar estrategias que nos permitan comprender los desafíos y oportunidades asociados a los escenarios enfocados en alcanzar una vida digna y el concepto de “buen vivir”.

Consumo final

La figura 37 ilustra la evolución del consumo final de energía para los cuatro escenarios analizados. En el escenario BAU, el consumo final de energía aumenta un 17.32% respecto al año base. En contraste los tres escenarios alternativos muestran una reducción en el consumo: el ECV muestra una disminución moderada del 5.38%, mientras que el TJS y el EVD presentan reducciones significativas del 42.60% y 61.10%, respectivamente.

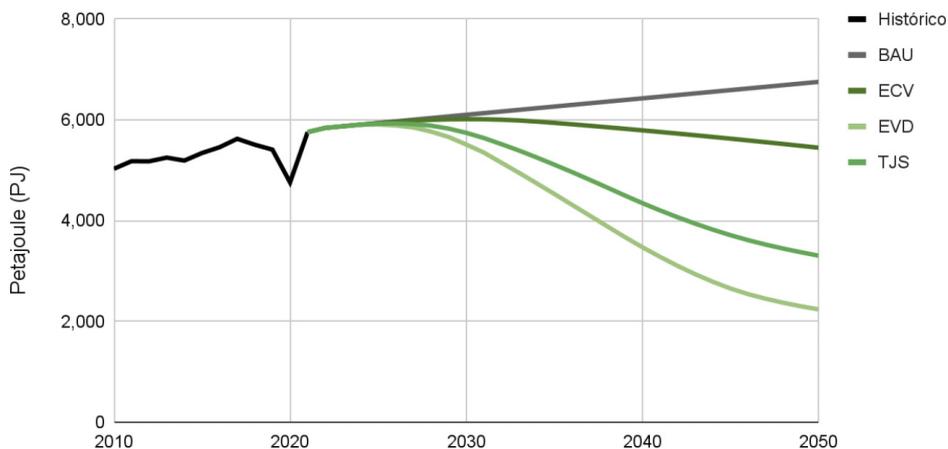


FIGURA 37. Consumo final energético por escenario para el periodo 2010-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

La composición de la matriz energética presenta notables variaciones entre los escenarios. En el BAU persiste una alta dependencia de combustibles fósiles como el gas natural, el GLP, la gasolina y el diésel. Por otro lado, los tres escenarios alternativos muestran una mayor electrificación y un incremento sustancial en el uso de fuentes renovables —entre las que destacan la solar térmica y los bioenergéticos— para usos térmicos y de movilidad. Sin embargo, en el ECV estos esfuerzos son insuficientes para eliminar por completo el uso de los combustibles fósiles, que aún constituyen el 32.79% del consumo energético final. En contraste los escenarios EVD y TJS, que logran considerables reducciones en la demanda de energía, consiguen una descarbonización efectiva del patrón de consumo y una mayor penetración de bioenergéticos y energía solar térmica, tanto en términos absolutos como porcentuales.

En términos de demanda sectorial de energía hacia 2050, el transporte incrementa su participación en el BAU y consolida su posición como principal consumidor de energía (figura 38). Esto representa un desafío para la descarbonización del sector energético. En cambio, en los escenarios EVD y TJS, el consumo en el sector transporte disminuye de manera drástica gra-

cias a políticas de relocalización y autogestión local que minimizan la necesidad de transportar mercancías y personas, lo que también resulta en un aumento porcentual de la participación del sector industrial. En el ECV, la distribución porcentual del consumo por sector es similar al año base, ya que no se incorporan cambios sistémicos en los patrones de consumo.

La distribución del consumo final por tipo de energético en 2050 también difiere entre los escenarios (figura 39). En el BAU, los derivados del petróleo continúan dominando, sobre todo en el sector transporte por el uso de diésel y gasolina. En el ECV, la electricidad aumenta de modo significativo su participación junto con una disminución en el consumo de derivados del petróleo y la aparición del hidrógeno, el cual representa el 7.28% del consumo final. En los escenarios EVD y TJS, la participación de los hidrocarburos se reduce al 8.73% y 9.47% respectivamente, en línea con los objetivos de descarbonización (figura 39). En estos escenarios, la electricidad no sólo aumenta su porcentaje de participación en el consumo final, sino que también se incrementa en términos absolutos en comparación con el año base. Las fuentes renovables, como la energía solar y la biomasa, orientadas a usos térmicos completan el patrón de consumo final en 2050, con participaciones del 42.95% en el EVD y 37.40% en el TJS.

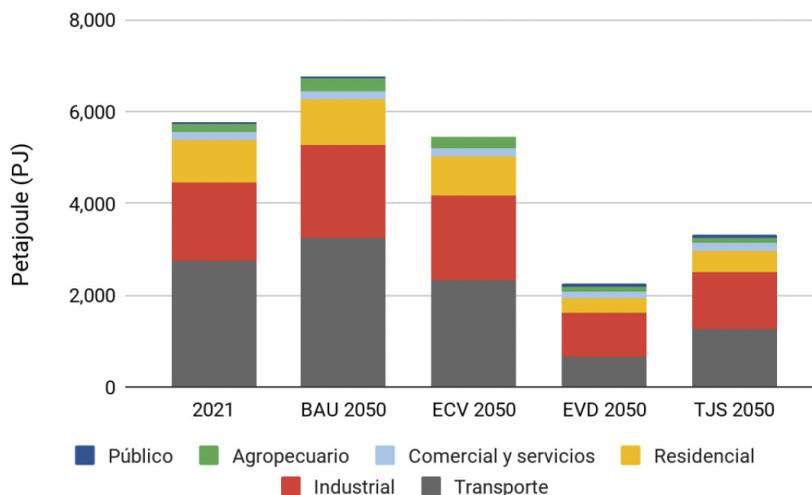


FIGURA 38. Consumo final de energía por sector en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

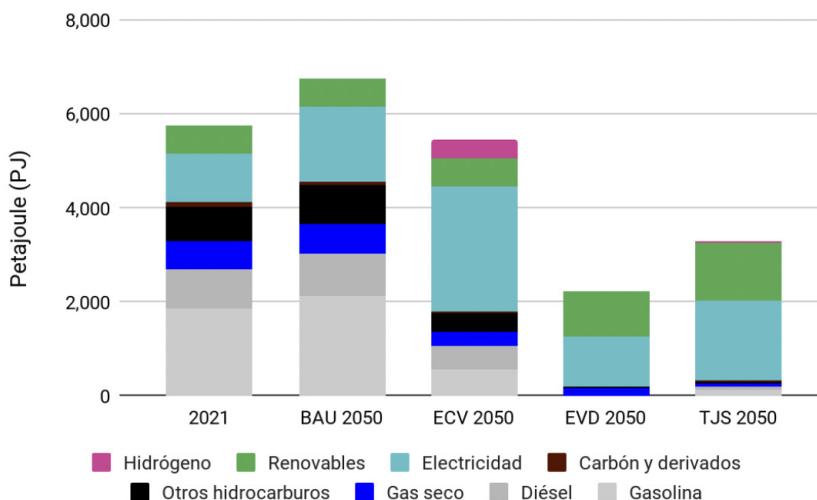


FIGURA 39. Consumo final de energía por energético en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Sector energético

En todos los escenarios, las transformaciones de energéticos fósiles¹⁵ muestran una reducción respecto a 2021. En el escenario BAU, a pesar de los esfuerzos de exploración, perforación y el aumento de la refinación nacional, la reducción de los energéticos fósiles para 2050 es mínima, con sólo el 0.06%. En cambio, en los demás escenarios, la reducción es mucho más significativa (figura 40): 30.55% en el ECV, donde todavía se mantiene un alto nivel de procesamiento de gas natural a gas seco; 56.48% en el TJS, que refleja la demanda de productos refinados; y un notable 92.26% en el EVD, donde sólo se prevé producir y procesar una cantidad mínima de gas seco en 2050. La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis se contempla sólo en los escenarios ECV y TJS, aunque con niveles de penetración muy diferentes: 630.83 PJ y 57.49 PJ de demanda, respectivamente.

¹⁵ Esto se refiere en primer lugar a refinarias, despuntadoras, plantas de gas y fraccionadoras, pero también incluye hornos y coquizadoras de carbón.

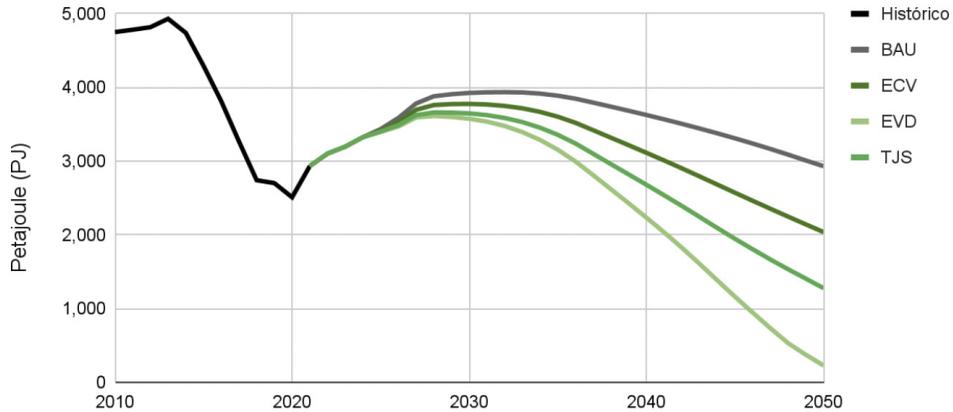


FIGURA 40. Procesamiento de energéticos fósiles por escenario para el periodo 2010-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

La figura 41 ilustra la evolución de la demanda eléctrica, incluyendo los consumos sectoriales, las pérdidas en transmisión y distribución, así como el consumo asociado a la producción de hidrógeno verde y de los sistemas de almacenamiento eléctrico.

En el escenario BAU se observa un incremento tendencial hasta alcanzar los 476 TWh en 2050.

El ECV refleja el impacto de una electrificación de los modos actuales de consumo energético sin cambios estructurales, con una demanda que alcanza los 982 TWh en 2050, casi el doble del BAU. Como muestra la figura 42, la demanda vinculada a la electromovilidad se dispara hasta 310 TWh, cifra cercana a la demanda eléctrica total de 2021, que fue de 328 TWh. Esto convierte al sector transporte en el principal consumidor de electricidad, con un 31.59% del consumo final, seguido por el sector industrial (28.61%) y la producción de hidrógeno (17.85%).

En contraste, el EVD mantiene una demanda similar a la del año base figura 41, con una reducción del 1.43% para 2050, pero exhibe cambios notables en la distribución del consumo eléctrico entre los sectores (figura 42).

El sector transporte se convierte en el segundo mayor consumidor con 99 TWh, después del sector industrial con 113 TWh, pero experimenta una reducción del 35.52 % en comparación con el año base.

Por último, el escenario TJS muestra un crecimiento de la demanda del 62.03 % respecto a 2021, al alcanzar los 532 TWh en 2050. Esto representa un incremento del 11.76 % respecto al BAU y un 62.03 % respecto al EVD, además de una reducción del 45.82 % en comparación con el ECV (figura 41). Para contextualizar estas trayectorias es importante recordar que cada escenario presenta un nivel distinto de electrificación del consumo final, siendo el escenario TJS el que mayor electrificación del consumo presenta con un 51.73 %, seguido por el ECV y EVD con un 48.93 % y 47.69 % respectivamente, que contrasta con el 24.01 % del BAU.

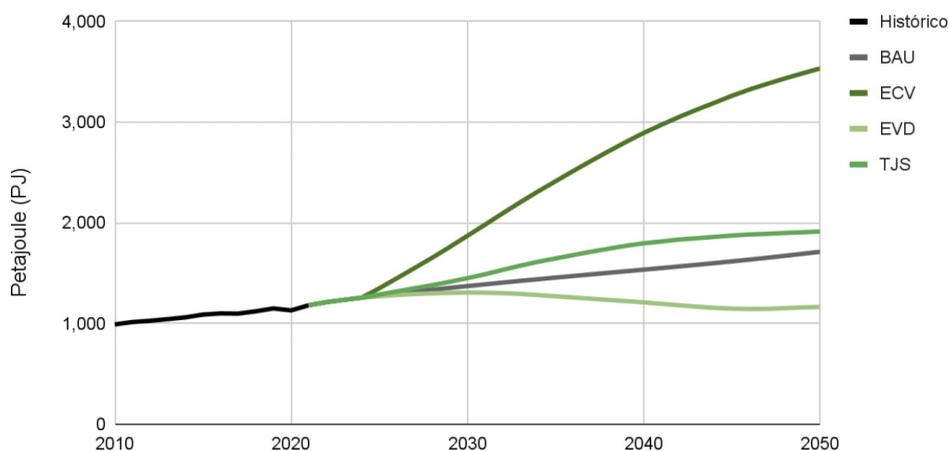


FIGURA 41. Demanda eléctrica por escenario para el periodo 2010-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

La figura 43 muestra cómo la generación neta de electricidad en todos los escenarios avanza hacia un aumento en la participación de tecnologías renovables. Desde un 25 % en 2021, la participación en el escenario BAU sube a 48.41 %, en el ECV alcanza el 76.85 %, en el TJS llega al 85.03 % y en el EVD asciende al 90.16 %. Sin embargo, estos aumentos ocurren bajo condiciones distintas para cada escenario.

En el escenario BAU, la adición de capacidad renovable sólo es suficiente para cubrir el incremento en la demanda eléctrica. Esto mantiene la generación casi constante por medio de tecnologías convencionales, con una ligera reducción del 0.27 % entre 2021 y 2050. Aunque la generación se mantiene estable, las tecnologías subyacentes experimentan cambios significativos. Por ejemplo, la salida de operación de las centrales carboeléctricas y termoeléctricas es compensada en su mayoría con un aumento en la generación a través de ciclo combinado.

El ECV muestra la mayor adición de capacidad, al llegar a 332,568 MW instalados en 2050. Dicha adición es impulsada sobre todo por tecnologías eólicas, solares y de generación distribuida, que juntas representan el 67.58 % de la capacidad en 2050, con 93,267 MW, 78,867 MW y 52,614 MW, respectivamente. A pesar de estos esfuerzos significativos por transformar la matriz de generación eléctrica, el alto crecimiento de la demanda resulta en una disminución pequeña, del 7.67 %, en la generación mediante tecnologías convencionales, la cual pasa de 246 TWh a 227 TWh.

Los escenarios EVD y TJS, por su parte, muestran una desfosilización profunda de la generación eléctrica para 2050, año en el que sólo se generarían 32 TWh y 80 TWh mediante tecnologías convencionales, respectivamente. En ambos casos, esta reducción es compensada por energía eólica, solar y generación distribuida, con una contribución menor de la biomasa en el EVD y una combinación de biomasa, eólica *offshore* y energía solar concentrada en el TJS.

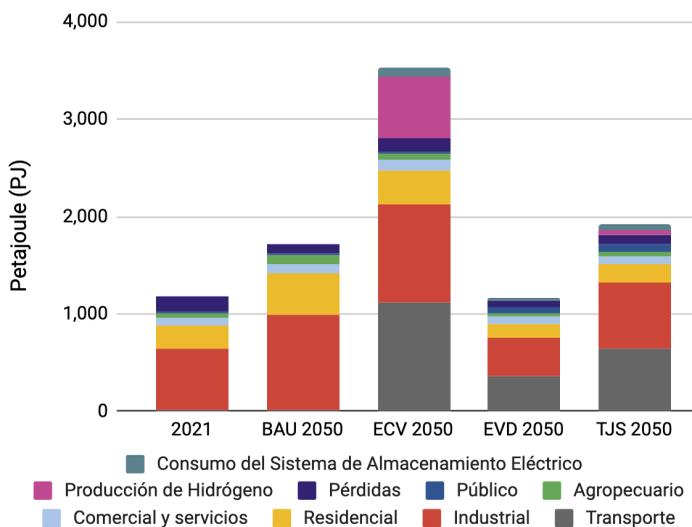


FIGURA 42. Demanda eléctrica por sector en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

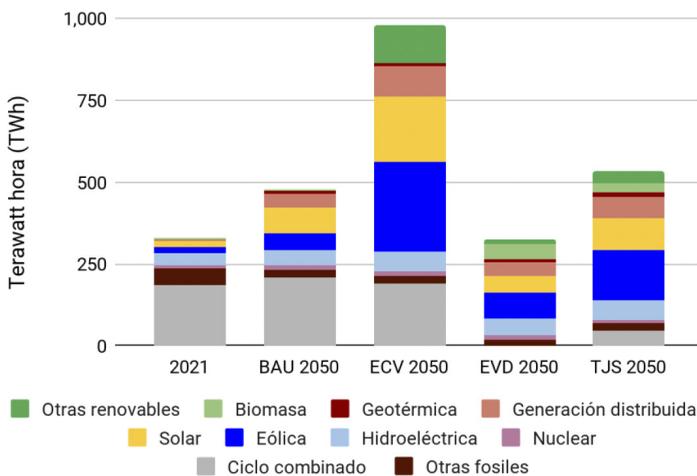


FIGURA 43. Generación neta por tecnología en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Producción de energía

Las grandes diferencias en la demanda total de energía por escenario, así como en la ambición de las políticas de descarbonización y uso eficiente de la energía, se reflejan en contrastes significativos en la producción primaria de energía y la oferta interna bruta. En específico, para 2050 observamos que, aunque en términos absolutos no hay diferencias significativas entre el año base y los escenarios BAU y ECV —con un valor cercano a los 8 mil PJ—, la composición porcentual por tipo de energéticos cambia de forma notoria (figura 44). En los escenarios TJS y EVD, no sólo se reduce la producción de energía en un 18.74% y 55.40% respectivamente, sino que también se observa una reestructuración importante en su composición.

La producción de energías renovables, que incrementa muy poco en el BAU (6.67% respecto al año base), es esencial en los demás escenarios, tanto en términos absolutos como porcentuales. Los energéticos renovables representan el 42.83% de la producción en el ECV, el 56.29% en el TJS y el 86.26% en el EVD, en el que se da una descarbonización casi completa del sistema energético.

En cuanto a la oferta interna bruta, el escenario BAU muestra un incremento del 9.44% respecto a 2021, al alcanzar los 10,898 PJ, mientras que el ECV experimenta una reducción del 6.49% con 9,312 PJ en 2050 (figura 45). En el BAU, el estancamiento y posterior declive en la producción nacional de combustibles fósiles lleva a un incremento del 51.10% en las importaciones de energéticos respecto a 2021; para el ECV, se reduce la importación en un 25.67%, principalmente por la disminución en la importación de gasolina y diésel.

Los escenarios TJS y EVD presentan reducciones aún más significativas de la oferta interna bruta, del 41.21% y el 63.75%, respectivamente (figura 45). A diferencia del ECV, en estos últimos escenarios la oferta de renovables es mucho más equilibrada entre energéticos y usos tanto térmicos como eléctricos, lo que da como resultado una penetración más destacada de los bioenergéticos, los cuales alcanzan el 55.76% y el 36.02% de la oferta interna bruta, respectivamente.

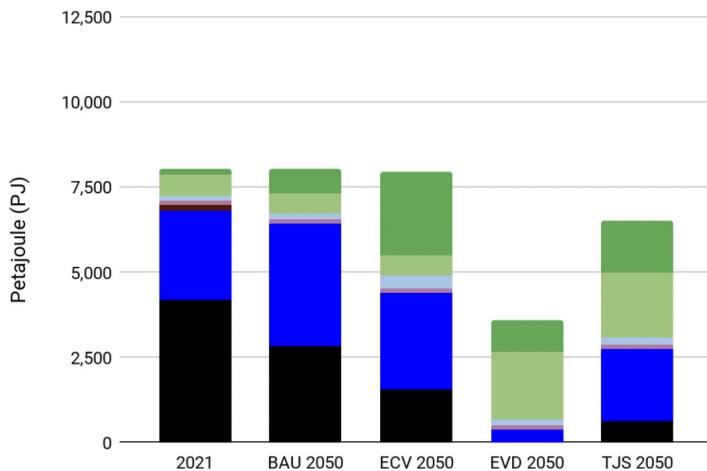


FIGURA 44. Producción de energía primaria en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

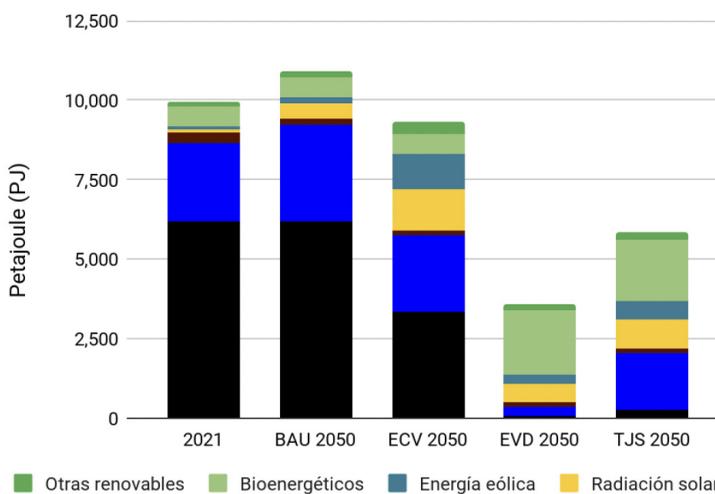


FIGURA 45. Oferta interna bruta en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Indicadores

Emisiones de gases de efecto invernadero

La figura 46 destaca las notables diferencias entre los escenarios en cuanto a las trayectorias esperadas de las emisiones de GEI, lo que influye de forma directa en el cumplimiento de compromisos internacionales como el Acuerdo de París. Los detalles del cálculo de estas emisiones, que incluyen los factores de emisión y los potenciales de calentamiento global por gas, están disponibles para su consulta en el anexo estadístico.¹⁶

Bajo el escenario BAU, donde no se adoptan medidas significativas para descarbonizar la matriz energética, se espera que las emisiones de GEI del sector energético mexicano permanezcan prácticamente constantes hasta 2050. Esto implicaría un incumplimiento de los compromisos internacionales que México ha firmado para mitigar el cambio climático.

En contraste, el escenario ECV prevé un pico de emisiones de 538.95 MtCO₂e en 2027 que disminuye a 272.22 MtCO₂e en 2050, lo que representa una reducción del 46.88 % respecto a 2021 (figura 47). Sin embargo, este escenario sólo alcanza a ser marginalmente compatible con los compromisos de México para 2050 y queda aún lejos de los objetivos necesarios para limitar el calentamiento global a 1.5 °C.

Por su parte, el escenario TJS muestra grandes reducciones —en comparación con el BAU y con las emisiones del año base—, con una disminución del 12.30 % para 2030 y del 87.42 % para 2050, al alcanzar 63.34 MtCO₂e en este último año. El TJS colocaría a México en una ruta compatible con sus compromisos internacionales y con el límite de 1.5 °C, lo que haría posible alcanzar emisiones netas cero hacia la década de 2060.

Finalmente, el escenario EVD representa la aproximación más cercana de México al cumplimiento de los compromisos derivados del límite de 1.5 °C de aumento de la temperatura global. El EVD lograría una reducción del 96.94 % —en comparación con el BAU— para 2050, con sólo 15.39 MtCO₂e emitidos ese año.

¹⁶ El anexo estadístico se encuentra disponible en este enlace: <https://sites.google.com/view/esenariosmx2050/documentaci%C3%B3n>

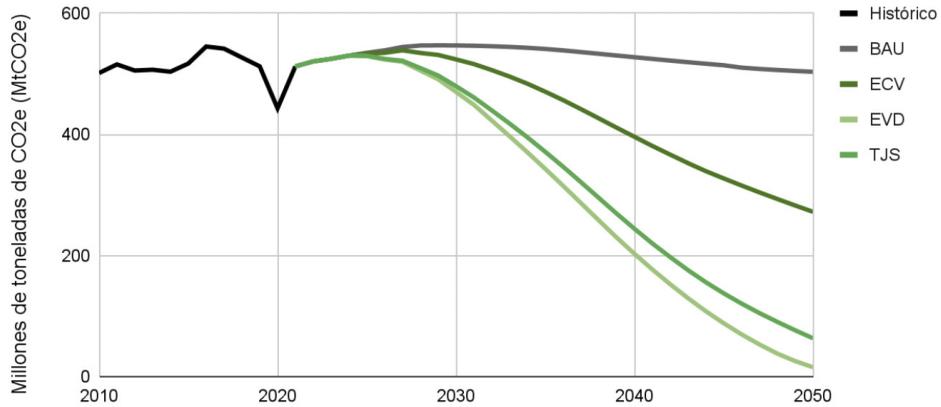


FIGURA 46. Emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría “[1] Energía por escenario 2010-2050”. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

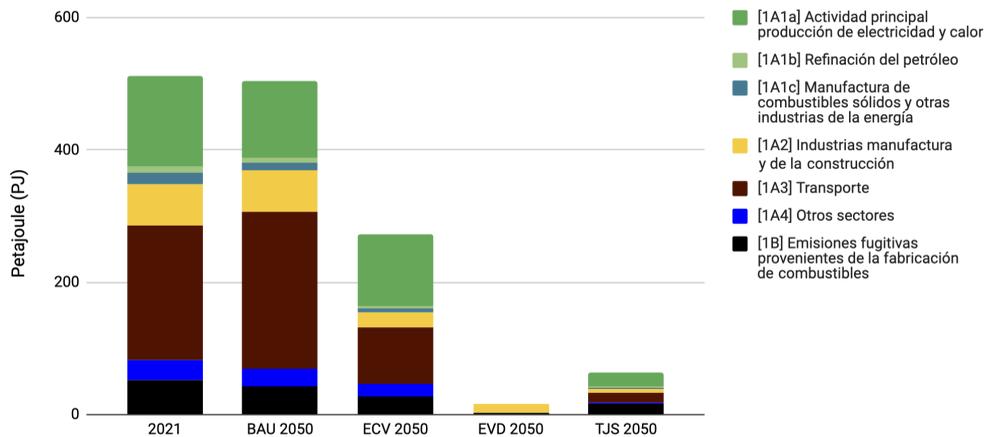


FIGURA 47. Emisiones de gases de efecto invernadero por subcategoría del INECYGEI en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Aunque no se cuantifica específicamente en este estudio, es importante destacar que se anticipa una reducción en las emisiones de contaminantes criterio —CO, O₃, SO₂, PM_{2.5}, PM₁₀ y NO₂— debido a la disminución de la producción y refinación de hidrocarburos y al retiro de centrales tanto termoeléctricas como carboeléctricas de la matriz eléctrica. Esta reducción de contaminantes —que son los principales responsables de los impactos locales adversos en calidad del aire, contaminación del suelo y agua— redundaría en una mejora significativa de la calidad de vida y sostenibilidad ambiental en las comunidades afectadas.

Consumo de agua

En la actualidad, México enfrenta grandes desafíos en términos de abastecimiento de agua, ocasionados sobre todo por la sobreexplotación de muchos acuíferos, la contaminación tanto del suelo como del agua y problemas de gobernanza (Singh *et al.*, 2020; Flegl *et al.*, 2023). Según la Comisión Nacional del Agua (Conagua), de las trece regiones hidrológico-administrativas (RHA) en las que se divide el país, siete presentan un alto grado de presión sobre los recursos hídricos, y el Valle de México registra un grado muy alto con el 128.58%. Sólo tres regiones en el sur del país muestran estrés hídrico con un grado de presión menor al 10% (Conagua, s.f.).

Dada esta situación, se ha estimado el impacto de diversos escenarios sobre el consumo de agua del sector energético. Éste último abarca actividades como la refinación de petróleo, el procesamiento de gas, la coquización de carbón, la electrólisis, la generación eléctrica y la producción de combustibles fósiles. Es importante destacar que este análisis es preliminar y no incluye, por ejemplo, la extracción de agua para la refrigeración de plantas eléctricas —la cual se devuelve al mismo medio acuático en condiciones alteradas de temperatura, densidad y contaminación— ni el consumo de agua en otros sectores como la minería de minerales críticos o las plantaciones de bioenergéticos que requirieran riego —si fuera el caso.

Desde 2010 hasta 2021, el consumo de agua ha disminuido en gran medida debido a la reducción en la producción y refinación de petróleo. Bajo el escenario BAU, el aumento en la producción de hidrocarburos también impulsa un incremento en la demanda de agua, aunque esta tendencia se revierte con el declive de la producción petrolera, y se proyecta un consumo de 519

millones de metros cúbicos (Mm³) en 2050 (figura 48). En el escenario ECV, el incremento en el consumo de agua es más marcado debido a la generación eléctrica y sobre todo por la demanda de agua para la producción de hidrógeno verde, lo que resulta en un 35.31% más que el BAU para 2050.

Los escenarios EVD y TJS logran mayores reducciones en el consumo de agua. A pesar de la producción de hidrógeno verde en el escenario TJS, la reducción en el consumo de agua para la generación eléctrica y otras transformaciones energéticas conducen a una disminución del 68.30% y el 43.83%, respectivamente, para 2050 (figura 49).

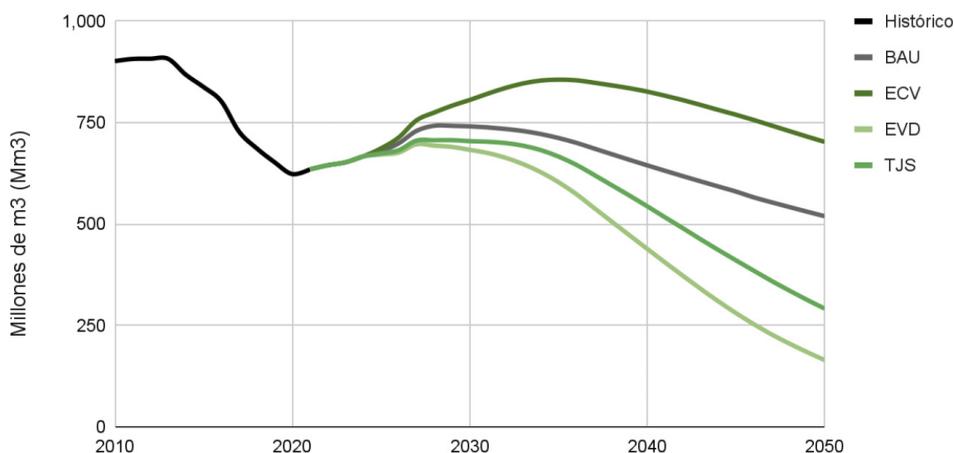


FIGURA 48. Consumo de agua por escenario para el periodo 2010-2050. Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

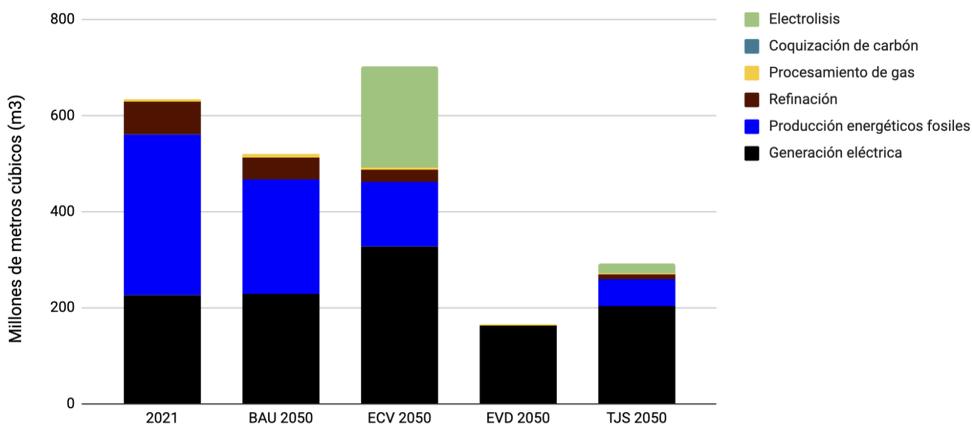


FIGURA 49. Consumo de agua en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Equidad

Al analizar la evolución del consumo energético por deciles de ingreso, se observan diferencias notables entre los escenarios en términos de la equidad en la transición energética.

El escenario BAU (figura 50) perpetúa las grandes disparidades en el consumo energético entre los deciles más bajos y los más altos. Además, incrementa la brecha en términos absolutos y registra un índice de Gini de 0.371.

En el ECV (figura 51), aunque se observan mejoras en la eficiencia energética, éstas benefician sobre todo a los deciles de ingresos más altos, los cuales logran reducir marginalmente su consumo respecto a 2021. Sin embargo, las diferencias entre estratos se mantienen, con el decil más alto consumiendo 9.5 veces más que el decil más bajo en 2050, versus 9.9 veces en el escenario BAU. Esto subraya la persistencia de significativas desigualdades y hace evidente la necesidad de una visión social y holística que busque una distribución más justa de los consumos de energía.

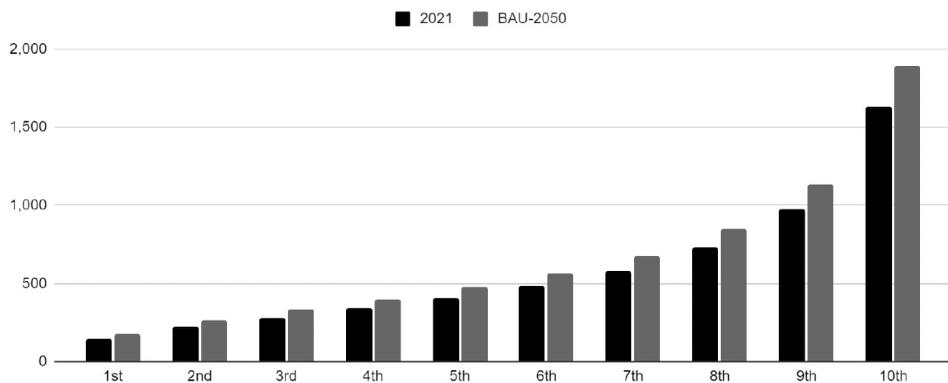


FIGURA 50. Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario BAU.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

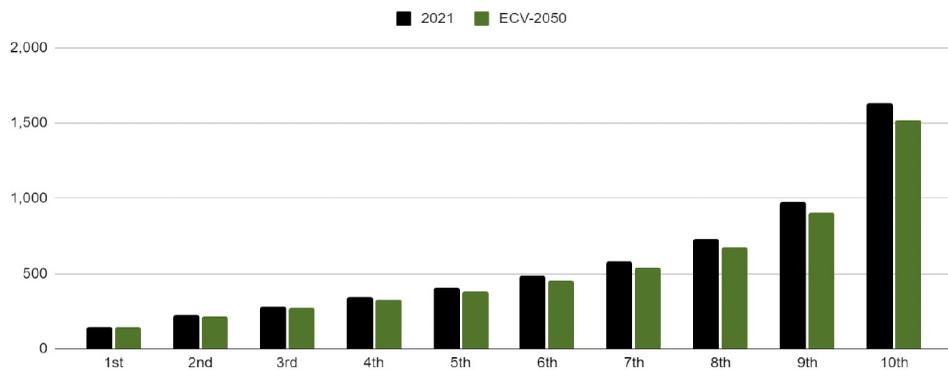


FIGURA 51. Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario ECV.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Por el contrario, los escenarios EVD (figura 52) y TJS (figura 53), al estar diseñados para distribuir la energía de forma equitativa, demuestran con claridad cómo debe ser la trayectoria hacia una transición justa. En estos escenarios los deciles más bajos incrementan su consumo y los deciles más altos lo reducen de forma significativa en el marco de una reducción global del consumo energético.

Es evidente que para lograr una transición justa y sustentable en México —y en el sur global— por un lado los estratos más pudientes deben asumir una reducción considerable en su consumo de energía y, por otro, se debe garantizar a los estratos más vulnerables el acceso a los servicios energéticos necesarios para una vida digna.

Desde una perspectiva de justicia energética orientada al bien común, las políticas energéticas deben diferenciarse por nivel de ingreso. Esto podría incluir la subvención del consumo energético para los estratos más pobres y la imposición de medidas para desincentivar el consumo excesivo en los estratos más ricos. Algunos ejemplos serían limitar la venta de vehículos de alto consumo y emisiones, aplicar tarifas eléctricas progresivas y ajustar los precios de la gasolina para favorecer el transporte público sobre el uso de vehículos particulares. Estas medidas deben ser planificadas con cuidado para evitar impactos negativos en los sectores de menores ingresos y para no crear distorsiones en los mercados de combustibles. Sin embargo, a largo plazo, son esenciales para garantizar una transición energética verdaderamente justa y sustentable en México.

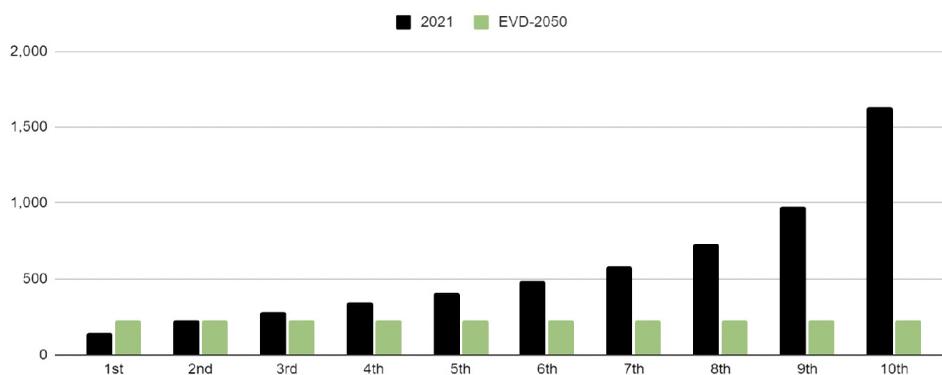


FIGURA 52. Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario EVD.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

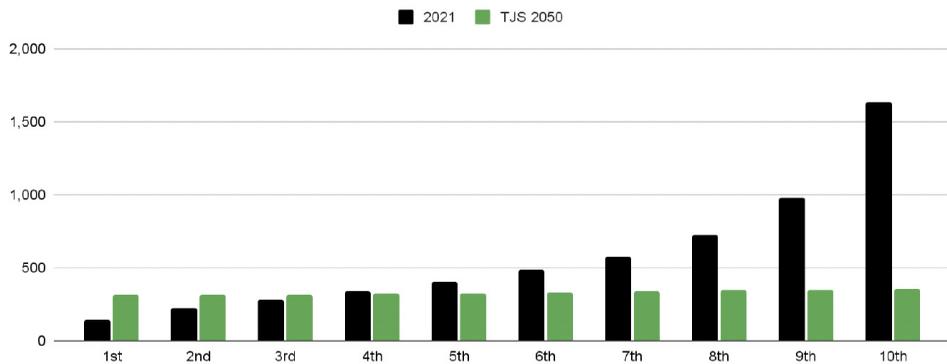


FIGURA 53. Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario TJS.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.

Soberanía energética

Como se vio en la sección “Escenarios energéticos de México”, la balanza de comercio exterior difiere de forma importante entre los escenarios y afecta directamente la soberanía energética del país (figura 54).

En el escenario BAU, el impulso inicial a la producción de hidrocarburos mejora la soberanía energética hasta 2031. Sin embargo, el posterior declive en la producción, combinado con un crecimiento sostenido de la demanda, resulta en un aumento de las importaciones, las cuales alcanzan 5,050 PJ en 2050, es decir, 4.87 % más que en 2021. Esto disminuye la soberanía energética a 0.74 en 2050, comparado con el 0.81 que se obtenía en el año base, conforme a las proyecciones oficiales de producción de la CNH (2022). Si se emplean análisis menos optimistas como los de Ferrari y colaboradores (2024), el BAU podría empeorar al aumentar la dependencia de las importaciones desde los primeros años modelados. Este fenómeno es significativamente más probable en el escenario BAU, donde el potencial extraíble en condiciones de viabilidad técnica y económica conduce al país a un incremento sostenido de la importación.

El escenario ECV mejora la soberanía energética a 0.85 gracias a la electrificación del transporte y la industria, así como el cierre de centrales carbouéctricas. Esto permite una reducción considerable en las importaciones de gasolina (79.21 %) y carbón (72.42 %), y, en menor medida, de diésel y otros hidrocarburos, como el gas seco (20.30 %). Sin embargo, en el ECV México mantendrá una fuerte dependencia del gas seco estadounidense (1,723 PJ en 2050), lo que aumenta su vulnerabilidad a las fluctuaciones geopolíticas y económicas. Es crucial subrayar que la producción de gas de lutita en Estados Unidos ha alcanzado ya su máximo histórico y enfrenta en la actualidad desafíos que podrían afectar la disponibilidad y el precio del gas en el futuro (Berman, 2024). Por lo tanto, el suministro de gas desde Estados Unidos a futuro no está garantizado de ninguna manera, ya que los precios pueden dispararse de forma significativa.

Por otro lado, los escenarios de EVD y TJS logran la autosuficiencia energética en 2033, con valores de 1.01 y 1.00 respectivamente, con lo cual permiten, en potencia, que México vuelva a ser exportador neto de energía. Esto se debe a que la reducción de la demanda de energéticos fósiles supera el declive en la producción de hidrocarburos. A partir de 2043 en EVD, y 2046 en TJS, la significativa reducción en la producción y exportación de hidrocarburos mantiene una soberanía energética robusta hasta 2050, la cual alcanza un valor de 1.12 en TJS.

Este análisis subraya la importancia de dirigir las políticas energéticas hacia la sustentabilidad y la reducción de la dependencia de las importaciones, con el propósito de garantizar una mayor estabilidad y autonomía energética para el futuro de México.

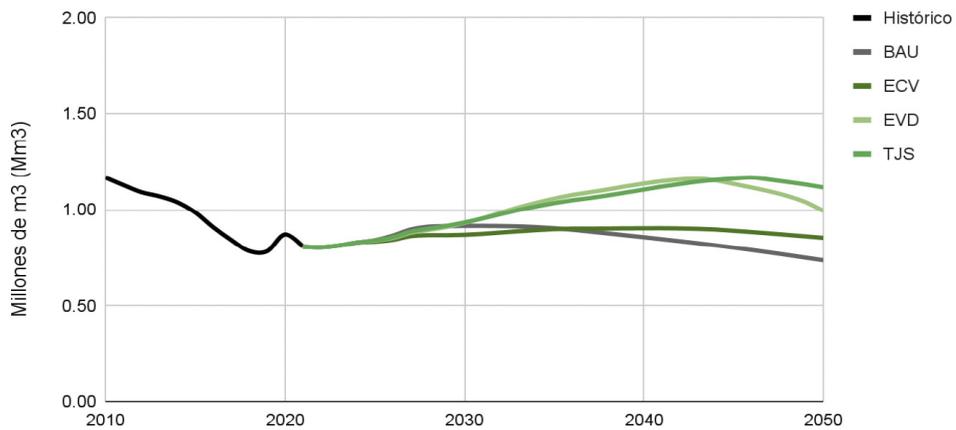


FIGURA 54. Soberanía energética por escenario para el periodo 2010-2050.

Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación.



Conclusiones y recomendaciones





Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

El escenario BAU presenta tres grandes riesgos para México: 1) el incumplimiento de sus metas y obligaciones ambientales, 2) la reducción de la soberanía energética y 3) una alta vulnerabilidad de la seguridad energética. Desde el punto de vista ambiental, la trayectoria de emisiones de GEI del BAU es incompatible con cualquier prospectiva de mitigación del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (*IPCC*, por sus siglas en inglés); lo que podría presentar importantes consecuencias para la industria e inversión. En cuanto a la soberanía, la imposibilidad de incrementar la producción de hidrocarburos y la ausencia de estrategias para el aprovechamiento de fuentes renovables provocan un incremento en la necesidad de importaciones. Dado que México importa energéticos casi sólo de Estados Unidos, y considerando los estudios sobre disponibilidad a futuro de hidrocarburos a nivel mundial (Delannoy *et al.*, 2021; Laherrere *et al.*, 2022), es altamente improbable que en el BAU se pueda garantizar un acceso a la energía necesaria y es imposible que esto ocurra a un precio asequible.

El ECV propone una reducción en la dependencia de los hidrocarburos y la descarbonización de la economía a través de una estrategia en esencia tecnológica: una mayor eficiencia en el uso de la energía y un aumento masivo en el uso de fuentes renovables para la generación de electricidad, como respuesta a una importante electrificación de los usos finales, incluso los de tipo térmico. Sin embargo, la viabilidad de esta propuesta es cada vez más cuestionada. Estudios recientes muestran que con fuentes renovables sostenibles en térmi-

nos ecológicos no es posible satisfacer la actual demanda energética y mucho menos permitir su crecimiento (Moriarty y Honnery, 2022; De Castro, 2023).

Además, la adición masiva de tecnologías fotovoltaicas — mediante proyectos a gran escala y generación distribuida— y eólicas — también a gran escala— para la electrificación del transporte —incluyendo la baja eficiencia sistémica del hidrógeno verde— puede no ser viable o resultar extremadamente cara debido a la limitada disponibilidad de minerales esenciales para dichas tecnologías. De hecho varios de estos minerales ya son escasos y serían totalmente insuficientes para la escala de la infraestructura que se requiere construir a ritmo acelerado a nivel global (Michaux, 2021; Valero *et al.*, 2021).

Aunque intenta alinear a México con estrategias internacionales de crecimiento verde, el ECV pone de manifiesto la gran contradicción de pretender descarbonizar la economía sin cambiar los patrones de consumo. En el caso de México, incluso tomando en cuenta una ligera reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, se prevé un consumo significativo de energía de 6 mil PJ en 2050, que tendría que provenir del gas de lutita estadounidense y de tecnologías solares y eólicas que México importa en la actualidad. Además, se debe señalar que este escenario no conduce a una mayor justicia social al mantener la gran desigualdad en consumos de energía entre los deciles de ingreso. En suma, el ECV deja claro que no es posible lograr una transición justa y sustentable sólo mediante soluciones tecnológicas.

Como contrapartida, los escenarios EVD y TJS presentan una visión más holística de la transición energética y demuestran que es posible satisfacer las necesidades de la población mexicana de una manera más justa y sustentable que en los escenarios anteriores. El EVD y el TJS presentan trayectorias de mitigación de emisiones para el sector energético compatibles con los escenarios de mitigación más ambiciosos del IPCC y con el cumplimiento del Acuerdo de París. Además implican una mejora sustantiva en otros indicadores ambientales como la reducción en el consumo de agua para procesos energéticos, lo cual contribuye a mitigar la sobreexplotación de las reservas hídricas de las diferentes regiones del país. Este enfoque también permite una mayor justicia en la transición energética, ya que supone reducir en alto grado (TJS) o erradicar (EVD) las grandes inequidades en el consumo de energía por estrato social, así como fomentar la participación del sector social en proyectos de diferentes modalidades bajo los principios de cooperación y autogestión.

Si comparamos los futuros que nos presentan el EVD y el TJS, podemos concluir que el primero implica mayores retos para su implementación. Por ejemplo, en el sector transporte resultaría altamente costoso y complejo que en México se desarrollara una infraestructura ferroviaria al nivel propuesto por Millward-Hopkins y colaboradores (2020), dada la extensión del país y la infraestructura actual. Derivado de ello los niveles de consumo energético para movilidad que se establecen en el EVD hacen difícil mantener una conectividad básica en muchas de las zonas rurales de muy baja densidad de población. Asimismo, en el sector rural es complejo lograr consumos de energía per cápita suficientemente bajos para la cocción de alimentos, debido a la tradición culinaria de nuestro país. Por último, orientar el sector industrial en su totalidad a la producción de bienes para el mercado nacional presenta una gran dificultad, ya que en la actualidad nuestro sistema manufacturero está centrado en la exportación y que existen compromisos importantes —en términos de relaciones comerciales y geopolíticas— derivados de los tratados de libre comercio con América del Norte.

En este sentido, el escenario TJS implica cambios sistémicos complejos, pero más asumibles para las realidades de México. Por ejemplo, en relación con dos problemas nacionales, la seguridad y el alto consumo del transporte, este escenario presenta el mayor incremento en alumbrado público como una de las primeras medidas para favorecer la seguridad en la vía pública, la cual es una condición habilitadora necesaria para que la implementación de cambios de modos de transporte sea efectiva. Imaginar una movilidad en bicicleta o en transporte público requiere pensar en unas vialidades seguras. Además, a diferencia del EVD, el cambio hacia el transporte ferroviario se centraría en redes de transporte urbano en las principales zonas metropolitanas y corredores estratégicos interurbanos para pasajeros y carga, sin cubrir toda la extensión del país. De manera similar, en los sectores comercial y residencial, si bien se consideran medidas de urbanismo y edificación, las condiciones climáticas de una gran parte del país demandan un mayor consumo en climatización para cubrir su confort térmico.

Consideramos fundamental enfatizar que para lograr una transición energética justa y sustentable en nuestro país son imprescindibles cambios estructurales que prioricen la reducción de los consumos energéticos al menos al nivel indicado por el escenario EVD. De esta forma se facilitará la transición a un sistema energético más eficiente, local y sustentable en un marco de políticas públicas que reduzcan el consumo excesivo y que aseguren el acceso a la energía mínima para la vida digna.

En específico, es esencial fomentar economías locales que prioricen la autosuficiencia y el consumo interno, mediante cadenas cortas de producción y consumo. Necesitamos también repensar la ruralidad para lograr un uso más armónico y diverso del territorio. Debemos impulsar la transición del sector agropecuario hacia prácticas agroecológicas que mejoren la soberanía alimentaria, así como la implementación de ecotecnologías nacionales, accesibles y basadas en el aprovechamiento de energías renovables locales. En el sector transporte se requiere iniciar el rediseño del espacio público para que el vehículo privado deje de ser el elemento central y se desarrollen vialidades que permitan otras formas de movilidad, sobre todo transporte público y modalidades no motorizadas como caminar y andar en bicicleta. En el sector energético es fundamental que de manera simultánea a la transición tecnológica, éste se abra a la participación del sector social, en especial mediante proyectos de pequeña y mediana escala que habiliten el desarrollo comunitario y que sean necesarios o impulsen cadenas productivas locales. Por último, se debe impulsar una reforma fiscal que permita la gestión de la reducción de ingresos derivados de la exportación de petróleo acorde a su declive natural, así como una reestructuración de los subsidios a los combustibles fósiles y a la electricidad que asegure su progresividad para eliminar la pobreza energética. En la siguiente sección detallamos estas medidas.

Recomendaciones de política pública

Lograr los objetivos de los escenarios EVD y TJS planteados en este reporte implica el diseño cuidadoso y detallado de una política de transición energética con metas de corto, mediano y largo plazo. Para ello se deberá plantear un amplio debate público e involucrar los diferentes niveles de Gobierno y los diferentes actores de la sociedad civil.

No quisiéramos terminar este reporte sin enumerar una serie de acciones y recomendaciones de política pública que creemos esenciales para facilitar una transición energética justa y sustentable en México:

1. **Promover la equidad en el acceso a los servicios energéticos.** Implementar políticas que aseguren un acceso equitativo a los servicios energéticos para todos los segmentos de la población. Esto podría partir de establecer en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el acceso a la energía mínima para la vida digna como un derecho habilitador de los derechos humanos e implementarse a través de los siguientes puntos.
2. **Reformar la política fiscal y los subsidios a energéticos.** Revisar las políticas fiscales y los subsidios para: a) desincentivar el consumo de combustibles fósiles, lo que podría incluir impuestos al carbono; y b) reestructurar las tarifas y el subsidio eléctrico bajo un enfoque de progresividad sin incurrir en mayores gastos para la APF.
3. **Reformar la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).** Modificar la LIE con los requerimientos técnicos y sociales necesarios para una transición energética justa: a) creación de la figura de almacenador de energía eléctrica (AEE) para su participación en el SEN y en el MEM de manera independiente al resto de figuras existentes; b) ampliación del límite de capacidad para generadores exentos y diferenciación dentro de ésta de las modalidades de generación distribuida y generación distribuida para el sector social; y c) creación de certificados de energía del sector social.
4. **Robustecer la planificación a largo plazo.** Bajo la coordinación del Ejecutivo y con la participación de los principales actores, desarrollar una planificación energética robusta que contemple escenarios a largo plazo y que considere tanto los cambios demográficos, económicos y ambientales previstos para garantizar la sostenibilidad del sistema energético del país, como la iterativa necesidad de actualizar normatividad y regulación.
5. **Reformar lineamientos y mecanismos para los proyectos energéticos.** Impulsar una reforma de los actuales procesos de permisos de producción y generación, de la evaluación de impacto social, de la manifestación de impacto ambiental —por lineamiento y mecanismos más integrales—, para que, conforme a la planeación, evalúen de manera regional y no por proyecto los múltiples impactos de los proyectos energéticos, garantizando a su vez una participación justa y equitativa entre los actores implicados.

- 6. Asegurar alineación de políticas sectoriales, estatales y municipales.**
Asegurar que las políticas energéticas estén alineadas de manera transversal entre secretarías y de manera vertical entre la APF y los Gobiernos tanto estatales como municipales, de manera que se puedan desarrollar políticas —con un enfoque integral— que incluyan las diferentes preocupaciones y promuevan soluciones que reduzcan la demanda de energía y las emisiones, además de impulsar el desarrollo local.
- 7. Impulsar la eficiencia energética.** Esto se puede conseguir con medidas como: a) implementar normativas que obliguen y promuevan la eficiencia energética, tanto en equipos como en sistemas, y que vigilen su cumplimiento a través de sistemas de monitoreo, reporte y evaluación, así como mecanismos sancionadores; b) promover normas para la construcción y rehabilitación de viviendas y edificios públicos con criterios de sustentabilidad, lo que implica incluir criterios de diseño bioclimático, aislamiento térmico y uso de materiales y técnicas locales, entre otros; y c) desarrollar programas enfocados en los hogares de bajos ingresos para el acceso a equipos suficientes y eficientes.
- 8. Desarrollar estrategias para el impulso de infraestructuras locales.**
Fomentar el desarrollo de infraestructuras energéticas, basadas en tecnología nacional, que aprovechen los recursos locales —solar, eólica, biomasa, minihidráulica y geotermia de baja entalpía—, adaptadas a las características socioculturales y geográficas de las diferentes regiones de México. Esto podría incluir programas de desarrollo, así como promoción e implementación de soluciones renovables locales comunitarias y colectivas.
- 9. Desarrollar una estrategia nacional de divulgación y capacitación.**
Ésta puede incluir: a) programas de educación y concienciación sobre el uso sustentable de la energía y los beneficios de la transición hacia fuentes renovables; y b) planes locales de capacitación y/o recapacitación sobre todo —aunque no de manera exclusiva— para la formación de profesionales del sector energético.

10. Transversalizar la innovación y la investigación con incidencia.

Promover programas transdisciplinarios de investigación, desarrollo e innovación a largo plazo, orientados al bien común y a resolver las prioridades nacionales en el tema energético. De manera ilustrativa, mas no limitativa, esto puede incluir tecnologías y procesos energéticos que sean más eficientes, menos dependientes de recursos escasos y que estén adaptados a las condiciones locales de México, así como soluciones sistémicas para resolver necesidades de movilidad o cadenas productivas.

Implementar estas recomendaciones requiere un compromiso coordinado entre el Gobierno, la industria, la sociedad civil y las comunidades para garantizar que la transición energética de México sea justa y sustentable, así como para alinear las metas nacionales con las exigencias globales de sostenibilidad y equidad.





Glosario

Energéticos

Energéticos primarios

Bagazos

El bagazo es el residuo fibroso que queda después de extraer el jugo de plantas como la caña de azúcar, el agave o la remolacha. Este subproducto es principalmente lignocelulósico, compuesto de celulosa, hemicelulosa y lignina. El bagazo suele ser utilizado como combustible en la generación de energía, material de construcción, y en la producción de papel. También se está investigando su uso en la producción de biocombustibles y en aplicaciones industriales avanzadas debido a su abundancia y bajo costo (Chambon *et al.*, 2018; Adeniyi *et al.*, 2020).

Biocombustibles sólidos procesados

Los biocombustibles sólidos procesados (BCS procesados) incluyen una variedad de productos derivados de la biomasa que han sido sometidos a tratamientos para mejorar sus propiedades energéticas y de manejo. Estos tratamientos pueden incluir la peletización, el briqueteado y la torrefacción. La peletización y el briqueteado compactan la biomasa en formas más densas y fáciles de manejar, mientras que la torrefacción mejora la estabilidad y el contenido energético del material. Los BCS procesados se utilizan como alternativas a los combustibles fósiles en la generación de calor y electricidad (Christoforou y Fokaidis, 2018; Mikulionok, 2022).

Biodiésel

El biodiésel es un biocombustible líquido que se produce a partir de aceites vegetales o grasas animales mediante un proceso llamado transesterificación. Durante este proceso, los triglicéridos en los aceites o grasas reaccionan con un alcohol —generalmente metanol— para formar ésteres metílicos —biodiésel— y glicerina. El biodiésel puede ser utilizado en motores diésel convencionales, ya sea puro o mezclado con el diésel de petróleo. Ofrece una alternativa renovable y menos contaminante a los combustibles fósiles tradicionales (Elgharbawy *et al.*, 2021).

Biogás

El biogás es una mezcla de gases entre los que destacan el metano y, en menor medida, el dióxido de carbono. Surge de la degradación de la materia orgánica realizada por microorganismos en condiciones anaeróbicas. Se genera en grandes cantidades en rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de agua, granjas con crianza de ganado, etc. El biogás es un combustible gaseoso usado como calor en diversos procesos: transporte, cocción de alimentos y calefacción en hogares, procesos industriales y generación de electricidad en plantas de ciclo combinado (Rembio, 2012).

Bioturbosina

La bioturbosina —también conocida como bioqueroseno o biojet— es un biocombustible derivado de materias primas biológicas, como aceites vegetales, grasas animales o aceites de algas. Este combustible suele emplearse en la aviación, donde se mezcla con el queroseno convencional para reducir las emisiones de carbono. La producción de bioturbosina involucra procesos como la hidroprocesación y la desoxigenación, mediante los cuales se adaptan los compuestos biológicos para que sean adecuados para el uso en motores a reacción (Arias *et al.*, 2024).

Carbón

El carbón es una roca sedimentaria que se forma a partir de la descomposición de plantas y otros materiales orgánicos que han estado sujetos a alta presión y temperatura durante millones de años en la corteza terrestre. Es uno de los combustibles fósiles más abundantes, y se compone sobre todo de carbono, junto con cantidades variables de hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno (Servicio Geológico Mexicano, s.f.).

Carbón vegetal

El carbón vegetal es un tipo de combustible sólido que se produce mediante la carbonización de biomasa vegetal —como madera o residuos agrícolas— en un ambiente con bajo contenido de oxígeno. Este proceso de pirólisis elimina el agua y otros componentes volátiles, con lo que deja un residuo rico en carbono que puede ser utilizado como combustible en la cocina, la calefacción y la industria. El carbón vegetal es valorado por su alta eficiencia energética y baja emisión de humos en comparación con la biomasa cruda (Rodrigues y Junior, 2019).

Condensados

Los condensados son hidrocarburos líquidos que se encuentran en el gas natural. Se forman cuando el gas, que en condiciones subterráneas puede estar a alta presión y temperatura, se enfría o se despresuriza al subir a la superficie, lo que provoca que parte de los componentes del gas se condense en forma líquida. Los condensados se recuperan en instalaciones de separación de los campos productores de gas asociado y no asociado. Además, incluyen los hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos que se forman por condensación durante el transporte del gas natural (Semarnat, s.f.). Por su contenido de azufre, se clasifican en: amargos —los que contienen ácido sulfhídrico, mercaptanos y dióxido de carbono—; dulces —los que no contienen estos compuestos—; y estabilizados —a los que se les han extraído hidrocarburos más ligeros que el propano— (Sener, s.f.).

Energía eólica

La energía eólica se deriva del aprovechamiento del movimiento de las masas de aire, donde la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica mediante estructuras aerodinámicas. Esta energía puede ser aprovechada directamente como fuerza mecánica —molinos— o puede ser conectada a un generador eléctrico para producir electricidad a través de turbinas eólicas (Probst *et al.*, 2020).

Gas natural

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos parafínicos ligeros, y está constituido principalmente por metano y pequeñas cantidades de etano y propano, así como por proporciones variables de gases inorgánicos como nitrógeno,

dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Se encuentra en yacimientos subterráneos, a menudo junto con el petróleo o en depósitos exclusivos de gas. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo —gas húmedo o asociado— o de manera independiente en pozos de gas no asociado o gas seco, el cual es enviado a plantas de acondicionamiento para obtener productos comerciales como gas seco, GLP, nafta y etano (Semarnat, s.f.; Sener. s.f. y 2023).

Geoenergía

La geotermia aprovecha la energía calorífica presente en la parte superior de la corteza terrestre debido a anomalías térmicas que pueden calentar el agua subterránea por encima de la temperatura de ebullición, sobre todo en áreas de vulcanismo reciente. Para aprovechar el calor se perforan pozos que extraen el vapor para mover turbinas acopladas a generadores eléctricos (Manzella, 2018).

Hidroenergía

La hidroenergía resulta de convertir en energía eléctrica la energía cinética que tiene el agua en un cauce o, bien, la diferencia de energía potencial que tiene una determinada masa de agua al trasladarla entre dos puntos situados a distinta altitud o cota. En general, la energía potencial es aprovechada mediante una presa situada en el cauce habitual de un río que acumula agua para formar el embalse; esto permite que el agua adquiera la energía potencial que después se transformará en electricidad. El agua situada detrás de la presa discurre a través de una entrada y es conducida por una tubería forzada; a medida que el agua circula por la conducción, la energía potencial se va transformando en energía cinética. Al llegar a la sala de máquinas, el agua actúa sobre las paletas de la turbina y transforma su energía cinética en mecánica de rotación; el eje de la turbina está unido al del generador eléctrico, que al girar convierte la energía rotatoria en electricidad (Probst *et al.*, 2020). En el caso de centrales hidroeléctricas fluyentes, se aprovecha el movimiento del agua del cauce para accionar las turbinas hidráulicas. La ausencia de sistemas de almacenamiento de agua hace que estas centrales sean por completo dependientes del caudal. En la temporada de precipitaciones abundantes —de aguas altas—, desarrollan su potencia máxima y dejan pasar el agua excedente. Durante la época seca —aguas bajas—, la potencia disminuye en función del caudal.

Leña

Llamamos leña a la biomasa maderable seca, obtenida en su mayoría de la poda de diferentes tipos de árboles o de la recolección de residuos forestales —ramas caídas. La leña es la principal biomasa empleada en el mundo. Es aprovechada como combustible directo para la calefacción de hogares, cocción de alimentos y calor para procesos industriales y de generación eléctrica (Doumecq *et al.*, 2023).

Nuclear

La energía nuclear para generación eléctrica utiliza el calor producido por la fisión de átomos pesados, como el uranio-235, en un reactor nuclear. Este proceso libera una gran cantidad de energía que se emplea para calentar agua, la cual genera vapor que mueve turbinas acopladas a generadores eléctricos, transformando así la energía térmica en electricidad. La energía nuclear es una fuente de baja emisión de carbono y alta eficiencia, pero presenta desafíos significativos en términos de gestión de residuos radiactivos y seguridad operacional (Chaudhari, 2023; Youssef, 2019).

Petróleo

El petróleo crudo es un líquido natural inflamable compuesto principalmente por una mezcla de hidrocarburos, y se encuentra en formaciones geológicas debajo de la superficie terrestre como depósitos continentales o marinos. Su cálculo excluye la producción de condensados y líquidos de gas natural obtenidos en plantas de recuperación de líquidos. El petróleo crudo producido se clasifica según su densidad; en México, se considera pesado si tiene densidad API¹⁷ igual o inferior a 27°; ligero si tiene densidad API superior a 27° y hasta 38°; y superligero si tiene densidad superior a 38° (Sener, 2023).

Radiación solar

La radiación solar es capaz de producir dos tipos de energía: solar térmica —la producida por la radiación lumínica y calorífica proveniente del Sol, que puede ser aprovechada como calor a través de reflectores y concentradores—; y solar fotovoltaica —la producida por su intensidad lumínica a través de equipos

¹⁷ El petróleo se clasifica en grados API (American Petroleum Institute), una escala que mide la densidad del crudo en comparación con la del agua. En este sentido, >10 indica que el petróleo tiene una menor densidad que el agua.

que aprovechan el efecto fotoeléctrico para una conversión directa a electricidad. Su aplicación puede ser tanto a gran escala en plantas de generación, como a pequeña escala para consumo puntual *in situ* (Probst *et al.*, 2020).

Energéticos secundarios

Combustóleo

Combustible residual conformado de la fracción pesada del petróleo crudo después de someterse a destilación al alto vacío. Es el combustible más denso de los que se pueden destilar a presión atmosférica; su proceso da lugar a un líquido oscuro y viscoso de composición compleja de hidrocarburos pesados (Sener. s.f.). Se prepara por mezcla con otros residuales como residuo catalítico, residuo de reductora y residuo de H-oil —hidrodesintegradora de residuales—; se utilizan diluyentes para ajustar las especificaciones requeridas; el combustóleo pesado puede contener 4.00% en peso máximo de azufre y una viscosidad de 475 a 550 SSF (Standard Saybolt Furol) a 50 °C (Sener, 2023). Se emplea como combustible en algunas centrales de generación eléctrica, calderas y hornos del sector petrolero e industrial.

Coque de carbón

El coque de carbón es un combustible sólido poroso formado a partir de la pirólisis del carbón tipo hulla-metalúrgico en hornos de coquización. De acuerdo con su tamaño, se clasifica en: metalúrgico, nuez y fino. Consta del residuo sólido carbonoso derivado de carbón bajo en ceniza y en bitumen del cual se han volatilizado diversos componentes orgánicos en hornos o coquizadoras a altas temperaturas. Se usa como combustible y como agente reductor en la producción del hierro y el acero (Sener, 2023).

Coque de petróleo

Es un combustible sólido y poroso, de color que va del gris al negro, con alrededor de 92% de carbono y 8% de ceniza. Es un residuo de la refinación del petróleo obtenido en la etapa de condensación, en el proceso de descomposición térmica dentro del craqueo o *cracking* (Sener, 2023). El coque producido en las refinerías es conocido como coque sin calcinar o coque verde, ya que aún contiene residuos de elementos volátiles. Éste se puede convertir en

coque calcinado que posee alta resistencia, alta densidad y baja porosidad. El coque calcinado se obtiene al introducir la materia prima en un horno cilíndrico refractario a 1,300 °C. Las industrias utilizan el coque sin calcinar como energético, mientras que el calcinado se usa más como materia prima.

Diésel

Combustible líquido, más denso que las gasolinas y el queroseno, que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380° C. Es un producto de uso automotriz e industrial. Suele utilizarse en motores de combustión interna tipo diésel. En este grupo se incluye el Pemex diésel, el diésel desulfurado, el diésel marino y el gasóleo industrial. Este último fue sustituido por el combustible industrial a partir de 1998, y más tarde dejó de comercializarse en abril del 2001 (Sener, 2023).

Electricidad

La energía eléctrica es la forma de energía que resulta de la existencia de diferencial de potencial eléctrico entre dos puntos, lo cual permite establecer una corriente por medio de un conductor. Por sus características presenta gran versatilidad; es posible transformarla en formas de energía mecánica, térmica y lumínica (Ayres, 2021).

Gas licuado de petróleo

El gas licuado de petróleo (GLP) es resultado de la mezcla de butano y propano. Se obtiene del fraccionamiento de los líquidos de refinación del petróleo o directamente de los líquidos del gas. Su uso es sobre todo doméstico, para calentar agua o para cocinar, así como para la carburación en ciertos dispositivos (Sener. s.f.).

Gas seco

El gas seco es el gas natural en ausencia de condensados o hidrocarburos líquidos. Se obtiene como subproducto del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo. Se compone sobre todo por metano (CH_4) y contiene pequeñas cantidades de etano (C_2H_6). Incluye gas residual y gas seco de refinerías. El gas seco es el energético más empleado en México; se utiliza como materia prima en la industria Petroquímica, para la producción de metanol y amoníaco, principalmente; también se utiliza como combustible en el sector petrolero, industrial —incluido el petroquímico—, residencial, servicios y en centrales eléctricas (Sener, 2023).

Gasolina

La gasolina natural es un combustible líquido y liviano, mezcla volátil de hidrocarburos con cuatro o más carbonos en su cadena que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Tiene un rango de ebullición entre 30 y 200 °C, donde se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas. En su mayoría, la gasolina se obtiene en los primeros pasos de la destilación fraccionada del petróleo en refinerías. Es común que se use como combustible para automóviles y algunos vehículos de carga ligeros (Sener. s.f.). Las naftas por su parte, son fracciones destiladas del petróleo que pueden ser refinadas, parcialmente refinadas y no refinadas, y hierven a temperaturas bajas y medias dentro de la torre de destilación. Se utilizan como precursor de gasolina, solventes para pinturas, solventes industriales y otros tipos de solventes.

Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más ligero y abundante en el universo. Tiene un gran potencial como vector de energía, lo que significa que puede emplearse como portador de energía capaz de almacenar, transportar y liberar energía de manera eficiente y limpia. Está compuesto por un solo protón y electrón, y en su forma molecular, consiste en dos átomos de hidrógeno (H_2). El hidrógeno tiene una alta densidad energética por unidad de masa, aunque su baja densidad volumétrica a temperatura y presión normales requiere soluciones de almacenamiento efectivas (Wulf y Kaltschmitt, 2018).

No energéticos

Los productos no energéticos se consumen como materia prima en múltiples procesos en lugar de emplearse para el aprovechamiento de la energía contenida en ellos (Sener. s.f.). Los productos no energéticos considerados en el BNE se elaboran en el proceso de refinación: asfaltos; lubricantes; aeroflex; extracto furfural; parafinas; azufre; materia prima para el negro de humo —el cual se utiliza en la industria del hule sintético y natural para la fabricación de llantas, etc.—; y plantas de gas para la producción de etano (C_2H_6) —excluyendo el inyectado a ductos de gas seco—, propano-propileno o butano-butileno —materia prima para negro de humo— (Sener, 2023).

Queroseno

Los querosenos son combustibles líquidos compuestos por la fracción del petróleo que se destila entre 150 y 300 °C. Están formados por hidrocarburos alifáticos, benceno y derivados de naftalenos. Se usan como combustible para la cocción de alimentos, alumbrado, motores, equipos de refrigeración y como insecticidas de uso doméstico. Su uso más amplio es en el mercado de la aviación para motores de turbina, donde se le da el nombre de turbosina, un combustible con un grado especial de refinación que posee un punto de congelación más bajo que el queroseno común (Sener. s.f.).

Procesos energéticos

Producción y oferta interna bruta de energía

Energía no aprovechada

Es la energía que, por la disponibilidad técnica y/o económica de su explotación, no está siendo utilizada en la actualidad. Los productos más comunes no aprovechados son el gas natural y condensados que se pierden en el proceso de extracción —envío a la atmósfera—, el petróleo derramado y el bagazo de caña no empleado (Sener, 2023).

Exportación

Es la cantidad de energía primaria y secundaria que se destina para su uso fuera del territorio nacional (Sener, 2023).

Importación

La importación abarca energéticos primarios y secundarios que se encuentran localizados fuera de las fronteras y que se incorporan al país para formar parte de la oferta total de energía (Sener, 2023).

Oferta interna bruta

La oferta interna bruta es igual a la oferta total menos la exportación y las operaciones de maquila e intercambio neto. Esto representa la disponibilidad del país, es decir, la energía que se puede emplear en los procesos de transformación, distribución y consumo (Sener, 2023).

Oferta total

La oferta total es la suma de la producción. Incluye las otras fuentes, la importación y la variación de inventarios, tanto de energía primaria como secundaria (Sener, 2023).

Producción

La producción energética se define como la energía extraída de reservas fósiles y fuentes de biocombustibles, así como la captación y aprovechamiento de energías renovables técnica y económicamente utilizables o comercializables a partir de agua, viento, luz solar, etc., explotadas y producidas dentro del territorio nacional (Sener, 2023).

Transformaciones

Biomasa

Una central eléctrica de biomasa es una instalación donde se genera electricidad mediante la combustión de materiales orgánicos, conocidos como biomasa. La biomasa puede incluir una variedad de materiales como madera, residuos agrícolas, residuos forestales e incluso algunos tipos de residuos urbanos. Este combustible se almacena en la misma central, y, de ser necesario, se trata para reducir su tamaño; luego pasa a un edificio de clasificación en función de su tamaño donde es almacenado; por último es conducido a la caldera para su combustión. El vapor de agua se convierte en líquido en el condensador y desde ahí vuelve a ser enviado al tanque de alimentación, con lo cual se cierra el circuito principal agua-vapor de la central (Evans *et al.*, 2010).

Carboeléctrica

Las centrales carboeléctricas transforman la energía química del carbón en energía eléctrica. Este proceso comienza con la combustión del carbón en una caldera, donde la energía química se convierte en energía térmica. El calor generado produce vapor a alta presión y temperatura. Este vapor se canaliza hacia una turbina de vapor, que convierte la energía térmica en mecánica al hacer girar su eje. La turbina está conectada a un generador eléctrico, donde la energía mecánica se convierte en eléctrica (Breeze, 2019).

Centrales eléctricas

Las centrales eléctricas son instalaciones y equipos encargados de generar energía eléctrica y productos asociados de diferentes fuentes de energía — ríos, yacimientos de carbón, etc. — (Sener, 2023); por lo general, se sitúan cerca de dichas fuentes o de las grandes ciudades y zonas industriales donde el consumo de energía es elevado.

Ciclo combinado

Las centrales eléctricas de ciclo combinado están integradas por dos turbinas de generación, a gas y a vapor. Funcionan aspirando el aire desde el medio ambiente a un filtro que llega al compresor de la turbina de gas donde es comprimido y mezclado con gas natural en una cámara diseñada para realizar combustión; esto hace que se expanda el flujo de gases a elevada presión y temperatura y que entre en la turbina de vapor que transforma el movimiento transmitido de los gases en energía eléctrica (Cenace, 2016).

Combustión interna

Se trata de la tecnología de los motores diésel, la cual aprovecha la expansión de los gases de combustión de fuentes de energía como el combustóleo y el diésel para obtener energía mecánica, la cual es transformada en energía eléctrica mediante un generador (Cenace, 2016).

Concentración solar

Las centrales de concentración solar (CSP, por sus siglas en inglés) son instalaciones que generan electricidad utilizando espejos o lentes para concentrar una gran cantidad de luz solar en una pequeña área. Esta luz concentrada calienta un fluido que, a su vez, se utiliza para producir vapor. El vapor generado se emplea para accionar una turbina conectada a un generador, similar a los métodos convencionales de generación eléctrica en plantas térmicas. Existen varios tipos de tecnología CSP, incluyendo los colectores cilindro-parabólicos, las torres de energía solar, los discos parabólicos y los sistemas de Fresnel lineales. Las plantas CSP son muy efectivas en regiones con alta irradiación solar, como los desiertos. Una ventaja significativa de CSP es su capacidad para almacenar energía térmica en sales fundidas, lo que permite la generación de electricidad incluso durante la noche o en días nublados, gracias a lo cual proporcionan una fuente continua y fiable de energía renovable (Xu *et al.*, 2016).

Coquizadoras y hornos

La coquización es un proceso industrial que produce coque de carbón mediante la transformación de carbón mineral y otros materiales carbonosos en ausencia de oxígeno, a temperaturas superiores a los 600 °C. Este tratamiento térmico elimina los componentes volátiles y genera un material sólido, duro y poroso con un alto contenido de carbono. El coque resultante se emplea en diversos tipos de hornos, que pueden ser de configuración colmena, solera, pampa o de subproductos (Mochida *et al.*, 1990).

Electrolizadores

La electrólisis del hidrógeno es un proceso mediante el cual se descompone el agua (H_2O) en sus componentes básicos: hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2), mediante electricidad. Este proceso se lleva a cabo en un dispositivo conocido como electrolizador, que consta de dos electrodos sumergidos en una solución electrolítica. Cuando se aplica una corriente eléctrica, el agua se divide en el cátodo —electrodo negativo— y el ánodo —electrodo positivo. En el cátodo, el agua se reduce, libera gas hidrógeno y genera iones hidroxilo (OH^-). En el ánodo, los iones hidroxilo se oxidan, liberan gas oxígeno y forman moléculas de agua adicionales (Rozendal *et al.*, 2006).

Eólica

Esta fuente aprovecha la energía cinética del viento para mover las palas de un aerogenerador que pone en funcionamiento una turbina que la convierte en energía eléctrica. El proceso comienza cuando el aerogenerador está colocado en dirección del viento para aprovechar al máximo la energía; para ello, usa los datos registrados por la veleta y el anemómetro que giran sobre su torre; el efecto del viento hace girar las palas que se conectan a un rotor que a su vez se conecta a una multiplicadora que eleva la velocidad de giro a miles de revoluciones por minuto. La energía cinética se transfiere al generador, el cual la convierte en energía eléctrica. Ésta es conducida por el interior de la torre hasta su base, luego sigue por la subestación para que eleve su tensión y continúa hasta la red eléctrica para su posterior distribución (Probst *et al.*, 2020).

Eólica offshore

La energía eólica *offshore* o alejada de la costa es una forma de generación de electricidad que aprovecha la fuerza del viento en áreas marinas, alejadas de la costa. Esta tecnología utiliza turbinas eólicas instaladas en el mar, por lo general en profundidades de agua de hasta 60 metros, aunque la tecnología está avanzando para operar en aguas más profundas. Estas turbinas, que son más grandes y eficientes que sus equivalentes terrestres, se benefician de vientos más fuertes y constantes disponibles en altamar, lo que permite una producción de energía más fiable y de mayor capacidad. Además de contribuir de forma importante a la reducción de emisiones de GEI, la energía eólica *offshore* evita problemas de uso del suelo y minimiza los impactos visuales y acústicos en las áreas habitadas. Sin embargo, su desarrollo implica desafíos técnicos y económicos, como la construcción y mantenimiento en entornos marinos hostiles, así como la necesidad de infraestructura para transportar la electricidad generada a la red terrestre (Sun *et al.*, 2012).

Generación distribuida

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE, 2014) define la generación distribuida como la generación eléctrica en centrales de menos de 500 kW, gestionadas por generadores exentos e interconectadas en media o baja tensión.

Geotérmica

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable que aprovecha el calor almacenado en el interior de la Tierra. Este calor, que se origina tanto del proceso de formación del planeta como de la desintegración de elementos radiactivos, puede ser utilizado de diversas maneras. Las plantas geotérmicas extraen vapor o agua caliente de las profundidades del subsuelo a través de perforaciones, y utilizan esta energía térmica para generar electricidad en turbinas o para aplicaciones directas como la calefacción de edificios y el suministro de agua caliente. La energía geotérmica es muy valiosa por ser una fuente constante y fiable de energía, a diferencia de otras fuentes renovables que dependen de condiciones climáticas variables (Barbier, 2002).

Hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas pueden ser de dos tipos dependiendo de si aprovechan energía cinética o potencial. Las centrales hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua en energía eléctrica. Las centrales de presas utilizan una represa para almacenar grandes volúmenes de agua en un embalse. Cuando se libera el agua, pasa a través de turbinas con gran fuerza, lo que genera electricidad de manera eficiente y constante. Por otro lado, las centrales fluyentes no almacenan agua; en cambio, aprovechan el flujo natural del río para generar energía. Este tipo de central es ideal para ríos con caudal constante y no requiere grandes infraestructuras de almacenamiento, lo cual resulta en un impacto ambiental menor (Probst *et al.*, 2020).

Marinas

La energía marina, también conocida como energía oceánica, aprovecha el movimiento y las características del agua del océano para generar electricidad. Esta forma de energía renovable incluye diversas tecnologías como la energía de las olas, la mareomotriz —basada en las mareas—, y la térmica oceánica —que utiliza las diferencias de temperatura entre las aguas superficiales y las profundas. Las turbinas y convertidores instalados en el mar capturan la energía cinética de las olas y las corrientes, mientras que las barreras y lagunas mareomotrices aprovechan la energía potencial de las mareas. La energía marina es altamente predecible y ofrece una fuente constante de electricidad, lo que la convierte en una solución viable para complementar otras fuentes de energía renovable, aunque su desarrollo enfrenta desafíos como la resistencia a la corrosión, el impacto ambiental y los altos costos de instalación y mantenimiento (Mueller y Wallace, 2008).

Nuclear

En esencia se trata de termoeléctricas convencionales, en las cuales el vapor es producido por el calor generado a partir de la reacción nuclear de fisión que se lleva a cabo dentro de un reactor nuclear (Sener, 2023).

Plantas de gas y fraccionadoras

Nombradas por Pemex como centros procesadores de gas natural, son plantas que mediante el fraccionamiento de los condensados del gas natural separan los hidrocarburos mezclados en él para obtener productos individuales como

gas seco, gasolinas, naftas, butano (C_4H_{10}), propano (C_3H_8), etano (C_2H_6) y productos no energéticos. En el BNE se incluye además el gas natural utilizado en Pemex Exploración y Producción para bombeo neumático, el cual se entrega a Pemex Transformación Industrial para su proceso (Sener, 2023).

Refinerías y despuntadoras

Son plantas de proceso donde se separa el petróleo en sus diferentes componentes: gas de refinerías, GLP, gasolinas y naftas, querosenos, diésel, combustóleo, productos no energéticos y coque de petróleo (BNE, 2022). En particular, las refinerías son complejos industriales donde se transforma el petróleo crudo en distintos derivados por medio de una serie de procesos físicos y químicos que incluyen desintegración térmica y catalítica, destilación atmosférica y al vacío, alquilación y reformación catalítica, entre otros (Sener, s.f.).

Solar fotovoltaica

Las centrales solares fotovoltaicas están conformadas por paneles que aprovechan el efecto fotoeléctrico para producir electricidad gracias a la capacidad de algunos materiales semiconductores de generar energía eléctrica cuando se exponen a un flujo de fotones de la luz proveniente del Sol. Los paneles están conformados por un gran número de módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí para formar cadenas, que a su vez están conectadas en paralelo y proporcionan la potencia necesaria. Los paneles están conectados a un inversor de corriente que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna (Probst *et al.*, 2020).

Termoeléctrica convencional

Es una instalación donde se produce energía eléctrica mediante energía mecánica. Su funcionamiento inicia en una caldera donde se produce la combustión de productos petrolíferos, gas seco, carbón, bagazo de caña y otros materiales combustibles, para producir vapor de agua hirviendo que, expulsado a gran presión, mueve los álabes de las turbinas cuyo movimiento es transformado de energía cinética en eléctrica (Muñoz-Antón, 2012).

Turbogás

Produce energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía cinética que hay en los álabes de la turbina de gas, que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión comprimidos (Cenace, 2016).

Consumo propio y pérdidas

Agropecuario

Se refiere a la energía primaria y secundaria aprovechada para desempeñar todas las actividades relacionadas directamente con la agricultura y la ganadería. Ejemplos de este consumo son la energía eléctrica necesaria para el bombeo de agua y riego, así como los combustibles utilizados en la agricultura mecanizada y en la ganadería, entre otros (Sener, 2023). Los usos finales mediante la energía eléctrica son: bombeo de agua, riego agrícola, maquinaria, equipo y usos térmicos.

Consumo de almacenamiento

El consumo de almacenamiento se refiere a la energía utilizada por el sistema de almacenamiento durante los procesos de carga y descarga, así como a la energía consumida por los componentes auxiliares y de mantenimiento del sistema. Este consumo incluye las pérdidas energéticas que ocurren cuando la energía se convierte y almacena —por ejemplo, en baterías o sistemas de almacenamiento térmico— y luego se recupera para su uso, así como la energía requerida para mantener el sistema operativo, como el enfriamiento, la calefacción y otros consumos internos (Komarnichi *et al.*, 2017).

Consumo final

El consumo final total de energía es la energía y la materia prima que se destinan a los distintos sectores de la economía para su consumo. En particular, el consumo final de la energía eléctrica incluye el porteo (Sener, 2023).

Consumo final energético

El consumo final energético se refiere a la cantidad total de energía utilizada por los consumidores finales para diversas aplicaciones, después de que la energía ha sido transformada y transportada desde su fuente original. Incluye el consumo de energía en los sectores agropecuario, industrial, comercial y servicios, residencial, público y transporte.

Consumo final no energético

El consumo final no energético corresponde a la energía primaria y secundaria aprovechadas en procesos que las emplean como materias primas para la elaboración de bienes no energéticos. Por ejemplo, Pemex Petroquímica utiliza

gas seco y derivados del petróleo para elaborar plásticos, solventes, polímeros, caucho, entre otros; mientras que en otras ramas económicas se incluye el bagazo de caña utilizado para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado (Sener, 2023).

Consumo propio del sector

Se define como la energía primaria y secundaria consumida por el sector energético para el funcionamiento de sus instalaciones y para los procesos de transformación. En el caso del sector eléctrico se incluyen los autoconsumos en generación, transmisión y distribución; mientras que el consumo propio de los productores independientes de energía (PIE) se obtiene a partir de la diferencia entre la generación bruta y generación neta de energía eléctrica (Sener, 2023).

Comercial y servicios

Se refiere al aprovechamiento de energía primaria y secundaria para satisfacer necesidades de energía en el sector comercial, el cual comprende el consumo en locales comerciales y de servicios tales como restaurantes, hoteles, hospitales, tiendas, etc. (Sener, 2023). Los usos finales mediante la energía eléctrica son: iluminación, climatización, refrigeración, motores, misceláneos, calentamiento de agua, cocción de alimentos y otros.

Industrial

Comprende el consumo de energía necesaria para desempeñar las actividades industriales, las cuales en su mayoría se engloban dentro del sector secundario. Este último consta de procesos secundarios necesarios para la fabricación de productos para su venta en el mercado, para suministrarlos gratuitamente o para otros fines no determinados con anterioridad —por ejemplo, almacenarlos con objeto de venderlos o de transformarlos más adelante— (Sener, 2023). Los subsectores considerados en este trabajo son: hierro y acero, cemento y derivados, industria química, minería, Pemex Petroquímica, papel y cartón, vidrio y derivados, azúcares, cerveza, automotriz, construcción, refrescos y otras bebidas no alcohólicas, hule, fertilizantes, tabaco y otras ramas.

Pérdidas en transporte y transmisión

Son mermas de energía que ocurren durante las actividades que van desde la producción hasta el consumo final de la energía. En el caso de los productos petrolíferos, estas pérdidas se incorporan en los consumos propios. En el caso de la energía eléctrica se tienen dos tipos de pérdidas: pérdidas técnicas y no técnicas (Sener, 2023).

Pérdidas técnicas en distribución

Las pérdidas técnicas son la energía calorífica que se desprende de la energía eléctrica en su paso a través de las líneas de transmisión y distribución, así como en los transformadores; esto se conoce como “efecto joule” (Sener, 2023).

Pérdidas no técnicas en distribución

Las pérdidas no técnicas ocurren cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición (Sener, 2023).

Público

Se refiere al aprovechamiento de energía primaria y secundaria para satisfacer las necesidades de energía en el sector público. Comprende el conjunto de organismos administrativos mediante los cuales el Estado cumple o hace cumplir la política o voluntad expresada en las leyes del país (Palacios *et al.*, 2022). Los usos finales mediante la energía eléctrica son bombeo de agua y alumbrado público.

Residencial

El consumo final residencial se refiere al aprovechamiento de energía primaria y secundaria para satisfacer necesidades de energía en el sector residencial —casas habitación, departamentos y distintas construcciones habitadas— (Palacios *et al.*, 2022). Los usos finales mediante la energía eléctrica son: iluminación, otros, *stand by*, climatización, lavadoras, microondas, televisión, refrigeración, calentamiento de agua y cocción de alimentos.

Recirculaciones

Consisten en gas natural y seco utilizado en el bombeo neumático y sellos de la infraestructura de producción y transporte de hidrocarburos de la siguiente manera: el gas se inyecta a alta presión en un pozo productor a través de la tubería

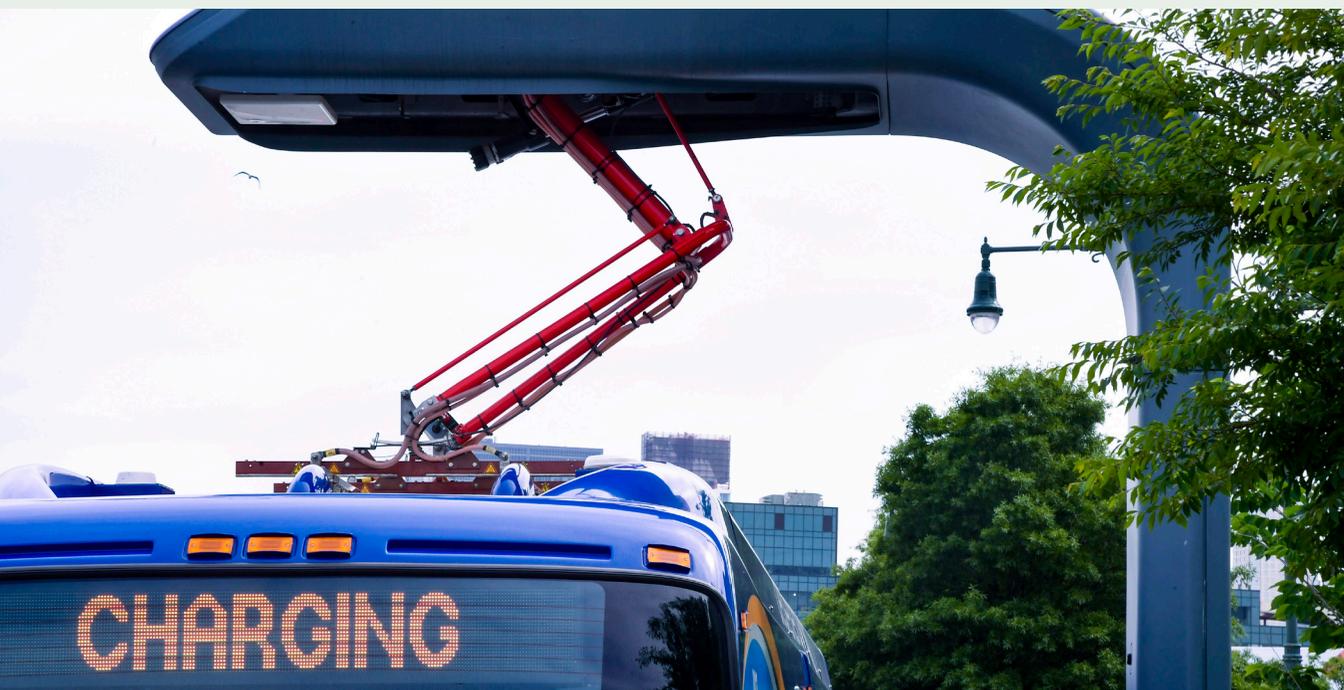
de producción, éste se mezcla con el crudo para disminuir la carga hidrostática, lo que provoca una disminución en la densidad del fluido (Sener, s.f.).

Transporte

Se refiere al aprovechamiento de energía primaria y secundaria para satisfacer necesidades de energía en el sector transporte. Esto incluye el autotransporte —camiones, automóviles, taxis, trolebús y tráilers para transporte de pasajeros o mercancías—, medios de transporte aéreos —avión, avioneta y helicóptero—, marítimos —barcos, lanchas y botes que transportan pasajeros o mercancías— y ferroviarios (Palacios *et al.*, 2022).

Transferencias interproductos

Son movimientos entre fuentes de energía debidos a reclasificaciones o cambios de nombre. Un ejemplo es la reclasificación del gas natural directo de campos inyectados a ductos de gas seco. En el rubro correspondiente del BNE, la cantidad transferida se muestra con un signo negativo y la transferencia con signo positivo en la columna de la fuente de energía; de esta manera, la suma de todas las fuentes de energía es cero (Sener, 2023).





Anexos

Repositorio web

<https://sites.google.com/view/escenariosmx2050/Inicio>



Listado de tablas

- TABLA 1.** Descripción sintética de los escenarios del estudio | 18
- TABLA 2.** Caracterización del consumo final | 35
- TABLA 3.** Transformaciones energéticas | 37
- TABLA 4.** Descripción de los escenarios considerados en el estudio | 45
- TABLA 5.** Principales parámetros técnicos | 48
- TABLA 6.** Demanda energética anual requerida para una vida digna per cápita, por necesidad y por sector | 63



Listado de figuras

- FIGURA 1.** Producción de energéticos en el periodo 2010-2021 | 21
- FIGURA 2.** Comercio exterior de energía en el periodo 2010-2021 | 23
- FIGURA 3.** Oferta interna bruta en el periodo 2010-2021 | 23
- FIGURA 4.** Consumo energético para generación eléctrica en el periodo 2010-2021 | 25
- FIGURA 5.** Consumo final energético por sector en el periodo 2010-2021 | 26
- FIGURA 6.** Hogares en situación de pobreza energética | 27
- FIGURA 7.** Emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría “[1] Energía 2010-2021” | 28
- FIGURA 8.** Mapeo de fuentes históricas de información | 32
- FIGURA 9.** Estructura modular de la herramienta de Planeación de la Transición Energética Robusta | 34
- FIGURA 10.** Evolución de la población, viviendas y habitantes por vivienda, 1950-2050 | 47
- FIGURA 11.** Consumo final energético por sector conforme al BAU para el periodo 2022-2050 | 51
- FIGURA 12.** Participación por energético en el consumo final de energía conforme al BAU para el periodo 2022-2050 | 51
- FIGURA 13.** Demanda eléctrica conforme al BAU para el periodo 2022-2050 | 52
- FIGURA 14.** Participación por tecnología en la generación neta conforme al BAU para el periodo 2022-2050 | 53
- FIGURA 15.** Producción de energéticos primarios conforme al BAU para el periodo 2022-2050 | 54

- FIGURA 16.** Importación de energéticos conforme al BAU para el periodo 2022-2050 | 55
- FIGURA 17.** Consumo final energético por sector conforme al ECV para el periodo 2022-2050 | 56
- FIGURA 18.** Participación por energético en el consumo final de energía conforme al ECV para el periodo 2022-2050 | 57
- FIGURA 19.** Demanda eléctrica conforme al ECV para el periodo 2022-2050 | 58
- FIGURA 20.** Participación por tecnología en la generación neta conforme al ECV para el periodo 2022-2050 | 59
- FIGURA 21.** Producción de energéticos primarios conforme al ECV para el periodo 2022-2050 | 60
- FIGURA 22.** Importación de energéticos conforme al ECV para el periodo 2022-2050 | 61
- FIGURA 23.** Consumo per cápita de energía por necesidad | 64
- FIGURA 24.** Consumo per cápita de energía por sector | 64
- FIGURA 25.** Consumo final energético por sector conforme al EVD para el periodo 2022-2050 | 66
- FIGURA 26.** Participación por energético en el consumo final de energía conforme al EVD para el periodo 2022-2050 | 66
- FIGURA 27.** Demanda eléctrica conforme al EVD para el periodo 2022-2050 | 67
- FIGURA 28.** Participación por tecnología en la generación neta conforme al EVD para el periodo 2022-2050 | 68
- FIGURA 29.** Producción de energéticos primarios conforme al EVD para el periodo 2022-2050 | 69
- FIGURA 30.** Importación de energéticos conforme al EVD para el periodo 2022-2050 | 70
- FIGURA 31.** Consumo final energético por sector conforme al TJS para el periodo 2022-2050 | 71
- FIGURA 32.** Participación por energético en el consumo final de energía conforme al TJS para el periodo 2022-2050 | 73
- FIGURA 33.** Demanda eléctrica conforme al TJS para el periodo 2022-2050 | 73
- FIGURA 34.** Participación por tecnología en la generación neta conforme al TJS para el periodo 2022-2050 | 74
- FIGURA 35.** Producción de energéticos primarios conforme al TJS para el periodo 2022-2050 | 75

- FIGURA 36.** Importación de energéticos conforme al TJS para el periodo 2022-2050 | 76
- FIGURA 37.** Consumo final energético por escenario para el periodo 2010-2050 | 79
- FIGURA 38.** Consumo final de energía por sector en 2050 | 80
- FIGURA 39.** Consumo final de energía por energético en 2050 | 81
- FIGURA 40.** Procesamiento de energéticos fósiles por escenario para el periodo 2010-2050 | 82
- FIGURA 41.** Demanda eléctrica por escenario para el periodo 2010-2050 | 83
- FIGURA 42.** Demanda eléctrica por sector en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050 | 85
- FIGURA 43.** Generación neta por tecnología en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050 | 85
- FIGURA 44.** Producción de energía primaria en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050 | 87
- FIGURA 45.** Oferta interna bruta en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050 | 87
- FIGURA 46.** Emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría “[1] Energía por escenario 2010-2050” | 89
- FIGURA 47.** Emisiones de gases de efecto invernadero por subcategoría del INECyGEI en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050 | 89
- FIGURA 48.** Consumo de agua por escenario para el periodo 2010-2050 | 91
- FIGURA 49.** Consumo de agua en 2021 y proyecciones para los cuatro escenarios en 2050 | 92
- FIGURA 50.** Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario BAU | 93
- FIGURA 51.** Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario ECV | 93
- FIGURA 52.** Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario EVD | 94
- FIGURA 53.** Consumo energético por decil de ingreso en 2050 conforme al escenario TJS | 95
- FIGURA 54.** Soberanía energética por escenario para el periodo 2010-2050 | 97



Referencias

- Adeniyi, A., Abdulkareem, S., Ighalo, J., Ighalo, J., Onifade, D., y Sanusi, S. (2020). Thermochemical Co-conversion of Sugarcane Bagasse-LDPE Hybrid Waste into Biochar. *Arabian Journal for Science and Engineering* 46, 6391-6397. <https://doi.org/10.1007/s13369-020-05119-9>.
- Agbede, E., Bani, Y., Azman-Saini, W., y Naseem, N. (2021). The impact of energy consumption on environmental quality: empirical evidence from the MINT countries. *Environmental Science and Pollution Research* 28, 54117-54136. <https://doi.org/10.1007/s11356-021-14407-2>
- Arias, A., Nika, C.E., Vasilaki, V., Feijoo, G., Moreira, M.T. y Katsou, E. (2024). Evaluación de las perspectivas futuras de las tecnologías emergentes para los biocombustibles para el transporte marítimo y la aviación: una revisión crítica. *Reseñas de energías renovables y sostenibles* 197, 114427.
- Ayres, R. (2021). Electricity and Electrification of Factories and Homes. *The History and Future of Technology*. Nueva York: Springer, 289-311. https://doi.org/10.1007/978-3-030-71393-5_13
- Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 6, 3-65. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00002-3](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00002-3).
- Beling, A., Vanhulst, J., Demaria, F., Rabi, V., Carballo, A., y Pelenc, J. (2018). Discursive Synergies for a 'Great Transformation' Towards Sustainability: Pragmatic Contributions to a Necessary Dialogue Between Human Development, Degrowth, and Buen Vivir. *Ecological Economics* 144, 304-313. <https://doi.org/10.1016/J.ECOLECON.2017.08.025>

- Berman Art (2024) Draining America First - The Beginning of the End for Shale Gas. *Art Berman*. <https://www.artberman.com/blog/draining-america-first-the-beginning-of-the-end-for-shale-gas/>
- Bradshaw, C.J., Ehrlich, P.R., Beattie, A., Ceballos, G., Crist, E., Diamond, J., y Blumstein, D. T. (2021). Underestimating the challenges of avoiding a ghastly future. *Frontiers in Conservation Science* 1, 615419.
- Breeze, P. (2019). Coal-Fired Power Plants. *Power Generation Technologies*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-098330-1.00003-X>
- Cairns, J. (1998). Maintaining the habitable condition of the planet: balancing technological and ecosystem services. *Quality assurance* 61, 13-22. <https://doi.org/10.1080/105294198277933>
- Cenace (Centro Nacional de Control de Energía) (2016). Informe de tecnología de generación de referencia. Cenace.
- _____ (s.f.) Área Pública del Sistema de Información del Mercado (APSIM) <https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>
- Cepal (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2018). Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/informe-nacional-monitoreo-la-eficiencia-energetica-mexico-2018>
- CFE (Comisión Federal de Electricidad) (2018). Usuarios y consumo de electricidad por municipio (2010-2017). <https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-2010-2017>
- _____ (2022). Tarifas y consumo de energía eléctrica - Solicitud de información 330007722000874, 2018-2021. <https://www.plataformadetransparencia.org.mx/>
- Chambon, C., Mkhize, T., Reddy, P., Brandt-Talbot, A., Deenadayalu, N., Fennell, P., y Hallett, J. (2018). Pretreatment of South African sugarcane bagasse using a low-cost protic ionic liquid: a comparison of whole, depithed, fibrous and pith bagasse fractions. *Biotechnology for Biofuels* 11. <https://doi.org/10.1186/s13068-018-1247-0>.
- Chaudhari, N. (2023). Nuclear Power Reactor- An Overview. *Saudi Journal of Engineering and Technology*. <https://doi.org/10.36348/sjet.2023.v08i07.001>
- Christoforou, E., y Fokaides, P. (2018). Solid Biofuels Thermochemical Conversion: Combustion for Power and Heat. *Advances in Solid Biofuels*. https://doi.org/10.1007/978-3-030-00862-8_5

- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) (2022). Prospectiva de producción de hidrocarburos 2022-2028. CNH. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5452/reporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf>
- Conagua (Comisión Nacional del Agua) (2021). Situación del Subsector Agua Potable, Drenaje y Saneamiento. Conagua <https://www.gob.mx/conagua/documentos/situacion-del-subsector-agua-potable-drenaje-y-saneamiento>
- _____ (s.f.). Sistema Nacional de Información del Agua. Conagua. <https://sinav30.conagua.gob.mx:8080/>
- Conapo (Consejo Nacional de Población) (2023). Población 1950-2050. Consejo Nacional de Población. https://conapo.segob.gob.mx/work/models/CONAPO/Datos_Abiertos/00_Pob_Inicio_1950_2050.csv
- Conuee (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía) (2019). Alumbrado público, eficiencia energética y la ciudad inteligente: Hacia el proyecto Nacional 2.0. Conuee. https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/Cuadernos/cuaderno4nvoiclocorreJLTODB_1.pdf
- _____ (2019a). Lista de combustibles 2019 que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como los factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo. Conuee. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428334/Lista_de_combustibles_2019.pdf
- _____ (2020). Lista de combustibles 2020 que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como los factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo. Conuee. https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/SITE/LISTA_DE_COMBUSTIBLES_2020.pdf
- _____ (2021). Lista de combustibles y sus poderes caloríficos 2021 que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como los factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo. Conuee. https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/SITE/Lista_de_Combustibles_2021.pdf
- _____ (2022). Lista de combustibles y sus poderes caloríficos 2022 que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como los factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo. Conuee. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707880/Lista_de_combustibles_y_poderes_calorificos_2022.pdf

- CRE (Comisión Reguladora de Energía) (2022). Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas son Capacidad Menor a 0.5 MW. CRE. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/754890/Estad_sticas_GD_2022_Primer_Semestre_2022.pdf
- Dahiya, S., y Myllyvirta, L. (2019). *Base de datos de puntos críticos de emisiones globales de SO2. Clasificación de las peores fuentes globales de contaminación por SO2*. Greenpeace Environmental Trust.
- De Castro, C. (2023). Límites y potenciales tecnosostenibles de la energía: una mirada heterodoxa y sistémica. *Arbor* 199, a690—a690.
- Delannoy, L., Longaretti, P. Y., Murphy, D. J., y Prados, E. (2021). Peak oil and the low-carbon energy transition: A net-energy perspective. *Applied Energy* 304, 117843.
- Deniau, Y., Pérez, L.F., Canales, D., y Palacios, R. (2024) *El Sistema Eléctrico Nacional. Parte 1. Integración y análisis de la información sobre capacidad instalada, generación y factor de planta*. México: Conahcyt. <https://conahcyt.mx/cuaderno-tematico-3/>
- Doumecq, M., Jiménez-Escobar, N., Morales, D., y Ladio, A. (2023). Much More Than Firewood: Woody Plants in Household Well-Being Among Rural Communities in Argentina. *Journal of Ethnobiology* 43, 101-114. <https://doi.org/10.1177/02780771231176065>
- Dreher, A., y Gaston, N. (2008). Has globalization increased inequality?. *Review of International Economics* 16(3), 516-536.
- Elgharbawy, A., Sadik, W., Sadek, O., y Kasaby, M. (2021). A Review on Biodiesel Feedstocks And Production Technologies. *Journal of The Chilean Chemical Society* 66, 5098-5109. <https://doi.org/10.4067/S0717-97072021000105098>
- Evans, A., Strezov, V., y Evans, T. (2010). Sustainability considerations for electricity generation from biomass. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 14, 1419-1427. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2010.01.010>.
- Ferrari, L., Hernandez, J. R. F., y Martinez, D. H. (2024). 20 years after peak oil in Mexico: analysis of the hydrocarbon sector and implications for the national energy future. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 41(1), 66-86.
- Fizaine, F., y Court, V. (2016). Energy expenditure, economic growth, and the minimum EROI of society. *Energy Policy* 95, 172-186.

- Flegl, M., Güemes-Castorena, D., Ramirez, A., y Morán-Valencia, M. (2023). Towards More Efficient Water Management System in Mexico to Prevent Water Scarcity. *Portland International Conference on Management of Engineering and Technology (PICMET)*, 1-10. <https://doi.org/10.23919/PICMET59654.2023.10216905>
- Galli, A., Kitzes, J., Niccolucci, V., Wackernagel, M., Wada, Y., y Marchettini, N. (2012). Assessing the global environmental consequences of economic growth through the Ecological Footprint: A focus on China and India. *Ecological Indicators* 17, 99-107. <https://doi.org/10.1016/J.ECOLIND.2011.04.022>
- García-Bustamante, C. y Masera, O. (2016). *Estado del arte de la Bioenergía en México*. Ciudad de México: Conacyt.
- García-Ochoa, R. y Graizbord, B. (2016) Caracterización espacial de la pobreza energética en México. Un análisis a escala subnacional. *Economía, sociedad y territorio* 16(51), 289-337.
- Guzmán-Rosas, S.C. (2022). Ethnicity as a social determinant of energy poverty: the case of Mexican indigenous population. *Local Environment* 27(9), 1075-1101.
- ____ (2023). Strategies Used by Rural Indigenous Populations to Cope with Energy Poverty, in San Luis Potosí, Mexico. *Energies*, 16(11), 4479.
- Hall, C. A., Klitgaard, K., Hall, C. A., y Klitgaard, K. (2018). Peak oil, EROI, investments, and our financial future. *Energy and the Wealth of Nations: An Introduction to Biophysical Economics*, 405-423.
- Hickel, J. (2017). Is global inequality getting better or worse? A critique of the World Bank's convergence narrative. *Third World Quarterly* 38(10), 2208-2222.
- Hickel, J., Dorninger, C., Wieland, H., y Suwandi, I. (2022). Imperialist appropriation in the world economy: Drain from the global South through unequal exchange, 1990—2015. *Global Environmental Change* 73, 102467.
- ICM (Iniciativa Climática de México) (s.f.) *Observatorio de la Transición Energética en México*. ICM. <https://obtrenmx.org/>
- IEA (International Energy Agency) (2021). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*. IEA.
- ____ (2022). *World Energy Outlook 2022*. IEA.
- ____ (2023). *World Energy Outlook 2023*. IEA.

- ____ (2023a). *Global Hydrogen Review 2023*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>
- Inecc (Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático) (s.f.). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2019*. Inecc. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei>
- ____ (s.f.a). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2020-2021*. Inecc. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei>
- Inegi (Instituto Nacional de Estadística y Geografía) (2014). *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2014*. <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2014/>
- ____ (2016). *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2016*. <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2016/>
- ____ (2018). *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2018*. <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2018/>
- ____ (2018a). *Encuesta Nacional de Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares*. <https://www.inegi.org.mx/programas/encevi/2018/#Tabulados>
- ____ (2019). *Encuesta Nacional Agropecuaria*. <https://www.inegi.org.mx/programas/ena/2019/>
- ____ (2020). *Población total por entidad federativa y grupo quinquenal de edad según sexo, 2000-2020*. <https://www.inegi.org.mx/temas/estructural/#Tabulados>
- ____ (2020a). *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2020*. <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2020/#Tabulados>
- ____ (2021). *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas*. <https://www.inegi.org.mx/app/descarga/?ti=6>
- ____ (2022). *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas*. <https://www.inegi.org.mx/app/descarga/?ti=6>
- ____ (2023). *Censos de Población y Vivienda*. <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/#microdatos>

- Irena (International Renewable Energy Agency), Cepal (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) y Transforming Energy Sectors Globally (2022). *Escenarios para la transición energética: Experiencia y buenas prácticas en América Latina y el Caribe*. Abu Dhabi: Agencia Internacional de Energías Renovables.
- Kallis, G., Paulson, S., D'Alisa, G. y Demaria, F. (2020). *The case for degrowth*. Cambridge: Polity Press.
- Komarnicki, P., Lombardi, P., y Styczynski, Z. (2017). *Electric Energy Storage Systems*. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53275-1>
- Labeaga, J., Labandeira, X., y López-Otero, X. (2020). Energy taxation, subsidy removal and poverty in Mexico. *Environment and Development Economics* 26, 239-260. <https://doi.org/10.1017/S1355770X20000364>
- Laherrère, J., Hall, C.A.S., y Bentley, R. (2022) How much oil remains for the world to produce? Comparing assessment methods, and separating fact from fiction. *Curr Res Environ Sustain* 4, 100174.
- LIE (Ley de la Industria Eléctrica) (2014). *Diario Oficial de la Federación*, 11 de agosto de 2014.
- Lombardi, S., Tribioli, L., Guandalini, G., y Iora, P. (2020). Energy performance and well-to-wheel analysis of different powertrain solutions for freight transportation. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 12535-12554. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.181>
- Manzella, A. (2018). General Introduction to Geothermal Energy. *Lecture Notes in Energy*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78286-7_1
- Marchand, L., y Hérault, M. (2019). The Implementation of Buen Vivir in Ecuador: An Analysis of the Stakeholders' Discourses. *European Journal of Sustainable Development* 8(3). <https://doi.org/10.14207/ejsd.2019.v8n3p282>
- Michaux, S. (2021). *Assessment of the Extra Capacity Required of Alternative Energy Electrical Power Systems to Completely Replace Fossil Fuels*. Geological Survey of Finland, GTK Open File Work Report 42/2021.
- Mikulionok, I. (2022). State And Prospects Of The Production Of Compressed Solid Biofuels. *Energy Technologies & Resource Saving*. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2022.02>

- Millward-Hopkins, J., Steinberger, J.K., Rao, N.D., y Oswald, Y. (2020). Providing decent living with minimum energy: A global scenario. *Global Environmental Change*, 65, 102168.
- Mochida, I., Motoshima, N., y Korai, Y. (1990). Multi-stage coking for increased tar yield and formed coke of high strength: 1. Pressurized heat treatment of blended coals. *Fuel* 69, 780-783. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(90\)90046-5](https://doi.org/10.1016/0016-2361(90)90046-5)
- Moriarty, P., y Honnery, D. (2022). Renewable energy in an increasingly uncertain future. *Applied Sciences* 13(1), 388.
- Mueller, M., y Wallace, R. (2008). Enabling science and technology for marine renewable energy. *Energy Policy* 36, 4376-4382. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2008.09.035>.
- Muñoz-Antón, J. (2012). *Sistemas de generación eléctrica mediante calderas de vapor energizadas por radiación solar concentrada*. Tesis doctoral. Archivo Digital de la Universidad Politécnica de Madrid.
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía) y Cepal (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2019). Evaluación de escenarios para la formulación de la Estrategia Energética Sustentable SICA 2030. Ciudad de México: Olade.
- Oswald, Y., Owen, A., y Steinberger, J.K. (2020). Large inequality in international and intranational energy footprints between income groups and across consumption categories. *Nature Energy* 5(3), 231-239.
- Palacios, R., Valles, X., Solís, A., Becerril, A. S., Rodríguez, F., Martínez, H., Rodríguez, J. I., De La Pascua, L. E., Pleitez, R. O., Hernández, F., y Zamudio, J. P. (2022). *Estudio del Balance Nacional de Energía 2020*. México: Conahcyt. <https://conahcyt.mx/cuaderno-tematico-2/>
- Probst, O., Castellanos, S. y Palacios, R. (2020). *Transforming the Grid Towards Fully Renewable Energy*. Institution of Engineering and Technology. <https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo159e>
- Rembio (Red Mexicana de Bioenergía) (2012). Biogás. *Rembio*. <https://rembio.org.mx/biogas/>
- Richardson, K., Steffen, W., Lucht, W., Bendtsen, J., Cornell, S. E., Donges, J. F., y Rockström, J. (2023). Earth beyond six of nine planetary boundaries. *Science advances* 9(37), 2458.

- Rodrigues, T., y Junior, A. (2019). Charcoal: A discussion on carbonization kilns. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. <https://doi.org/10.1016/J.JAAP.2019.104670>.
- Rockström, J., Steffen, W., Noone, K., Persson, Å., Chapin III, F. S., Lambin, E., y Foley, J. (2009). Planetary boundaries: exploring the safe operating space for humanity. *Ecology and society* 14(2).
- Rozendal, R., Hamelers, H., Euverink, G., Metz, S., y Buisman, C. (2006). Principle and perspectives of hydrogen production through biocatalyzed electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 31, 1632-1640. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2005.12.006>.
- Sánchez-Pólito, J., Tauro, R., Argueta-Navarrete, P., Martínez-Bravo, R., Álvarez-Ayalay, M.A., y Maserá, O., (2024). *El patrón de consumo de los biocombustibles sólidos en México: un modelo para su análisis integral*. México: Conahcyt. <https://conahcyt.mx/cuaderno-tematico-7/>
- Semarnat (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) (2017). Nota conceptual del proyecto de calentadores solares de agua. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/294406/Informe_Bimcon_1t_2017.pdf
- ____ (s.f.). Glosario. Semarnat. Consultado el 28 de marzo de 2023. <http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080>
- Sener (Secretaría de Energía) (2014). *Balance Nacional de Energía 2013*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41975/Balance_2013.pdf
- ____ (2015). *Balance Nacional de Energía 2014*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44353/Balance_Nacional_de_Energ_a_2014.pdf
- ____ (2016). *Balance Nacional de Energía 2015*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015__2_.pdf
- ____ (2017). *Balance Nacional de Energía 2016*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/288692/Balance_Nacional_de_Energ_a_2016__2_.pdf
- ____ (2018). *Balance Nacional de Energía 2017*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energ_a_2017.pdf
- ____ (2018a). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2018-2032*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

- ____ (2019). *Balance Nacional de Energía 2018*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- ____ (2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf
- ____ (2021). *Balance Nacional de Energía 2020*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf
- ____ (2022). *Balance Nacional de Energía 2021*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/805509/BNE-2021.pdf>
- ____ (2023). *Balance Nacional de Energía 2022*. <https://base.energia.gob.mx/BNE/BalanceNacionalDeEnerg%C3%ADa2022.pdf>
- ____ (s.f.) *Sistema de Información Energética (SIE)*. <https://sie.energia.gob.mx/>
- ____ (s.f.a) *Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL)*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpas>
- SGM (Servicio Geológico Mexicano) (s.f.). ¿Qué es el Carbón Mineral? *Servicio Geológico Mexicano*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/157798/Que-es-el-carbonmineral.pdf>
- Singh, V., Otazo-Sánchez, E., y Navarro-Frómata, A. (2020). Water Availability and Management in Mexico. *Water Availability and Management in Mexico*. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-24962-5>.
- SNIEG (Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica) (s.f.) Índice de Independencia Energética. *Catálogo Nacional de Indicadores*.
- Soriano-Hernández, P., Mejía-Montero, A., y Van der Horst, D. (2022). Characterisation of energy poverty in Mexico using energy justice and econophysics. *Energy for Sustainable Development* 71, 200-211.
- Steffen, W., Broadgate, W., Deutsch, L., Gaffney, O., y Ludwig, C. (2015). The trajectory of the Anthropocene: the great acceleration. *The anthropocene review* 2(1), 81-98.
- Sun, X., Huang, D., y Wu, G. (2012). The current state of offshore wind energy technology development. *Energy* 41, 298-312. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2012.02.054>.
- Tauro, R., Serrano-Medrano, M. y Masera, O. (2018) Solid biofuels in Mexico: a sustainable alternative to satisfy the increasing demand for heat and power. *Clean Techn Environ Policy* 20, 1527—1539 (2018). <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1529-z>

- Tornel, C. (2024). *Transformaciones socioecológicas desde el sur global. El decrecimiento y las alternativas pluriversales desde México*. México: Conahcyt.
- Tverberg, G.E. (2012). Oil supply limits and the continuing financial crisis. *Energy* 37(1), 27-34.
- Valero, A., Valero, A., Calvo, G., Valero, A., Valero, A., y Calvo, G. (2021). *Material limits of the energy transition*. Springer International Publishing.
- Vera, M. S., de la Vega Navarro, A., y Samperio, J. I. (2021). Climate change and income inequality: An IO analysis of the structure and intensity of the GHG emissions in Mexican households. *Energy for Sustainable Development* 60, 15-25.
- Wang, N., y Tang, G. (2022). A Review on Environmental Efficiency Evaluation of New Energy Vehicles Using Life Cycle Analysis. *Sustainability* 14(6), 3371. <https://doi.org/10.3390/su14063371>
- Wulf, C., y Kaltschmitt, M. (2018). Hydrogen supply chains for mobility-environmental and economic assessment. *Sustainability* 10(6), 1699.
- Xu, X., Vignarooban, K., Xu, B., Hsu, K., y Kannan, A. (2016). Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 53, 1106-1131. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.09.015>.
- Youssef, A. (2019). The economic and environmental importance of using nuclear energy to generate electricity. *International Journal of Multi-disciplinary Studies on Management, Business, and Economy* 2(1), 24-33. <https://doi.org/10.21608/ijmsbe.2019.222787>

