



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ECONOMÍA

UN CAMINO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE MÉXICO
HACIA 2045

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

LICENCIADO EN ECONOMÍA

PRESENTA:

ALFREDO DÍAZ CANO

TUTOR:

LIC. EDGAR AMADOR ZAMORA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., 2024.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

““We have demonstrated the commercial benefit of solar energy in the tropics and, more specifically, we have shown that, once our oil and coal reserves are depleted, the human race can receive unlimited energy from the sun's rays.”

— FRANK SHUMAN, (1916)

"Perception without verification is an insufficient guarantee of truth."
BERTRAND RUSSELL, (1948)

“In our small planet, at this moment here we face a critical branch point in history. What we do with our world right now will propagate down through the centuries and powerfully affect the destiny of our descendents. It is well within our power”
- CARL SAGAN, (1980)

Agradecimientos

A mi hermana por ser un ejemplo de vida, a mi papá por ser un ejemplo de integridad, y mi mamá por ser un ejemplo de amor puro. Y todos los miembros de mi familia y que han sido vitales para mi formación como ser humano. A mis amigos y amigas por sus ánimos durante este proceso.

A mi gran amigo Bernabe Aguirre por su apoyo técnico y anímico durante este largo proceso.

A todas las personas que a lo largo del camino me inspiraron amor por la naturaleza, por la exploración, la ciencia y por la humanidad.

A mis sinodales,

A mi alma mater,

A quienes amo y me aman.

Y a usted, que en este momento lee mi trabajo.

Muchas gracias a todos!

Contenido

Introducción	1
Capítulo 1: La relevancia de la Transición Energética.....	4
1.1 Contexto internacional energético: Pactos climáticos internacionales y la Crisis de Energía de 2021.....	8
1.2 La relevancia de los acuerdos internacionales para el desarrollo energético actual de México.....	15
1.3 Lecciones internacionales: el caso de Islandia, Francia, Reino Unido, Dinamarca y España.....	18
1.4 La nueva revolución industrial encaminada por las tecnologías renovables.....	40
1.5 Por qué la sustentabilidad es un problema económico.....	44
Capítulo 2: Panorama actual de la producción eléctrica en México.....	47
2.1 Funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.....	48
2.2 Energía eléctrica limpia en el sistema eléctrico contemporáneo.....	55
2.3 Plan de Transición energética actual del Gobierno de México.....	68
Capítulo 3. Análisis de tecnologías de generación eléctrica idóneas para nuestra Transición.....	75
3.1 Análisis técnico de las tecnologías de energía limpia.....	78
3.2 Tecnologías consideradas para mi estrategia de transición energética.....	101
Capítulo 4. Viabilidad de las distintas tecnologías de energías limpias en México.....	105
4.1 Unas tecnologías son más idóneas que otras.....	105
4.2 Viabilidad de las energías limpias consideradas.....	
127	
Capítulo 5. Caminos para la Transición Energética del sector eléctrico hacia 2045.....	133
5.1 Demanda de energía eléctrica hacia 2045.....	133
5.2 Cálculo del crecimiento de la demanda eléctrica hacia 2045.....	140
5.3 Inversión necesaria para descarbonizar el sector eléctrico.....	141
5.3.1 Cambios en la matriz de generación eléctrica en México.	
a) Meta 1: Generación del 46% de origen renovable, 5% de origen limpio, y 49% proveniente de combustibles fósiles, en 2028.	
b) Meta 2: Generación del 66% de origen renovable, 8% de origen limpio, y 38% proveniente de combustibles fósiles, en 2037.	
c) Meta 3: Generación del 85% de origen renovable, 100% de origen limpio, y nula producción proveniente de combustibles fósiles, en	
5.4 Costo por Megawatt (MW) instalado de la capacidad instalada añadida.....	
150	
5.4.1 Monto de inversión requerido por escenario..	
5.5 ¿Cómo se pagará por ésta Transición energética?.....	162

5.6 Estrategia para comenzar una transición energética mexicana.....	166
Conclusión	176
Anexos.....	178
Bibliografía	191

Introducción

La Transición Energética es un tema recurrente en diversos campos, desde la ciencias duras como la ingeniería o la biología, hasta las ciencias sociales como la ciencia política y en este caso, la ciencia económica.

Una transición energética exitosa es la construcción de un sistema energético resiliente, soberano, y competitivo para la actividad económica de una región. Para nuestro país, es una oportunidad de crear cientos de miles de nuevos empleos en las décadas venideras, de ser uno de los países más atractivos para la inversión extranjera directa en proyectos de energía renovable, y de aprovechar los inmensos recursos naturales que tenemos para la generación de energía limpia, desde la energía eólica, geotérmica, nuclear, hasta la energía solar, donde nuestro país es de los mayor beneficiados a nivel mundial, en cuanto a potencial de aprovechamiento. Cada año transcurrido sin el despliegue de una estrategia ambiciosa de transición energética, es una oportunidad perdida para el desarrollo económico, tecnológico y para la remediación ambiental.

Con la tecnología existente y con los recursos de nuestro país en la actualidad, la forma más rápida de comenzar una Transición Energética lo más pronto posible es a través del sector eléctrico, donde ya existen tecnologías maduras de implementación inmediata, como son los paneles fotovoltaicos, que nos pueden permitir producir electricidad de forma completamente limpia hacia 2045.

Por ello, mi tesis lleva a desarrollar una propuesta de un plan de acción para implementar una transición energética en la generación eléctrica en los próximos 21 años, debido a la madurez tecnológica en este sector y lo atractivo que es nuestro país para la inversión en estas tecnologías, permitiendo un despliegue acelerado de las mismas. Dentro de esta propuesta describo el contexto en el cual está inmersa la generación eléctrica de México -tanto su historia como su momento presente, los compromisos climáticos internacionales asumidos, ejemplos de otros países que han comenzado sus transiciones energéticas, el análisis técnico de distintas formas de producir energía eléctrica y su viabilidad para ser utilizadas en esta transición, el crecimiento de la demanda eléctrica hacia el futuro, cómo deberá evolucionar la matriz de generación eléctrica y el monto de inversión total que se requerirá para materializar este plan.

Justificación

A medida que el mundo regresa a la multipolaridad (con sus respectivos efectos en las cadenas de suministro energéticas), y a medida que los efectos del cambio climático se hacen más notorios, es necesario trabajar tan pronto como sea posible en un sistema energético moderno, sustentable, soberano, y vasto, que se traduzca en desarrollo económico y social para nuestro país. Los recursos de energía limpia potencialmente aprovechables en nuestro país son suficientes para satisfacer estas necesidades.

Planteamiento del problema

En 2024 el mundo se encamina a una nueva revolución energética en torno a la energía limpia que nuestro sol provee. El potencial es enorme, y día a día, maduran y se desarrollan tecnologías que pueden aprovechar la totalidad de esta fuente de energía, a precios competitivos contra sus alternativas de combustible fósil, las cuales su uso desmedido ha conducido a nuestro planeta a un profundo desequilibrio del clima global.

México se encuentra en una posición privilegiada; nuestro potencial de generación eléctrica limpia nos coloca entre los países más atractivos a nivel mundial para captar inversión y tecnología para este fin. Podemos tener un desarrollo industrial sustentado de electricidad limpia. Lamentablemente, el contexto político y económico del país de los últimos diez años ha impedido posicionarnos como el hub de desarrollo regional de energías limpias que deberíamos ser.

Es necesario un cambio de política energética, ¿Es posible construir una estrategia que nos abra las puertas a la revolución energética de este siglo?

Objetivo general

A través del análisis del paradigma económico, político y tecnológico en el que se encuentra inmerso el país en la actualidad -y en las próximas décadas-, determinar una estrategia para desarrollar una transición energética en la producción de energía eléctrica, de los combustibles fósiles al completo uso de energías limpias, hacia 2045.

Objetivos particulares

- Conocer a plenitud y con claridad el contexto político, económico y tecnológico en el que se encuentra México respecto a las energías limpias.

- Plantear el potencial de explotación de los recursos de energía limpia con los que cuenta el país, y evaluar si son suficientes para cubrir la demanda de electricidad hasta 2045.
- Determinar los amplios beneficios económicos, sociales y ambientales que implica para nuestro país la transición energética.
- Determinar el monto de inversión de construir la capacidad instalada de energía limpia para completar la transición, así como estimar el impacto económico en el producto interno bruto y generación de empleos.
- Conocer las estrategias de financiamiento de proyectos de energía limpia y de infraestructura existentes; así cómo proponer nuevas estrategias o mejoras a las existentes.
- Construir una estrategia realista, para implementar hacia 2045 una transición hacia la obtención del 100% de la red eléctrica nacional de energía limpia, con un aprovechamiento óptimo de nuestros recursos, y un beneficio óptimo para la sociedad e industria mexicana.

Hipótesis

Si se alinean en México la capacidad tecnológica, y la capacidad económica-política en torno a una estrategia de política energética efectiva que aproveche los recursos energéticos limpios explotables, se podrá lograr completar una transición energética completa en la generación de electricidad antes de mediados de siglo, en 2045 como fecha propuesta.

Metodología (por que, para que y como lo hago).

Esta investigación emplea una metodología mixta, combinando enfoques descriptivos y deductivos en cada capítulo. El objetivo es analizar los patrones actuales del sistema energético mexicano y proponer medidas de política.

El capítulo 1 ofrece una descripción cualitativa del contexto energético internacional, la crisis energética, los acuerdos climáticos globales firmados por México, la importancia de la nueva revolución industrial y los ejemplos nacionales de éxito en este sentido. El libro adopta un enfoque claramente descriptivo.

El Capítulo 2 sigue la línea descriptiva del Capítulo 1 y describe el sistema eléctrico y la generación de México: historia, financiación, estructura y el programa de transición energética del gobierno actual.

El Capítulo 3 utiliza un enfoque deductivo para describir las diferentes tecnologías utilizadas actualmente para producir electricidad limpia. A partir de ahí, se decide qué tecnologías utilizar en el análisis de viabilidad.

El capítulo 4 utiliza un enfoque inductivo para evaluar la viabilidad geográfica, medioambiental y económica de las tecnologías seleccionadas. Se recopilaron datos específicos sobre determinados parámetros para determinar qué tecnologías debían utilizarse en la propuesta de transición energética. La metodología consistió en puntuar cada tecnología de cada apartado en una escala de 0 a 4 en función de diferentes parámetros. En cuanto a la sostenibilidad geográfica, se tuvo en cuenta la ubicación en la red nacional, la disponibilidad de recursos y el potencial de utilización. En cuanto a la sostenibilidad medioambiental, se tuvo en cuenta el Análisis del Ciclo de Vida (LCA, por sus siglas en inglés), el uso relativo del suelo, el estrés hídrico generado y los factores externos relacionados con el funcionamiento de cada tipo de central. Por último, en cuanto a la viabilidad económica, se consideraron el coste nivelado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), las externalidades asociadas al funcionamiento de cada tecnología y el coste de capital o el importe total de la inversión (con los factores de carga incluidos en las estimaciones).

El capítulo 5 utiliza una mezcla de métodos de investigación cuantitativos y deductivos. Se calcula el crecimiento futuro de la electricidad a partir de datos como el coste instalado por MW de cada tecnología o el crecimiento histórico de la demanda eléctrica mexicana, se estima la tasa de crecimiento de cada tecnología de generación y se determina el importe de la inversión necesaria para desarrollar esta transición. Con base en esta información, se propone una estrategia de transición energética para México.

Capítulo 1: La relevancia de la Transición Energética

La "Transición energética" es el proceso de abandonar el uso de combustibles fósiles en los sectores energéticos, productivos, de transporte, y agrícolas; básicamente, en todas las actividades económicas humanas. Una transición energética completa pretende conducir a nuestra civilización hacia una sociedad futura que utilice los recursos energéticos de forma eficiente, con emisiones neutras de gases de efecto invernadero, y que esté en armonía con el entorno natural del planeta. Este proceso deberá ser asumido por la totalidad de países del mundo en las próximas décadas a través de todos los sectores de la economía, e involucra una esfera ambiental, política, económica y social.

El objetivo a largo plazo, es reducir nuestra huella de carbono -esto es, las emisiones de gases de efecto invernadero que produce nuestra civilización- a cero. Buscar una economía completamente libre de combustibles fósiles será un camino largo y arduo, somos una sociedad altamente dependiente de ellos y se emplean en el transporte de personas y materias primas, para generar electricidad, para fabricar numerosos productos que se emplean en el día a día en todos los sectores económicos, entre incontables usos, pero no es un cambio imposible. ¿Cómo empezar? Un primer buen paso lógico sería empezar a trabajar en el área donde ya disponemos de tecnología para hacerlo: la producción y uso de la electricidad. La instalación de fuentes de energía eléctrica limpias y actualización de las redes de transmisión eléctrica para satisfacer la demanda de energía eléctrica son un área donde disponemos de la capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al mínimo; en la próxima década, se esperan avances en la infraestructura de transporte de electricidad que permitan un uso más eficiente de la misma, minimizando las pérdidas de energía por transmisión, y coordinando eficientemente fuentes de energía renovable intermitentes como son las smart grids, o *redes inteligentes*¹; entre otras medidas, será necesario incrementar la eficiencia energética en el consumo de los dispositivos y cambiar nuestros hábitos de consumo de la energía eléctrica.

Posteriormente, las innovaciones en movilidad eléctrica del presente invitan a pensar que en las próximas décadas podríamos acercarnos a un escenario en el que el transporte público e individual que no produzca emisiones de gases invernadero² en su fase final -porque habría que considerar también su producción-, así como la generación eléctrica de calor. Electrificar el transporte, y producir electricidad de forma completamente limpia para el sector residencial, industrial y comercial significa reducir entre 70 y 80% de las emisiones CO2 actuales de nuestro país³.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son multisectoriales, por lo que buscar una estrategia para llevarlas a cero necesitará de un plan amplio. En este trabajo, mi intención es centrarme en el *sector de generación eléctrica*, en el cual podríamos comenzar a trabajar en su transición durante esta misma década, a ritmos prudentes, considerando nuestro propio contexto político, económico, tecnológico y social.

En todo caso, nuestra transición energética es un asunto de seguridad energética, económica y nacional, en mayor proporción que un asunto ambiental. La Comisión Global en la Economía y el Clima, GCEC por sus siglas en inglés, señala que para materializar una transición energética en la década de los años cincuenta o sesenta, en los próximos 10-15 años se tendrán que tomar decisiones de política y ejecutar inversiones importantes que la fortalezcan a través de un sistema de generación

¹ Entendemos “grid eléctrico” por red eléctrica, consistente en la infraestructura para la entrega de electricidad hacia consumidores y productores. Puede abarcar estados, países, o incluso continentes.

² Puede ser movilidad eléctrica, que funcione con biocombustibles, o con hidrógeno.

³ Con datos de IEA (2023).

eléctrica resiliente. Se puede comenzar a corto plazo, por ejemplo, a través de acciones económicas como implementar un impuesto al carbón general e integrar costos ambientales a las empresas; acelerar la inversión en infraestructura con programas nacionales y subnacionales claros; facilitar a las empresas la posibilidad de emitir bajas emisiones, invertir en tecnología que facilite una economía circular, o sobre todo, incentivar la innovación tecnológica en energía con programas enfocados; por último, enfocarse en las personas, y cuidar que las ganancias de la transición sean equitativamente repartidas, son objetivos de igual importancia. En 2017, el Diario Oficial de la Federación (DOF) señaló en su *Programa Especial para la Transición Energética* cómo prioridad:

- Incrementar la capacidad generativa de las energías limpias.
- Expandir y modernizar la infraestructura de transmisión
- Incrementar la generación distribuida y almacenamiento
- Impulsar el desarrollo tecnológico, de talento y cadenas de valor de la energía limpia.
- Democratizar el acceso a las energías limpias.

Los beneficios para nuestro país de construir una transición energética cuanto antes son muchos. Además de una mayor seguridad energética como mencionamos con anterioridad, enormes beneficios ambientales, detonación del talento de los mexicanos en tecnología e ingeniería, y posicionarnos en una industria que año tras año es crecer, que generará una gran cantidad de inversión que se traducirá en la mejora del estilo de vida para millones de personas.

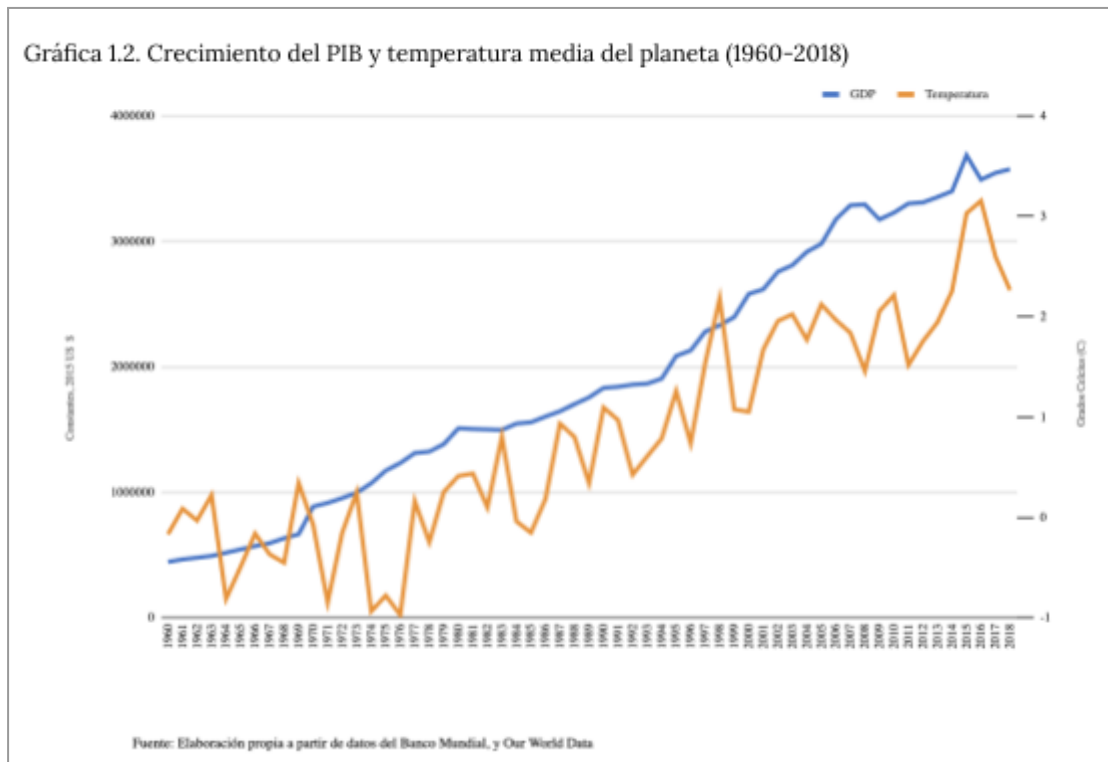
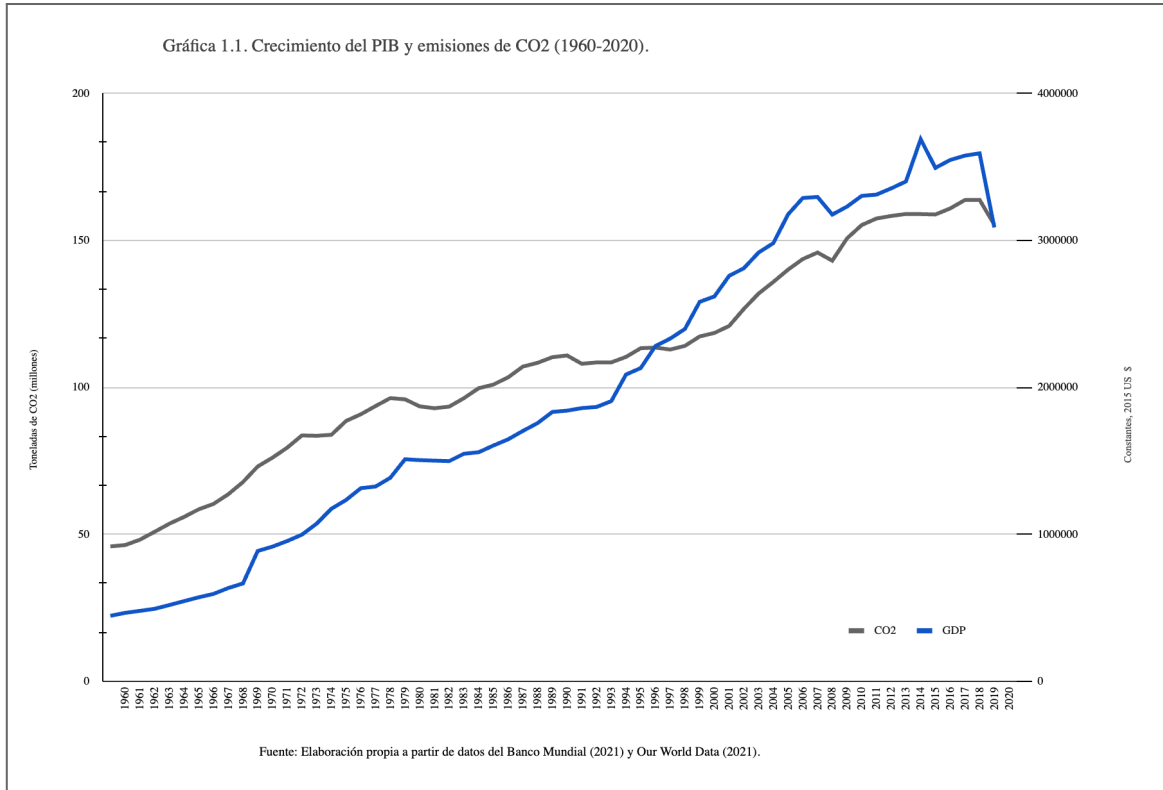
Pero reflexionemos antes, ¿Por qué existe un problema medioambiental global como lo es el *Cambio Climático*?, ¿Cómo hemos llegado hasta aquí?

El antropoceno

Las emisiones de gases de efecto invernadero han tenido un crecimiento alarmante desde el siglo XIX, concordante al crecimiento económico generado por el sistema de producción *capitalista*, que ha elevado la temperatura media del planeta sobre en el siglo XX y en estas dos primeras décadas del siglo XXI. Hemos afectado tanto a nuestro planeta y sus ecosistemas que geólogos han denominado a esta época geológica de la Tierra como el *Antropoceno*⁴.

⁴ Nueva época geológica propuesta en la comunidad científica para denominar al período sucesivo al Holoceno. Aunque no existe un acuerdo común en su fecha de comienzo, se considera que pudo haber comenzado con la extinción masiva del Holoceno, con el comienzo de la agricultura, o con la revolución industrial a finales del siglo XVIII.

Existe una correlación directa entre los niveles de producción industrial medido a través del Producto Interno Bruto per cápita, con el aumento de la temperatura media del planeta y las emisiones de dióxido de carbono (CO2).



No disminuir seriamente las emisiones de gases de efecto invernadero de nuestra civilización antes de un *punto de no retorno*⁵ nos introducirá hacia una crisis climática, alterando fuertemente el ecosistema terrestre conduciendo a la biodiversidad hacia una sexta extinción masiva de especies junto a la pérdida de ecosistemas enteros; para el ser humano implica crear condiciones adversas para la habitabilidad de comunidades, ciudades, y regiones enteras (entre las afectaciones sociales se ha previsto centenas de millones de personas desplazadas por el cambio del clima⁶, pobreza alimentaria; escasez de agua potable, daños a infraestructura urbana, y el calor insoportable convertirá zonas actualmente habitables o fértiles en áridas); entre otros problemas de los que aún hoy desconocemos su impacto⁷. En términos económicos, se estima, que el costo del cambio climático será de 1% a 3.3% del PIB global en 2060⁸, golpeando la productividad laboral así cómo en la agrícola. Aún estamos a tiempo de parar esto, aún no es tarde; pero si no tomamos acciones serias en el próximo par de décadas, será un proceso inevitable.

Ésta amenaza no ha pasado inadvertida para los países a lo largo del mundo; comenzó a hacerse eco en las discusiones políticas en los años noventa, a través de diversas cumbres internacionales que han buscado crear un programa de acción coordinado, exitoso, para resolver esta crisis inminente. Hagamos un breve repaso de los esfuerzos más recientes.

1.1 Contexto internacional energético: Pactos climáticos internacionales y la Crisis de Energía de 2021.

Esta no es la primera vez que surge una coacción política internacional con un objetivo medioambiental; previo al *cambio climático* existió una preocupación por un alarmante problema ambiental: la *destrucción progresiva de la capa de ozono*. En 1974 los investigadores Frank Sherwood Rowland y Mario Molina Pasquel y Henriquez en la Universidad de California, Irvine, identificaron que los clorofluorocarbonos (CFC), gases introducidos a la industria desde los años treinta ampliamente usados en propelentes de aerosoles, refrigerante, y espuma plásticas. Tras su uso se acumulan en las altas capas

⁵ El *punto de no retorno*, o *punto de inflexión*, es el límite de acción que tiene la humanidad antes de que el cambio climático sea un proceso que se retroalimenta a sí mismo, o en otras palabras, que no se pueda detener. Durante la COP 21 en París se situó el horizonte en 1.5 C a niveles pre industriales. En 2021 se situó en 1.1 C, y la Organización Meteorológica Mundial estima un 50% de probabilidad que se supere el horizonte en los próximos 5 años. Entre los puntos de no retorno se señalan el colapso de la capa de hielo de Groenlandia, el colapso de la capa de hielo de la Antártida Occidental, el colapso de la circulación oceánica en la región polar del Atlántico Norte, la extinción de arrecifes de corales en latitudes bajas, el derretimiento repentino del permafrost (capa de suelo permanentemente congelado) en las regiones del norte, la pérdida abrupta de hielo marino en el mar de Barents (Timothy M. Lenton et al, 2020)

⁶De acuerdo al Institute for Economics and Peace (2020).

⁷ De acuerdo con Galindo, et al (2015).

⁸ De acuerdo con Dellink, et al (2019).

de la atmósfera, dónde la radiación solar los degrada para formar cloro, un elemento destructor de la capa de ozono.

Nos remontamos a 1980 cuando el *Consejo de Administración del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente* recomendó limitar la producción y uso de clorofluorocarburos F-11 y F12, compuestos químicos muy usados en la refrigeración y productos de higiene personal en aerosol; petición que 5 años después derivó en la negociación del *Consejo de Viena para la Protección de la Capa de Ozono*. En 1987 fue firmado por 46 naciones el Protocolo de Montreal con el objetivo de abandonar la producción de CFC, entrando en vigor en 1989; aunque hubo resistencia por figuras políticas y grupos empresariales de la época, con el tiempo, se ha mostrado cómo el acuerdo medioambiental más exitoso de la historia de la cooperación internacional. Un estudio publicado por Susan Straha, científica atmosférica del Centro del Vuelo Espacial Goddard de la NASA en Greenbelt, Maryland, estimó una disminución del 20% en la degradación de la capa de ozono desde 2005 y 2016 ⁹, y una recuperación completa del agujero de la capa de ozono localizado en la Antártida entre 2060 y 2080. De no haber tomado ninguna acción política, los CFC hubiesen continuado su uso habitual; y la capa de ozono hubiese desaparecido en 2058, provocando así la inhabilitación de la capa superficial de nuestro planeta, y consecuentemente una sexta extinción masiva¹⁰.

En enero de 1988, se crea el *Foro Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)*, en el que la Asamblea General identificó al cambio climático como un asunto urgente, y al año siguiente la *Segunda Conferencia Mundial sobre el Clima* concluyó que el cambio climático representaba “un problema global de carácter singular que requiere una respuesta global”.

En ese mismo año James Hansen, científico de la NASA, expuso al congreso de Estados Unidos su testimonio: el ritmo con el que se consumían combustibles fósiles conduciría en el futuro cercano a cambios en el clima de la Tierra. La década de los años noventa tuvo cada vez mayores menciones sobre los crecientes problemas ambientales en las asambleas internacionales, y la creación de conferencias mismas referentes a este problema global fue más frecuente. Para finales de 1992, 158 estados habían ratificado la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)*, que tuvo como mandato “estabilizar las concentraciones atmosféricas de “gases de efecto invernadero a un nivel que evitará una interferencia antropógena peligrosa con el sistema climático”. La piedra angular sobre el accionar internacional fue el Protocolo de Kyoto llevado a cabo en Japón en diciembre de 1997; su objetivo fue reducir las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero un 5% respecto a

⁹Reiny, S. & Blumber, S. (2018, 4 enero). *NASA Study: First Direct Proof of Ozone Hole Recovery Due to Chemicals Ban*. NASA.gov.
<https://www.nasa.gov/feature/goddard/2018/nasa-study-first-direct-proof-of-ozone-hole-recovery-due-to-chemicals-ban>

¹⁰ P.A Newman (et. al) (2008) What would have happened to the ozone layer if chlorofluorocarbons (CFCs) had not been regulated?.

los niveles de 1990. Tras 7 años de negociación, entró en vigor en 2005 ratificado por 160 países; y el Acuerdo de Copenhague un año después.

El 12 de diciembre de 2015 tuvo lugar una nueva Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), pero esta vez en París, liderada por Francia. Ante la necesidad de replantear la estrategia internacional para evitar una tragedia climática: el Acuerdo de París. Es el acuerdo de cooperación internacional más grande realizado en la historia, que unifica a las naciones firmantes hacia un mismo objetivo: *mantener el aumento de temperatura promedio de este siglo por debajo de 2°C respecto a los niveles preindustriales*. Así mismo, pretende dotar a los países ratificantes de una mayor capacidad de respuesta y canales de financiamiento, así como asistencia tecnológica para lograr dicho fin. Con asistencia tecnológica, me refiero a la infraestructura que permita a las naciones reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero por medio de sistemas de energía más eficientes, asistencia para la conservación de sus ecosistemas, y la generación de energía mediante fuentes limpias, cómo las energías renovables o combustibles neutros en carbono, sustituyendo a las fuentes de energía fósiles.

La transición energética es un elemento clave e imprescindible del Acuerdo de París. Entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, y hasta el sol de hoy 219 países lo han firmado. Establece los siguientes objetivos principales a largo plazo:

- Reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más de tan solo el 1,5 °.
- Revisar los compromisos de los países cada cinco años.
- Ofrecer financiación a los países en desarrollo para que puedan mitigar el cambio climático, fortalecer la resiliencia y mejorar su capacidad de adaptación a los impactos del cambio climático.

El conflicto de los ambiciosos objetivos del Acuerdo de París es que, en primer lugar, son voluntarios; y en segundo, aunque se logran los objetivos, la temperatura no lograría permanecer por debajo de al menos 1.5 grados centígrados. Los objetivos del acuerdo climático más grande de la historia serán insuficientes. Para lograr cambiar la tendencia climática, se requiere de la cooperación internacional comprometida con acciones a ejecutar inmediatamente, sobre intereses políticos y económicos, y sobre todo, de la responsabilidad que asuman propiamente las naciones más contaminantes del mundo.

En *Allocation of Greenhouse Gas Emissions Using the Fairness Principle: A Multi-Country Analysis* (Laura Rodriguez, *ibid*, 2020) se emplea una metodología interesante para poder cuantificar y localizar el origen de las emisiones de gases de efecto invernadero. Concluyen que fueron solamente 7 naciones las responsables del 55 por ciento de las

emisiones de gases de efecto invernadero de 2019: China, Estados Unidos, India, Japón, Rusia, Alemania y Reino Unido. México se encuentra en la posición 14 con la responsabilidad del 1.44 por ciento de las emisiones globales. Así mismo, enfatizan que gran responsabilidad de este conflicto climático deberá ser asumida por Estados Unidos y China, principalmente, pues son responsables de aproximadamente 20 por ciento y 17 por ciento de las emisiones a nivel mundial, respectivamente; pero también llama a la acción colectiva principalmente por parte de la OCDE (responsable de 43 por ciento de las emisiones globales).

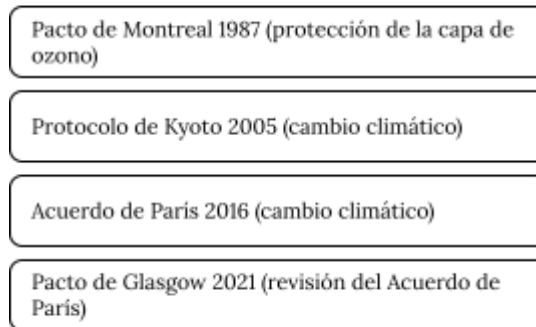
De acuerdo a datos de *Our World in Data*, las ocho naciones que más han contribuido a la emisión de dióxido de carbono desde el siglo XIX han sido Estados Unidos -25 por ciento, China -14 por ciento-, Rusia -7 por ciento-, Alemania -6 por ciento-, Reino Unido -5 por ciento-, Japón -4 por ciento-, India -3 por ciento-, y Francia -2 por ciento-. Estos países deben liderar la lucha contra el cambio climático, y es responsabilidad también del resto exigir que así sea.

Otro acuerdo internacional de imperiosa relevancia para la geopolítica es la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (ODS), creada en 2015 con la participación de 150 representantes mundiales. En esta agenda se incluyen 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible de carácter económico, social y ambiental. De estos objetivos, es de especial relevancia el ODS 13 “Acción por el Clima”, en el cual se detalla la meta de mantener la temperatura media del planeta, durante este siglo, por debajo de los 2°C con respecto a niveles preindustriales (esto es, previo a la revolución industrial). Para lograrlo, entre las 6 medidas favorables para el clima creadas para este fin, destacó la transición verde, que establece en su mandato: “las inversiones deben desacelerar la descarbonización de todos los aspectos de nuestra economía”, en la cual descarbonizar la producción de energía eléctrica es clave. Así como la Economía verde, medida intrínsecamente relacionada con la Transición energética.

En 2021, tuvo lugar la revisión de los objetivos climáticos del Acuerdo de París en la COP 26 dónde fue firmado el Pacto Climático de Glasgow, que pretende organizar la agenda climática para los próximos 10 años. Se acordó establecer el límite de temperatura media global a 1.5 C, una disminución -más no abandono- del carbón para producir energía eléctrica; incrementar el financiamiento a países en desarrollo para su transición energética (por ejemplo, se discutió el prospecto de un fondo de 100 billones de dólares en 2025); también, la voluntad de eliminar los subsidios que artificialmente hacen el precio de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) más baratos para los productores sin fechas aún pactadas; Estados Unidos y China acordaron incrementar su cooperación en áreas como la emisión de metano y generación por energías renovables; líderes de más de 100 países -que tienen el 85% de los bosques del mundo- establecieron el objetivo de parar la deforestación en sus países para 2030; disminución del 30% de las emisiones de metano, ratificado por más de 100 países excepto China, India y Rusia; un fondo de 130 mil millones de dólares para apoyar las

tecnologías de energía renovable. Los objetivos serán cumplidos por voluntad política, y en algunos casos, por un marco legal, aunque éste no es el caso de México.

Esquema 1.1. Acuerdos climáticos internacionales.



Fuente: Elaboración propia.

En éste contexto de acuerdos internacionales para alcanzar objetivos climáticos que nos lleven a una neutralidad de carbono para mediados de siglo y mantener la temperatura por menos de 2.5 C, el mundo enfrenta una situación inestable en la geopolítica, y los mercados de energía internacionales, que influye en la planeación de nuestro progreso en sustituir las tecnologías de combustible fósil por energía limpia.

1.1.1 Crisis de energía de 2021

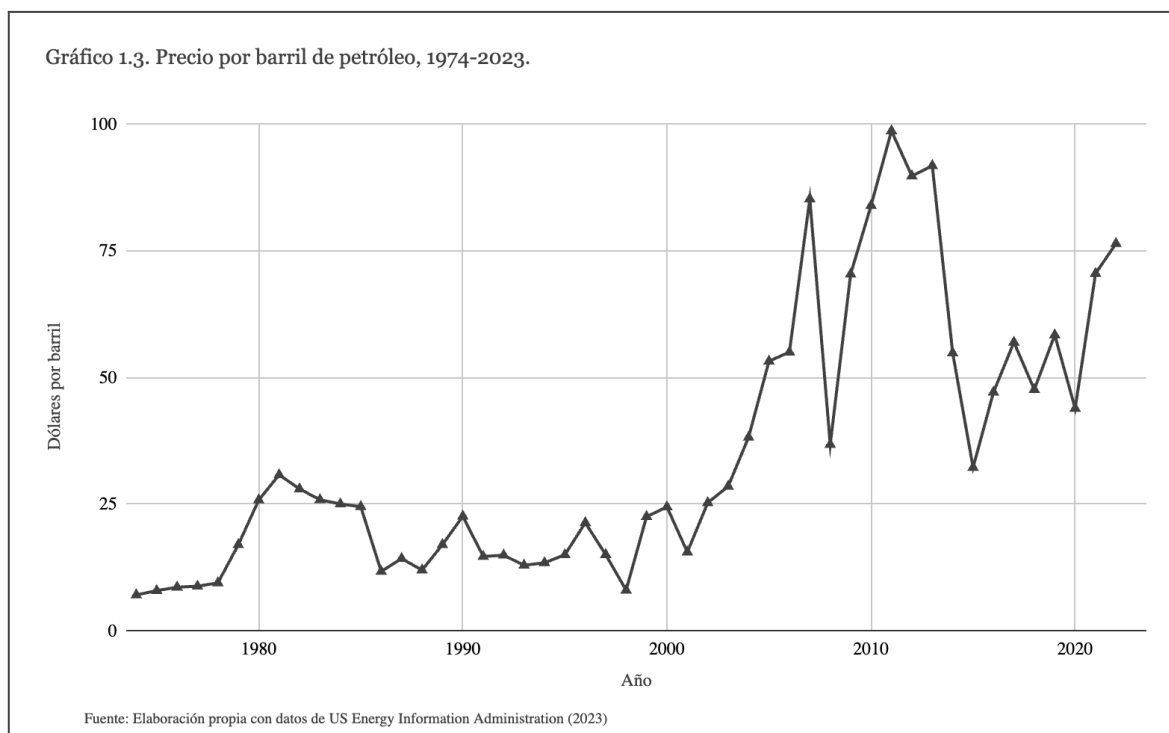
Entre 1973 y 1981 el mundo vislumbra su primera *crisis de energía*; en un periodo menor a 5 años, los precios del petróleo se incrementaron desde 2.3 dólares por barril en 1972, hasta 35.5 dólares por barril en 1980, debido a la coacción de los países petroleros miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC) para elevar artificialmente el precio del crudo a través de reducir su producción.

Entre 2002 y 2011 los precios volvieron a incrementarse de 24 dólares por barril hasta 108 dólares por barril, entre muchas razones, debido a la Guerra del Golfo y la demanda de la industria de producción China. La introducción de nuevas tecnologías petroleras como la extracción por fracking, aunado al descenso de la inversión en nuevos proyectos de exploración y explotación petroleros -provocados por el nuevo paradigma de priorizar las inversiones en energía limpia- provocaron una caída de los precios hasta los 40 dólares por barril de 2014 a 2020. Desde el acuerdo de París de 2016, la presión internacional para abandonar las energías por combustible fósil aceleró el abandono de los proyectos de inversión en éste rubro; por ejemplo, los herederos de la fortuna

Rockefeller comenzaron a invertir en energías renovables, Exxon salió del SP 500, entre otros eventos significativos durante esos cuatro años.

La Transición Energética progresaba, más por voluntad que por estrategia. Tan sólo en 2014 se invirtieron más de 800 mil millones de dólares en exploración de nuevos yacimientos de petróleo; pero en 2020, esta cifra cayó hacia 383 mil millones¹¹, un descenso del 52 por ciento.

Este ritmo de descenso tan acelerado ha conllevado una serie de problemas en el mercado energético mundial. La crisis económica de la pandemia de covid 19 redujo la la demanda industrial de petróleo y gas natural, llevando el precio del petróleo a mínimos históricos; cuando la reapertura comenzó, la demanda de productos incrementó, y así la demanda de combustible fósil para alimentar la producción, transporte y distribución de dichos productos. No se anticipó el cuello de demanda de gas natural y petróleo que se está cociendo lentamente. Después de los confinamientos de los últimos años, la demanda de petróleo y gas natural ha incrementado en un corto periodo de tiempo. En un momento en el que la oferta está reducida debido a las bajas inversiones de los últimos siete años, el precio ha incrementado 40 dólares por barril hasta poco más de 100 dólares por barril.



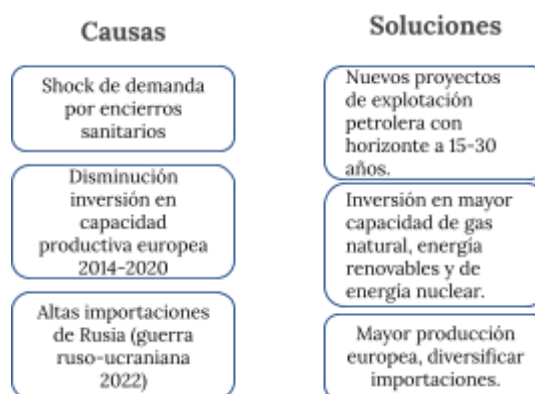
El mayor problema de las energías renovables es que son intermitentes (no pueden suministrar electricidad durante las 24 horas del día debido a condiciones climáticas), por lo que deben complementarse con las centrales de base- que dan un suministro

¹¹ De acuerdo a Rystad Energy.

estable- cómo pueden ser térmicas (carbón), centrales de energía nuclear, o centrales que empleen gas natural, la única tecnología de carga base que en la actualidad está desarrollada y ampliamente implementada para servir la función de central de base. ¿El problema? De nuevo, el decrecimiento de las inversiones a lo largo de los últimos años en nuevos yacimientos de petróleo y gas natural ha reducido la capacidad productiva de gas natural, sobre todo en Europa Occidental.

En medio de éste panorama energético se encuentra Rusia y la Unión Europea, quien acusó a la primera de incentivar el desabasto ya en 2021, y que tras la guerra de Ucrania, se ha reducido todavía más este desabasto -25 por ciento del abasto de gas natural europeo proviene de Rusia-. Aunado al reciente extraño accidente del proyecto energético Nord Stream 2 de valor de 20 mil millones de dólares con capacidad de 55 mil millones de m³ (1,9 billones de pies cúbicos) de gas, complica aún más el abasto energético de Europa, los cuáles tienen como únicas opciones abastecerse de gas natural ruso por la tubería no dañada y comprar el gas natural de Estados Unidos a precios más elevados, empeorando el panorama de inflación por costos de la energía a mediano plazo. Explorar nuevos yacimientos de gas natural tomará tiempo y dinero para ejecutar los proyectos, por lo que no es una solución al problema a corto plazo. Usar más gas natural contradice los objetivos de lucha climática, por lo que un error de planeación energética ha provocado un problema económico (inflación) y un problema medioambiental. Hacia el futuro, las soluciones son ampliar la energía renovable, retomar proyectos de gas natural que permitan seguridad energética europea en los próximos 15-30 años, detener la parada de centrales nucleares e inclusive, la ampliación de la capacidad instalada nuclear.

Esquema 1.2. Causas y soluciones de la crisis de energía 2021



Fuente: Elaboración propia

En Asia, desde China, Japón o Pakistán los países han adquirido desde 2021 cada vez mayores cantidades de gas natural, ante la temor de que el precio continúe subiendo, agravando el cuello de botella de la oferta y demanda e incentivando el alza de precios;

situación que complica aún más la inflación en occidente y Asia. Será necesario fortalecer la matriz energética ante un clima que será más adverso (afectando tanto a la energía eólica como hidroeléctrica) apostando seriamente por tecnologías como la energía nuclear, que sirvan de carga base.

La crisis energética de Europa y Asia nos recuerda la importancia de la planeación de una estrategia energética soberana, resiliente; es posible coordinar el progreso de las energías limpias con la seguridad energética, y será necesario. Sus efectos inflacionarios persisten en 2023, siendo improbable que se normalicen por los próximos 2 años.

1.2 La relevancia de los acuerdos internacionales para el desarrollo energético actual de México.

El primero de diciembre de 2018 tomó protesta de poder el nuevo presidente de México Andrés Manuel Lopez Obrador, con una nueva agenda política que cambiaría el panorama energético del país en el corto y mediano plazo. Con un mensaje que se posiciona en contra de la dependencia de las importaciones energética y en favor de la autosuficiencia energética, pretende avanzar hacia la construcción de un sistema energético soberano, autosuficiente y sustentable, protegido de la volatilidad internacional, que es la prioridad de la Política Energética de éste sexenio a través de estrategias como incrementar la capacidad nacional de refinación sin implementar la técnica de extracción con *fracking*, la construcción de la refinería Olmeca Dos Bocas y la adquisición de la refinería Deer Park, modernización de la refinería de Tula y rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación; y consolidar la Iniciativa de Reforma Eléctrica y nueva Ley de Energía.

La realidad es que en este sexenio las energías renovables han pasado a un plano nuevo para la política energética, por no decir, a un papel completamente secundario de la planeación sexenal. Las energías verdes no son una prioridad, progresando más por iniciativa privada que por dirección gubernamental, como sí lo han sido inversiones en generación por combustibles fósiles. En febrero del presente año se emitió a la Cámara de Diputados una propuesta de nueva Ley de Energía. Ésta contrarreforma fue un golpe duro para la competitividad del mercado y el progreso de las energías limpias, pues prioriza el orden de abastecimiento a la red eléctrica comenzando con las plantas de CFE (basadas en ciclo combinado y combustóleo en su mayoría), siguiendo las plantas de energía limpia de CFE, para dejar en último lugar, a la generada por privados mediante fuentes renovables. Esto, a pesar que las plantas de ciclo combinado tienen un precio por kwh más caro que las mismas renovables, costando la producción de un megawatt hora con combustóleo 134 dólares, contra 67 dólares que cuesta producir la misma cantidad de energía - de acuerdo a datos de la SE; también, establecer cuotas de

mercado de la generación eléctrica a CFE del 54 por ciento del mercado y privados el 46 por ciento; eliminar subsidios indirectos del Estado de empresas eléctricas de electricidad (implica la cancelación de la figura “Productores Independientes de Energía”, de las subastas eléctricas de largo plazo); la CFE gestionará y controlará el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y reconocer el acceso a la energía como derecho humano.

La nueva propuesta de Ley de Energía fue rechazada. No obstante, la estrategia del gobierno nacional de los últimos 6 años rompió con el objetivo 13 de los ODS “Acción por el clima” así como con el objetivo 7 “Energía asequible y no contaminante”. De igual forma, el trato que se le ha dado a la inversión privada, y en especial extranjera, ha frenado nuestro progreso para cumplir con los Acuerdos de París.

El actuar del gobierno federal de los últimos 6 años va a imposibilitar al país de alcanzar su objetivo comprometido en el Tratado de París de 2016. Así mismo, complica el cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 “Acción por el clima” hacia 2030, puesto que estos 3 años “en blanco”, en cuanto a la energía limpia, retrasarán el desarrollo de proyectos de esta índole. Dentro de esta agenda, sólo es relevante, y en cierto modo positivo, la apuesta de la Secretaría de Energía por la energía nuclear¹² -una forma de energía de bajo impacto ambiental- y por las plantas hidroeléctricas. No obstante, no se ha anunciado alguna estrategia clara e inmediata para potenciar su implementación.

Esquema 1.3. Nueva Política Energética de México (2018-2024)

Priorización de las energías fósiles en pro de la Soberanía energética
Gestión gubernamental de la política energética y del mercado eléctrico.
Priorización de figuras gubernamentales sobre privadas.
Pérdida de competencia en el mercado eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.

Si comparamos el crecimiento porcentual de la generación eléctrica bruta anual que tuvieron las diversas tecnologías de generación eléctrica instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional, propiedad de CFE, y hacemos un promedio por sexenio, podemos tener una idea del desempeño de lo progresado en la generación eléctrica limpia del

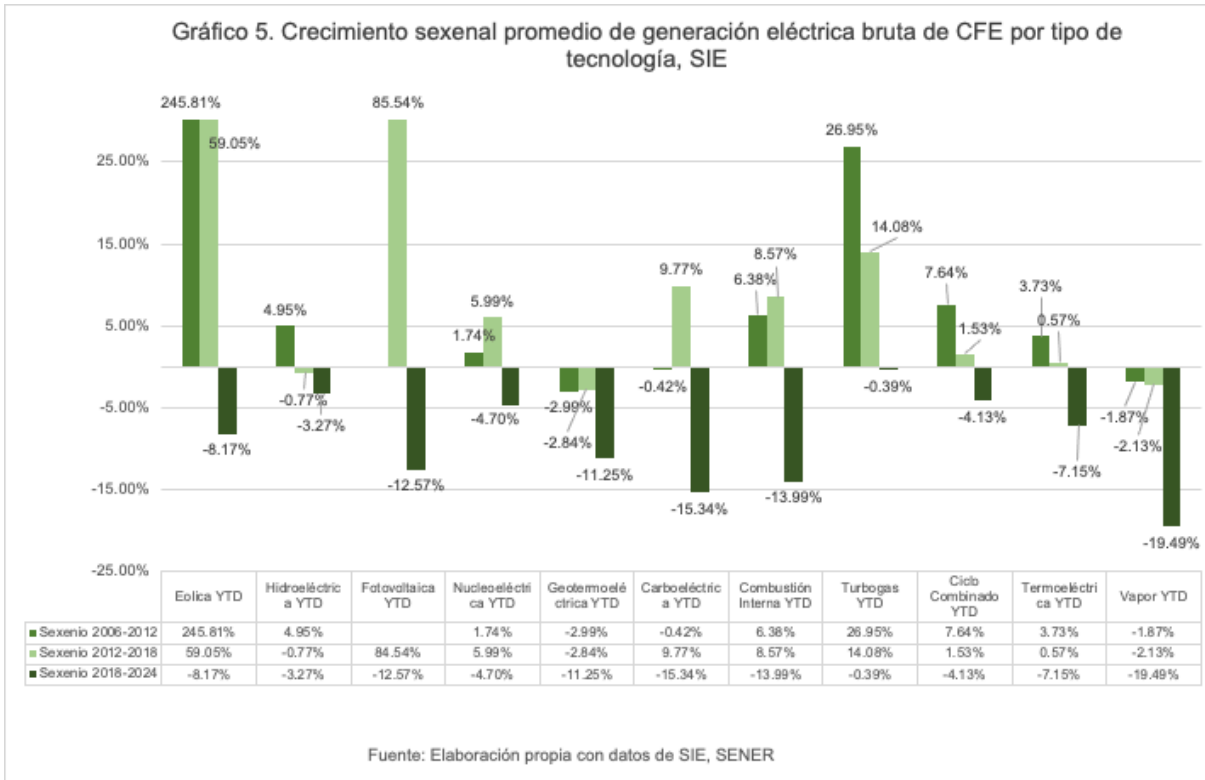
¹² Servicio Geológico Mexicano. (2017)

gobierno de Andrés Manuel López Obrador. Lo ideal es que un sexenio presenta tasas positivas en la generación de energía limpia; significa es que año tras año se progresa en la ampliación de la capacidad instalada de dichas tecnologías, en promedio.

El resultado es que el sexenio actual presenta un decrecimiento en la generación eléctrica de origen limpio así como de combustible fósil, al menos hasta el cuarto año de gobierno presente. La Comisión Federal de Electricidad no solo genera menos energía eléctrica de lo que hacía en 2018 -258,684,792 megavatios hora (MWh) generados en 2018 contra 162,293,508 MWh en 2022-, sino que todas las tecnologías implicadas han sido menos productivas. Durante el sexenio del Presidente Felipe Calderón Hinojosa el crecimiento promedio de generación de CFE fue 29.19 por ciento, contra 16.22 por ciento del Presidente Enrique Peña Nieto y -9.13 por ciento del Presidente Andrés Manuel López Obrador; aisladas solamente las energías limpias (eólica, hidroeléctrica, fotovoltaica, nucleoelectrica y geotermoeléctrica) fue de 62.68 por ciento, 29.20 por ciento, -7.99 por ciento, respectivamente. De combustibles fósiles, el crecimiento sexenal promedio fue de 7.07 por ciento, 5.40 por ciento, y -10.08 por ciento.

La crisis económica provocada por la epidemia del covid-19 no es un motivo suficiente para explicar el fenómeno observado, pues el descenso en generación eléctrica comienza desde 2019, con 250,394,572 MWh generados, contra 258,684,792 MWh de 2018. Otro motivo puede ser la falta de mantenimiento de las centrales de CFE, que las ha hecho menos productivas, o la menor demanda de energía eléctrica debida al descenso de actividad económica que se remonta a 2019. Lo ideal en un contexto de bajo crecimiento económico o decrecimiento alineado a las metas del Acuerdo de París es que los combustibles fósiles tengan porcentajes negativos de crecimiento y las energías limpias positivo, lo cuál implicaría una *sustitución tecnológica*.

Cuando se implementa por primera vez una tecnología vemos porcentajes de crecimiento muy elevados, cómo fue la energía eólica durante el sexenio de Vicente Fox Quesada entre 2000 y 2006, o la energía fotovoltaica en el sexenio de Enrique Peña Nieto entre 2012 y 2018. El problema no es que en el gobierno presente el crecimiento promedio no sea el mismo que los más altos en sexenios pasados, sino que son negativos. Las energías limpias han producido menos durante el sexenio actual, y han **decrecido más que el resto**. Profundiza sobre el panorama de las energías limpias en nuestro país, a corto, mediano y largo plazo, en el próximo capítulo.



1.3 Lecciones internacionales: el caso de Islandia, Francia, Reino Unido, Dinamarca y España.

Aunque todas las naciones debemos asumir nuestra responsabilidad ambiental y climática, los países que emiten una mayor proporción de los gases de efecto invernadero deben asumir más liderazgo y acción inmediata en las estrategias de disminución de sus emisiones a una tasa de crecimiento apropiada para evitar una catástrofe ambiental. Una transición energética que busque eliminar por completo el uso de combustibles fósiles en la obtención de energía eléctrica debe ser realizada, idealmente, en los próximos 20 años, pero el tiempo límite es 2050, antes de que atravesemos un punto de no retorno en la temperatura del planeta y el cambio climático sea un fenómeno que se retroalimente sin que podamos hacer mucho para detener sus efectos.

No es imposible pensar en sociedades e industrias que funcionen sin la energía de combustibles fósiles. Existen en la actualidad ejemplos de economías progresan año tras año a ese escenario; por ejemplo, Islandia es el país del mundo que obtiene la mayor proporción de su energía de los recursos naturales de su geografía (aproximadamente

82% en promedio anual, de acuerdo a datos de IEA), o Costa Rica, que en el primer semestre de 2022 generó 98.58 por ciento de electricidad limpia en su Sistema Eléctrico Nacional. Islandia tiene una implementación histórica de recursos naturales en su red energética que se remonta a principios del siglo XX¹³. Por supuesto, con apenas 364,000 habitantes es difícil pensar que este modelo pueda funcionar a corto plazo en los países más grandes del mundo, por ende, los más contaminantes. Sin embargo, hay ejemplos de potencias industriales o petroleras que han decidido comenzar una transición ambiciosa, por supuesto cada uno en diferentes contextos económicos, políticos y políticas energéticas diferentes; por ejemplo, la apuesta histórica de Francia por la energía Nuclear; o el ambicioso plan de Dinamarca o Gran Bretaña, países intensivos en uso de combustibles fósiles, para ser neutras de carbono para 2030. Hablaré de los paradigmas de energía limpia por los que han atravesado estos países

Antes de comenzar a analizar los casos individuales, quiero precisar que cada país pasó por una situación social, económica, política y geopolítica particular, y ejecutaron planes dados por sus propios contextos, cada uno tuvo diferentes paradigmas. Por ende, analizaré a cada uno con cuatro parámetros: la evolución del uso de la energía eléctrica en el país, desde comienzos de su industrialización hasta épocas recientes; segundo, las políticas o intervenciones gubernamentales que han realizado sus gobiernos; tercero, las fuerzas económicas que intervinieron en su infraestructura energética; finalmente, su estrategia de transición energética hacia la obtención total de su energía de fuentes limpias.

1.3.1 El ejemplo de otros países.

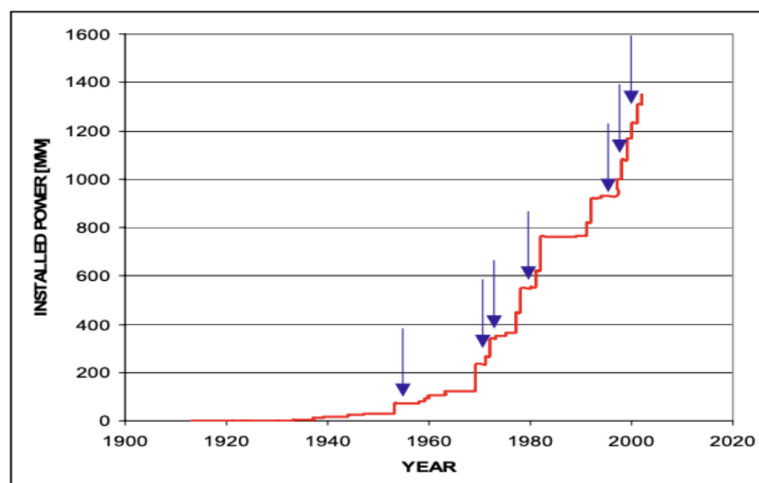
Islandia

A lo largo del siglo XX, el país atravesó por un proceso de modernización acelerado; de una economía agrícola a una economía industrial. Existen dos periodos claves para el desarrollo económico de Islandia: el primero, durante la Segunda Guerra Mundial tropas británicas y estadounidenses ocuparon el país, trayendo consigo gran cantidad de capital al país contribuyendo a la generación de empleos para construir la infraestructura necesaria para sostener esta ocupación; en tan sólo 10 años, al final de la guerra Islandia se había convertido en uno de los países con PIB per cápita más alto del mundo. El segundo periodo más importante fue en los años sesenta, con una reorientación hacia una política económica más liberal, con mayores libertades económicas para las empresas e individuos, y mayores oportunidades de diversificación laboral.

¹³ Helga Kristjánsdóttir. (2015)

Al principio del siglo XX, las formas dominantes de energía eran el carbón y el petróleo. Su primera planta hidroeléctrica -de 9 kilovatios (KW)- fue instalada en 1904 por un emprendedor local, previo la primera gran planta construida en Reykjavík en 1921, una planta de 1 megavatio (MW) que permitió cuadruplicar la capacidad eléctrica y permitió ampliar la red a todas las residencias de la ciudad. Durante los siguientes 30 años el crecimiento de este tipo de energía fue gradual; en los años 50, comenzó la construcción de plantas hidroeléctricas, de 31 MW y 26.4 MW, pensadas para el uso industrial, principalmente para producir fertilizantes y cemento, con una participación del gobierno municipal de Reykjavík junto al gobierno estatal islandés. En 1965 es fundada la Compañía Energética Nacional de Islandia “Landsvirkjun”, pensada para proveer de electricidad al sureste del país, con un modelo económico de beneficio. Su primer gran proyecto, comisionado en 1967, fue construir una planta de 210 MW en el río Þjórsá, junto a una planta industrial de aluminio de 33,000 toneladas por año. La fundación de Landsvirkjun, junto al desarrollo de industria intensiva para exportar, fue un importante punto de inflexión para el aprovechamiento de los recursos renovables de su geografía de forma masiva debido a múltiples razones: primero, el tamaño de esta compañía y su modelo de negocio le permitía adquirir préstamos y tasas de interés bajas, por ende fácil acceso al capital; segundo, la construcción de la instalación cerca de un comprador de gran escala, cómo lo fue una la fundidora de aluminio, que hizo de la planta hidroeléctrica un proyecto económicamente viable; por último, la construcción de grandes proyectos de plantas hidroeléctricas permitió que el país generase su propia tecnología en esta rama, propiedad intelectual sobre su desarrollo tecnológico en energía, y permitió la formación de economías de escala. En 2007 fue adquirida por el gobierno estatal de Islandia, convirtiéndola en una sociedad pública; al sol de hoy es el generador de energía eléctrica más grande de Islandia, y uno de los principales generadores de energía renovable en Europa.

Gráfico 1.5. Evolución de la capacidad instalada de energía hidroeléctrica e instalaciones industriales grandes en Islandia (1900-2020).



Fuente: Recuperado de Helga Kristjánsdóttir (2015)

Dado que en Islandia la demanda de energía del consumidor no era muy alta a mediados del siglo XX, la compañía Landsvirkjun junto al gobierno Islandés decidieron una estrategia gradual que sincronizaba la instalación de grandes plantas hidroeléctricas a la par de instalar industria intensiva en energía. El gráfico a continuación muestra el recorrido de la evolución energética de Islandia (Helga, 2015).

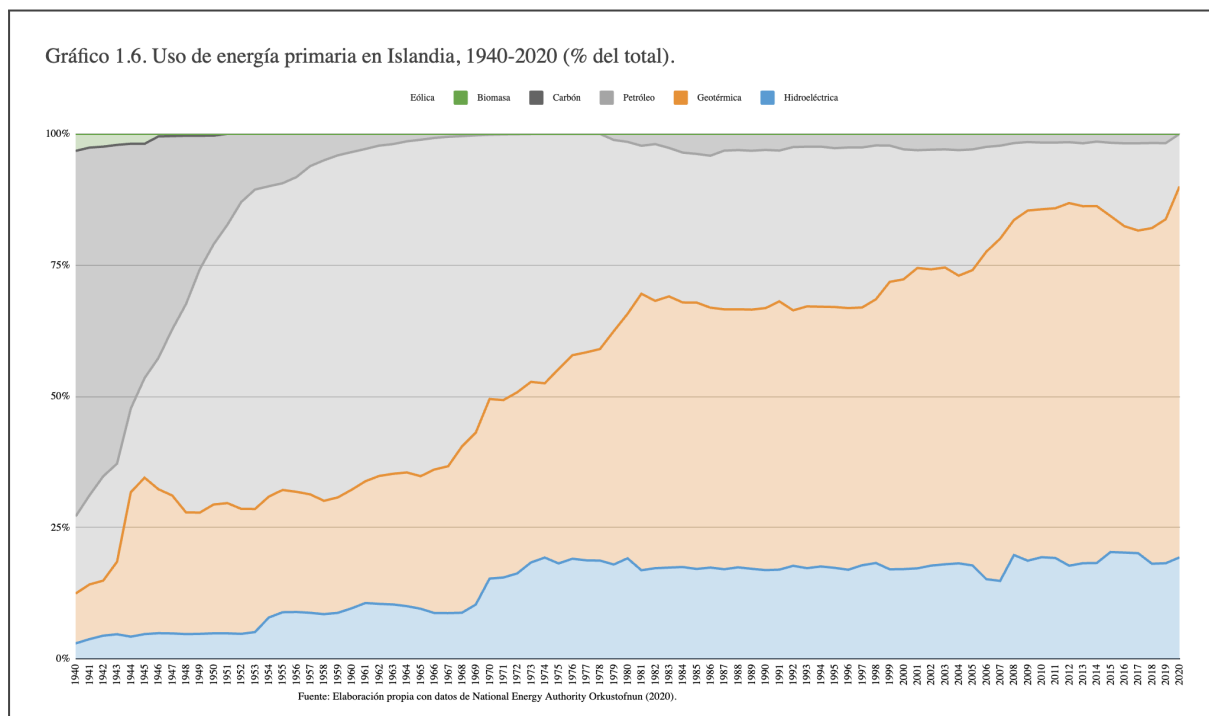
Las industrias intensivas en energía han aportado anualmente 0.5 por ciento del PIB entre 1969 y 1997. Las flechas azules señalan los periodos en los cuáles se construyeron instalaciones industriales de gran intensidad y coincide con el aumento importante de poder instalado en MW; a principios y durante la década de los años cincuenta, en la década de los setenta, los ochenta, y hacia el milenio. Las grandes plantas hidroeléctricas son más baratas que las pequeñas, con un impacto ambiental menor.

El otro gran protagonista de la energía Islandés es la generación geotérmica. En 1930 comenzó su desarrollo pensando en un origen para calentar hogares de la población, y un proyecto a gran escala fue implementado en 1943; sin embargo, hasta la década de los años setenta el petróleo permaneció como la primera fuente para este uso, cuando la crisis del petróleo de 1973 elevó los precios e hizo más viable la geotermia para calentar hogares, comenzando con pequeñas instalaciones; el aumento fue sustancial, su uso para calentar instalaciones incrementó de 43 por ciento en 1970 a 87 por ciento en 2003 (44 por ciento en 33 años). De hecho, en 2001 sólo 1.5 de la energía empleada para ese fin provino de fuentes no renovables. Tuvo grandes ventajas; primero, es una fuente de energía no estacional, lo que significa que no se ve afectada por las estaciones del año; segundo, puede ser construida en plazos más pequeños, y por ende de forma más económica. A pesar de que el cénit de su aprovechamiento se dio principalmente en la década de los años noventa, se estima que entre 1970 y 2000 la calefacción por geotermia ahorró 3.5 billones de dólares en costos, beneficiando a consumidores y usuarios grandes. En 2020 la capacidad instalada de energía geotérmica en Islandia es de 755 MW con los cuáles se generaron 5,960 GWh en ese año.

Desde mediados de la década de los años sesenta, la transición en el sector primario de la economía del uso de carbón y petróleo hacia la energía geotérmica e hidroeléctrica se aceleró. En 1960 aproximadamente 70 por ciento de la energía primaria proviene de fuentes fósiles, tan sólo 10 años después la energías renovables evolucionaron a 50 por ciento de la matriz energética primaria, sobre todo a partir de la expansión de la energía geotérmica como fuente de calor para calefacción y usos industriales. En 2020 poco más del 15 por ciento de la energía total del país es proveniente de la energía hidroeléctrica, 73 por ciento de energía geotérmica, y el 12 por ciento restante (590,788 toneladas) es predominantemente uso de petróleo para la construcción y agricultura (10,126 toneladas), el transporte de vehículos (283,851 toneladas), barcos de pesca (158,752 toneladas), aviación comercial (87,061 toneladas) y otras industrias (16,722 toneladas).

La transición histórica de la matriz energética primaria permite a Islandia generar energía eléctrica en su mayoría de origen renovable desde la década de los años noventa; en 1992, 94.83 por ciento de la electricidad fue generada por tecnología hidroeléctrica y 5.05 por ciento por tecnología geotérmica, el restante combustibles fósiles. En 2021, la matriz de generación eléctrica fue 70.38 por ciento hidroeléctrica y 29.58 por ciento geotérmica.

En el caso de Islandia el papel de la política pública jugó un rol clave para que a día de hoy prácticamente toda la electricidad del país pueda ser generada de fuentes renovables. Su gran impulso estuvo directamente relacionado con la formación de grandes empresas públicas que operaban bajo un modelo de negocio competitivo de mercado y podían acceder a financiamiento con tasas de interés accesibles. También, la política de incentivar la Inversión Extranjera Directa (IED) para financiar proyectos industriales a la par de grandes proyectos de energía hidroeléctrica (recordemos, claves para garantizar ingresos a los grandes proyectos de energía hidroeléctrica). Por último, grandes esfuerzos para desarrollar tecnología propia e investigación científica, y un fondo para que el gobierno compartiera las pérdidas de los primeros proyectos de energía geotérmica.



Francia

Francia comenzó la transformación de su sistema energético como respuesta a la crisis energética global que tuvo lugar a principios de los años 70, específicamente, decisiones políticas tomadas a raíz de la crisis del petróleo de 1973. Los pilares de esta transformación fueron la generación nuclear y la generación hidroeléctrica. Los resultados finales: un precio menor de la electricidad con implicaciones en la competitividad empresarial; generación de energía eléctrica con bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI); mayor electrificación de la demanda final de energía; referente en Europa occidental como exportador de electricidad gracias a la elevada interconexión con los sistemas eléctricos próximos, y desarrollo de una industria energética potente en general, y nuclear en particular.

En años recientes Francia ha asumido liderazgo internacional para reducir las emisiones de GEI (por ejemplo, en protagónica participación en el Acuerdo de París o en los objetivos de desarrollo sostenible); consecuente con el cumplimiento de los compromisos adquiridos con la Unión Europea y la ONU, plasmados en su Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde (LTECV) firmada en 2015. Esta nueva ley plasma la necesidad de transformar gradualmente la matriz energética manteniendo la energía nuclear como piedra angular de la política energética y medioambiental a corto y medio plazo, garantizando un suministro estable, y a largo plazo basado en las energías renovables. A la vez, introduce nuevos instrumentos económicos como el empleo de incentivos fiscales (precio del carbono), o presupuestos de carbono, para inducir cambios en el comportamiento de los agentes económicos y fomentar el uso de tecnologías menos intensivas de GEI. También hace énfasis en la eficiencia energética, energías renovables y la economía circular como vectores de especialización y de generación de empleos.

Los objetivos a mediano y largo plazo son reducir las emisiones de GEI 40 por ciento entre 1990 y 2030, y en un factor de 4 hacia 2050, igual con referencia en 1990; garantizar la seguridad de suministro energético, incrementar el empleo y especialización en la industria de las energías renovables , así como mejorar la eficiencia energética del país. No obstante, Francia tiene objetivos de reducción de emisiones GEI más exigentes que los establecidos en compromisos internacionales; objetivos basados en el presupuesto de carbono introducido en la LTECV. Afortunadamente, los objetivos de reducción de emisiones GEI se han cumplido con antelación, o en recto camino de alcanzarse; no obstante, la introducción de energías renovables progresa con retraso ¹⁴ en la calefacción/refrigeración y de generación de energía eléctrica; tampoco se ha

¹⁴ Originalmente en el plan, la energía nuclear debía tener cuota de producción al 50 por ciento para 2025, pero fue pospuesto en 2017 hacia 2030. Las energías renovables están previstas alcanzar el 32 por ciento del consumo final de energía en 2030.

logrado reducir la demanda energética, esto en concordancia con la búsqueda de mayor eficiencia energética.

Francia es el país del mundo con mayor porcentaje de potencia nuclear instalada sobre la generación eléctrica total y el segundo país en capacidad nuclear instalada y generación eléctrica de proveniencia nuclear, solo detrás de EE.UU en 2015 (IEA, 2017). En 2017, la energía eléctrica generada de esta fuente fue de 379,1 TWh, con una potencia nuclear instalada de 63,1 GW. El origen de su tecnología nuclear se remonta a la posguerra, abriéndose la primera central en 1963 en Chinon, de tipo refrigeración por gas -cómo el resto de centrales de la época- con el objetivo primero de minimizar las importaciones e independencia del petróleo e incrementar la seguridad energética del país. Como mencioné brevemente al comienzo, la decisión del gobierno francés por esta apuesta fue tomada a raíz de la primera crisis del petróleo de 1973, combinada a los problemas de aprovisionamiento de petróleo causados por la Guerra del Sinaí en 1956 y la independencia de Argelia de 1962, para disminuir su dependencia del crudo principalmente para generar energía eléctrica.

En consecuencia, se estableció el Plan Messmer de construcción de centrales nucleares, que permitió un crecimiento de la generación nuclear de 4 Mtep¹⁵ en 1973 a 108 Mtep en el año 2000, pasando a ser un exportador neto de electricidad. En análisis de Claude Mandil, antiguo director de la International Energy Agency (IEA), la razón del éxito francés en el desarrollo e implementación de su programa nuclear fueron cuatro motivos:

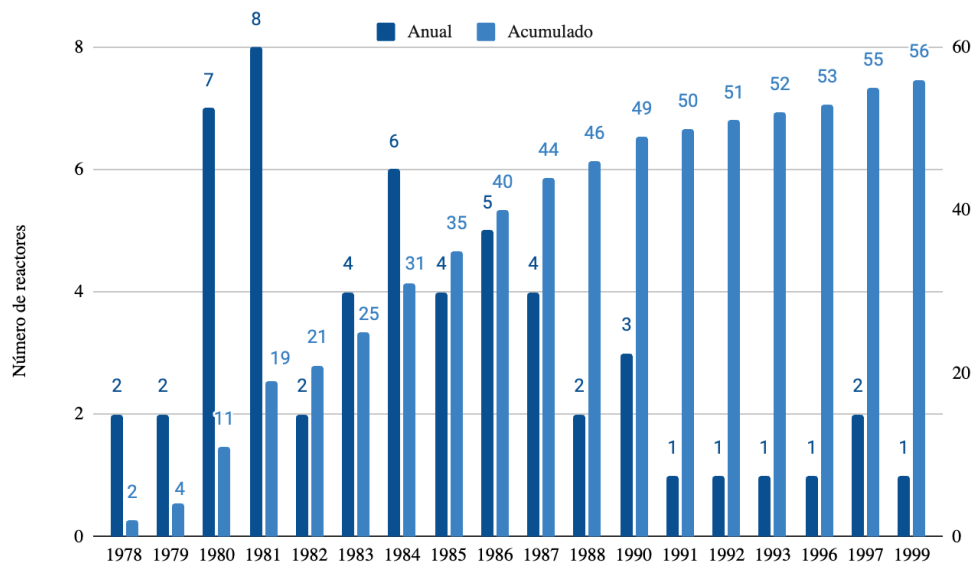
1. La seria inquietud sobre la seguridad del aprovisionamiento de energía después de la crisis de 1973 (voluntad política).
2. El desapego de Argelia, antigua colonia rica en petróleo que era un importante suministro de éste recurso.
3. El “amor francés” por los grandes programas científicos y tecnológicos (el mismo país estuvo involucrado en proyectos de alta tecnología entre los años sesenta y noventa, podemos mencionar al avión supersónico Concorde o su programa de transbordador espacial Hermes) que hizo de la energía nuclear un reto de orgullo nacional a cumplir.
4. Importantes beneficios económicos para colectividades cercanas a las centrales eléctricas nucleares. Al sol de hoy, son 56 reactores nucleares activos, distribuidos en 19 centrales, uno en construcción y 12 en proceso de desmantelación.

¹⁵ Medida en energía primaria. Megatonelada equivalente de petróleo. Su valor equivale a la energía que rinde una tonelada de petróleo, la cual, como varía según la composición química de este, se ha tomado un valor convencional de: 41 868 000 000 J (julios) (41,87 GJ) = 11.630 kWh (kilovatios-hora).

El costo del programa nuclear del Plan Messmer hacia 1996 fue de 424 mil millones de francos franceses en precios de 1993, o 107 mil millones de euros actuales, con un tiempo de construcción de 6 años por central nuclear y una potencia de generación promedio de 1095 MW. La mitad de la inversión fue aportada por *Electricité de France* (EDF), la empresa estatal de energía de Francia; del restante 8 por ciento invertido por el Estado francés, y 42 por ciento financiado con préstamos comerciales. Pese a que la inversión inicial fue muy elevada, la energía nuclear tiene algunas ventajas comparativas como costos de operación relativamente bajos dado esta inversión inicial, pues tiene alta eficiencia de combustible -sólo 5% del precio de la energía al consumidor es atribuyente al combustible, y 70% son costos por capital adelantado en la construcción de la planta misma, de acuerdo a la *International Energy Agency* (IEA).

Un motivo por el cual el programa nuclear de Francia fue más barato que los costos de construcción actuales fue el desarrollo en serie, con varias plantas en construcción al mismo tiempo que permitieran encadenamientos industriales, lo cual facilitó crear un marco regulatorio unísono y la atracción de inversión privada. La construcción fue contemplando un tiempo de vida útil de una central en 40 años, aunque con mantenimiento y actualizaciones puede extenderse entre 20 y 30 años (IEA,2020).

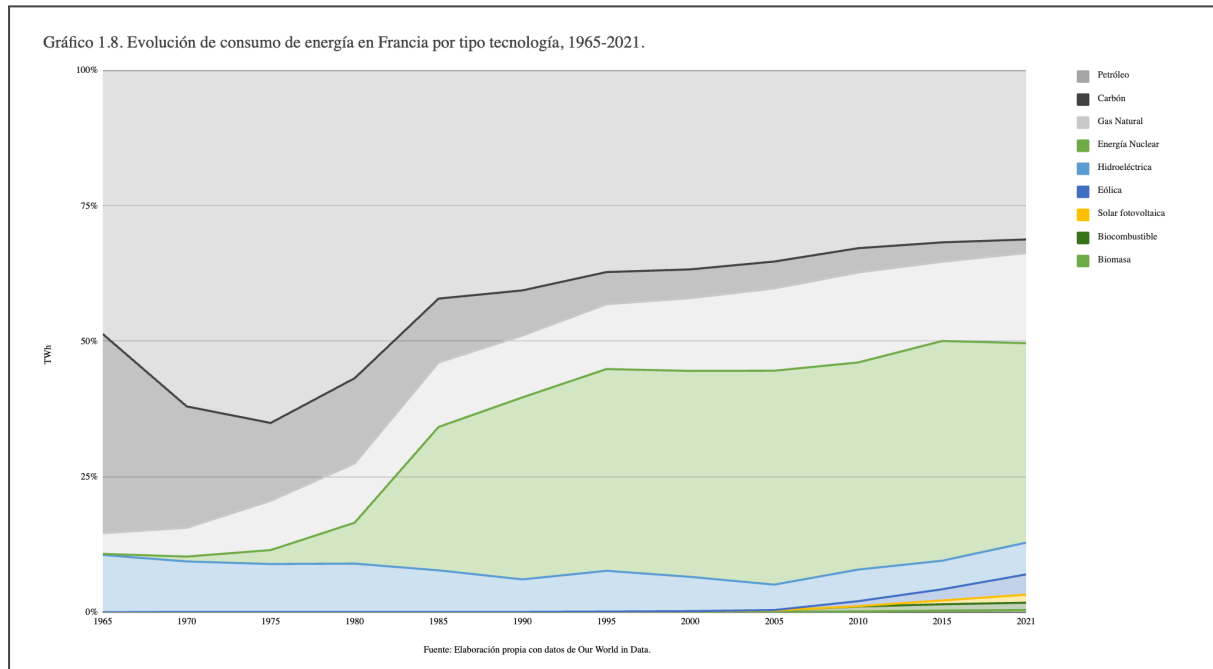
Gráfico 1.7. Evolución de la entrada en operación de las centrales nucleares francesas operativas, 1959-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos de World Nuclear Association.

La década de los años ochenta fue dónde más se conectaron centrales a la red eléctrica francesa, 42 centrales de 56 totales -ésto es suficiente para generar la electricidad que consume México actualmente-. El año en que fue anunciado el *Plan Messmer* (1974) el mix energético francés fue en su mayor parte dependiente del carbón y del petróleo para producir energía en un 88 por ciento, de energía hidroeléctrica 9 por ciento, y

nuclear 3 por ciento. Dos décadas más tarde (el tiempo establecido en ésta tesis para completar la transición energética de México para generar electricidad de forma completamente limpia) 37 por ciento del mix era de energía nuclear, 7.5 hidroeléctrica, 12 por ciento gas natural, 5.93 por ciento carbón y 37.23 por ciento petróleo. Desde 1990, alrededor de 83 por ciento de la electricidad generada en Francia se realiza con energías limpias, del cual 75 por ciento es procedente de la energía nuclear.



La energía nuclear ha sido para Francia una gran herramienta para reducir sus emisiones de GEI, tener una red eléctrica poco intensa en carbono, así como para tener gran capacidad de abastecer con estabilidad energía eléctrica barata dentro del país y a las naciones colindantes.

La segunda mayor tecnología de generación eléctrica en Francia es la hidroeléctrica; en el segundo país de Europa y el décimo a nivel mundial en potencia hidroeléctrica total instalada (de acuerdo a datos de 2015). En 2020 la generación eléctrica fue de 66.70 53,6 TWh; aunque en promedio, la generación anual es de 67 TWh, esto constituye la segunda fuente de generación eléctrica tras la energía nuclear. Se espera un aumento de la producción eléctrica entre 2 y 3 TWh para 2023, e incrementar la capacidad instalada entre 500 y 750 MW. Su potencial de generación es de 89.50 TWh para sitios aún no explotados y 9.22 TWh extras en emplazamientos ya existentes, de acuerdo con el Ministerio de Ecología MTES.

Estos proyectos se realizan mediante concesiones (actualmente más de 400 proyectos que representan el 90 por ciento del total de la potencia hidráulica instalada) adjudicadas principalmente a EDF y Société Hydro-Electrique du Midi (SHEM). Las concesiones son un instrumento muy eficaz por parte del estado para garantizar una

construcción de calidad dentro de los plazos y del presupuesto contemplados; fueron incluidas estrategias muy interesantes dentro del LTECV para acelerar la asignación de concesiones en proyectos de energía renovable, por ejemplo, la concesión de instalaciones se agrupan dentro de zonas donde haya continuidad del recurso para optimizar las operaciones (un criterio de ubicación geográfica); se ofrece una regalía en beneficio del Estado proporcional a los ingresos de la concesión; una sociedad mixta con 34-66% de capital público en función al número participantes públicos -sobre todo para la energía hidroeléctrica-; la elección de la empresa privada mediante una subasta pública así como incrementar el número de subastas; o finalmente, aquellas instalaciones hidroeléctricas que no sean rentables pueden tener apoyo mediante una tarifa garantizada o prima sobre mercado.

En cuanto a energía eólica, Francia fue el octavo país del mundo en potencia instalada y el noveno en generación eléctrica en 2015 (IEA, 2017). En 2021 el total de electricidad generada fue de 40.7 TWh; el objetivo a corto plazo es aumentar la potencia instalada entre 21,8 y 26 GW en 2023. Las regiones con mayor potencia instalada se ubican en el norte del país, donde las corrientes aéreas provenientes del Mar Negro tienen mayor velocidad, aunque el sur cercano al mediterráneo son zonas atractivas en una expansión del parque eólico francés. En cuanto a potencial eólico marino, Francia es el segundo mayor sólo por detrás de Reino Unido; tiene un potencial explotable con la tecnología actual de 30,000 MW. Para acelerar la atracción de inversiones para estos proyectos se utiliza la estrategia de concesiones empleada en proyectos de energía hidráulica, apoyos en la inversión (Programme des investissements d'avenir), y una tarifa garantizada -precios de la electricidad fijos-; y la creación de una nueva empresa estatal Éolien Maritime France (EMF), un consorcio de EDF Renouvelables France. No obstante, este tipo de energía no está exenta de problemas en la aceptación social, debido a su impacto en contaminación auditiva y visual. En cuanto a la generación eléctrica por energía solar, en 2021 su generación fue de 13.57 TWh, por detrás del gas natural. La mayor parte de parques solares se localizan en el sur del país.

En 2021, 12.85 por ciento de la energía francesa fue de origen renovable, y 49.66 por ciento de origen limpio -que incluye energías renovables así como nuclear- Para el desarrollo energético de Francia, en especial de electricidad, fue muy importante el papel del gobierno para encabezar proyectos energéticos a gran escala, al igual que en Islandia, por ejemplo el Plan Messmer y la dirección del programa nuclear por la empresa estatal EDF, y el papel del estado para crear un entorno de inversión atractivo para las inversiones en los proyectos nucleares.

Reino Unido

En el siglo XIX, en Inglaterra la Revolución Industrial se condujo a través de la máquina de vapor, alimentada por la energía térmica del carbón mineral; y Reino Unido se convirtió en la potencia mundial de aquellos tiempos. Toda su industrialización se basó en ésta tecnología. Durante el siglo XX perdió su hegemonía como centro del mundo, sin embargo permaneció como una potencia industrial y tecnológica, con un nivel alto de emisiones de carbono. Desde el surgimiento de la Revolución Industrial Gran Bretaña ha emitido aproximadamente 76,000 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, el quinto mayor emisor histórico por detrás de Estados Unidos, China, Rusia y Alemania.

En 1965 la mayor parte de la energía utilizada fue de origen fósil, y ésta tendencia continuó hasta 1980 cuando la energía nuclear creció su capacidad instalada. Reino Unido dos periodos en que su matriz energética cambió notablemente: el primero con 1985 a través de la energía nuclear, y el segundo a partir de 2015 marcado por el crecimiento de la energía eólica -principalmente instalada en el litoral marino- y una disminución considerable del carbón para la producción energética. Durante dos meses de la cuarentena debida a la epidemia del SARS-COV 19, por primera vez desde 1882, no se utilizó carbón para generar electricidad en el país. Esto es sólo el comienzo, pues durante la próxima década Reino Unido planea cerrar sus 4 plantas termoeléctricas de carbón, lo que le haría la primera economía desarrollada en eliminar el carbón para su generación eléctrica .

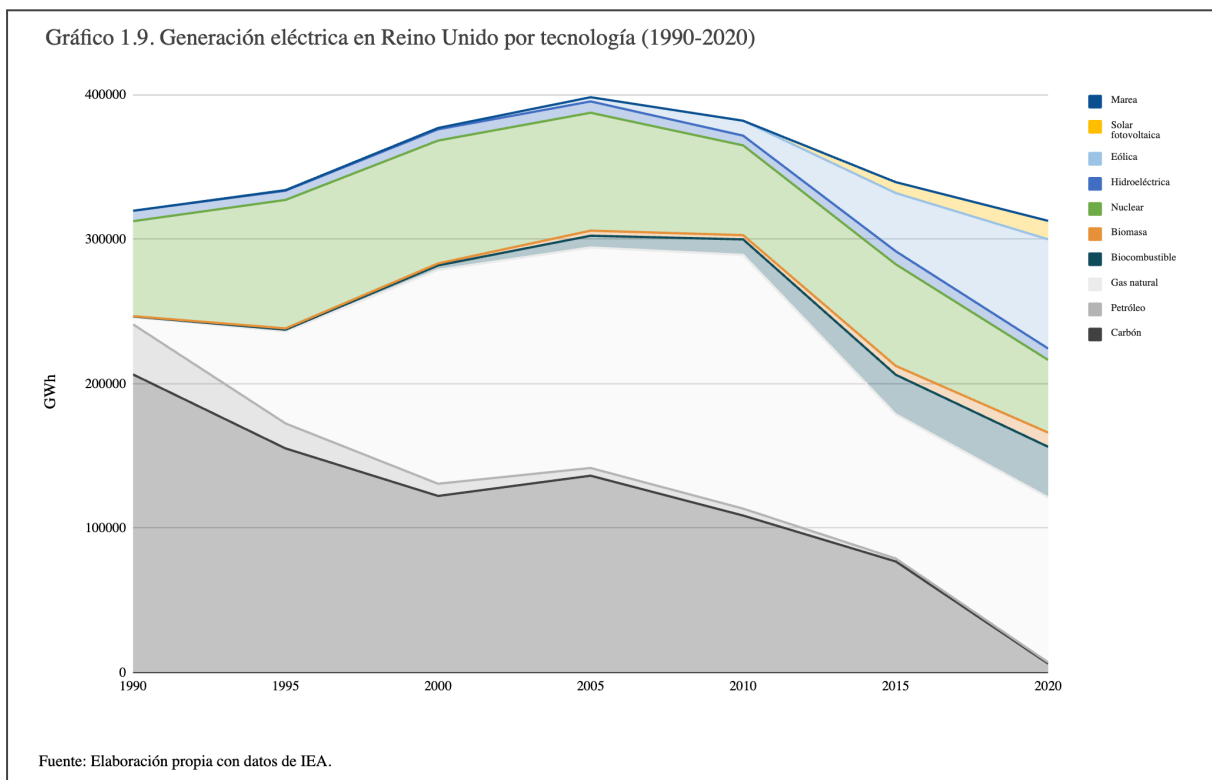
La meta actual de Reino Unido es lograr alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, a la par de países como Japón o Alemania, que han fijado este objetivo para la década de los años cincuenta. Entre los países desarrollados, ha sido ejemplar su estrategia respecto al uso del carbón; de acuerdo a datos del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS, por sus siglas en inglés), entre 1990 y 2018, redujo sus emisiones 43% en comparación con el resto de grandes economías , a la vez que la economía consiguió crecer más de dos terceras partes. ¿Cómo lo consiguió?

El protagonista esencial de esta estrategia es un instrumento económico: la fijación de **precios del carbono**. Consiste en establecer precios de compra a la energía de carbón bajos lo cuál la hace económicamente menos atractiva, hace inviable su operación y más atractivas otras tecnologías, sobre todo biocombustibles, energía eólica y el gas natural. Si nos centramos en sólo el sector de generación eléctrica, el establecimiento de precios del carbono provocó la reducción en la cuota de generación a partir de carbón de 40 por ciento del total en 2012, a 2.1 por ciento en 2019.

En 2008, se firmó la Ley contra el Cambio Climático -la primera de su tipo-, que marcó el mandato de disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero; en 2013 se introdujo un impuesto al carbón, gravando al carbón con una tasa impositiva dos veces

mayor al gas natural . Dentro de este impuesto al carbón, se le pidió a los agentes productores (ya sea producción de bienes y servicios, pero sobre todo, producción eléctrica), monitorear las emisiones generadas alineados al Sistema de Monitoreo de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS). Se basa en un número de toneladas de dióxido de carbono emitidas máximo por instalación, más no por persona física o moral, dada por su registro histórico de al menos un año multiplicado por una referencia, y por su CLEF (siglas en inglés para El Factor de Exposición a Fugas de Carbono, o Carbon Leakage Exposure Factor).

La premisa de este impuesto es que las instalaciones que excedieran su tolerancia de impuesto sobre las emisiones se les cargaría sobre cada tonelada de carbono emitida el equivalente impositivo; las instalaciones que no excedieran su nivel permitido de emisiones no pagarían este impuesto. Contemplando el panorama completo, el uso del carbón en el sector eléctrico se ha reducido 78 por ciento entre 2012 y 2018, cómo se observa en el gráfico a continuación.



En el año 2000 su matriz de generación de energía eléctrica era muy diferente; 73.94 por ciento era origen de combustible fósil, y 26.06 por ciento de energías limpias (del cuál predominantemente fue energía nuclear. Podemos observar en el gráfico de la derecha el cambio de proporciones de cada tecnología de forma muy clara: hubo una sustitución del carbón por la biomasa, biocombustibles, y energía eólica; mientras que la

energía nuclear, hidroeléctrica y el gas natural se mantuvieron prácticamente iguales. También destaca la participación de energía solar fotovoltaica, la cuál se espera continúe expandiéndose en las próximas décadas junto a la energía eólica. En 2022, la generación de electricidad por origen fósil fue de 38.76 por ciento, y de generación limpia 61.24 por ciento; en un periodo de 22 años, han hecho una transición similar a la que tendría que hacer México, en un periodo de tiempo similar.

En 2021 el gobierno de Reino Unido remarcó la importancia de su estrategia en el documento *The Future Relationship with the EU: The UK's Approach to Negotiations*, en él, transmiten su intención de conectar un futuro Sistema de Registro de Emisiones (ETS, por su siglas en inglés) con el de Estados Unidos. Más allá de que esto sea probable o no, el gobierno británico quiere asegurar que se cumplirán los objetivos climáticos de la forma que mejor armonice con la economía. La descarbonización y el crecimiento no son excluyentes, y en este documento el gobierno plasma una propuesta para balancear exitosamente las prioridades ecológicas, económicas y políticas.

Históricamente la ruta de su transición energética comenzó en los años ochenta, aunque debido más a motivos políticos que ambientales, cómo una represalia contra los sindicatos mineros y la privatización de los mercados energéticos, junto a la apertura del Mar del Norte para la explotación de petróleo y gas natural. Durante los años noventa el precio del gas natural descendió tanto que incentivó a que la generación por carbón bajase todavía más, junto a instrumentos económicos implementados cómo la fijación de precios de carbón, analizados anteriormente. Durante esta última década, también el precio de las renovables descendió, y en especial el de la energía eólica, haciendo posible precios aún más baratos en gas natural. El Comité del Cambio Climático de la ONU indicó que Reino Unido deberá cerrar todas sus plantas de generación eléctrica por gas hacia 2035 para cumplir su metas; en esta meta las energías renovables jugarán un papel clave, por ello el gobierno británico ha emitido un plan de 15 mil millones de libras para financiar proyectos, sobre todo de proyectos eólicos offshore.

Imagen 1.1. Fórmulas usadas para calcular el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono en Reino Unido.

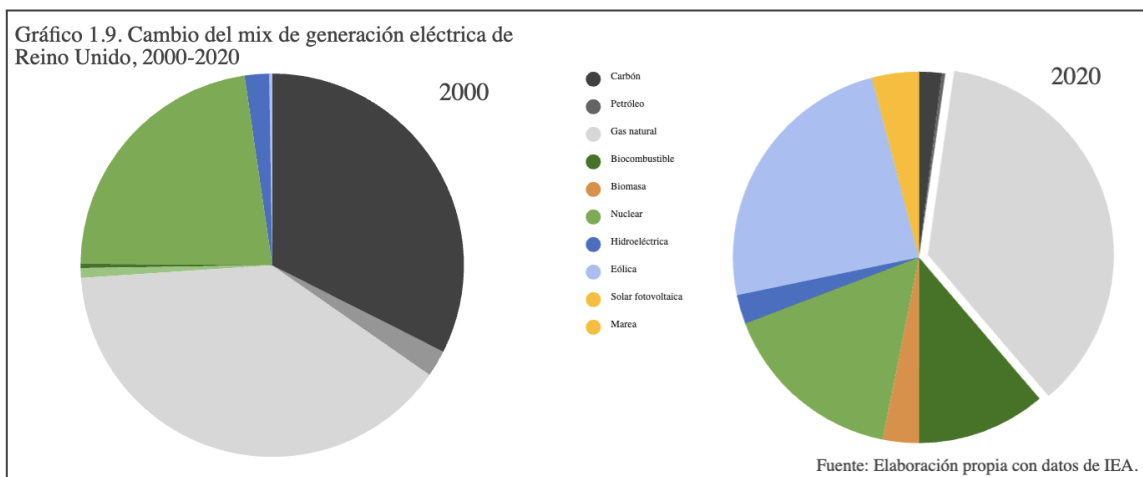
- **Total emissions - tax emission allowance = taxable emissions**
- **Taxable emissions x £xx (the confirmed tax rate) = Carbon Emissions Tax due**

Fuente: Recuperado de HM Treasury. (2020)

En la Estrategia de Seguridad Energética Británica el gobierno de Reino Unido espera construir una matriz energética más resiliente basada en la energía eólica, energía nuclear, solar y el hidrógeno. Hacia 2050 la capacidad de *energía nuclear* instalada será de 24 GW -poco más del triple actual-, que aportaría 25 por ciento de la demanda eléctrica proyectada; se emplearán métodos de construcción en serie cómo lo hiciese

Francia en los años setenta (prevén construir 8 reactores en los próximos 10 años) utilizando nuevas tecnologías como los Reactores Modulares Pequeños (SMR, por sus siglas en inglés) de Rolls Royce, entre otras empresas. Esperan que la energía eólica marina produzca 50 GW para 2030 (incentivada por reformas de planificación para reducir los tiempos de aprobación de proyectos y el tiempo que tardan los proyectos en llegar a la etapa de construcción); soberanía en la producción de petróleo y gas con una huella de carbón menor a lo importado; producir hasta 90 GW de energía solar en 2035 (sobre todo por generación distribuida, esto es, paneles fotovoltaicos instalados en techos domésticos y comerciales); y esperan producir hasta 10 GW de hidrógeno en 2030.

En el gráfico a continuación proyectó el cambio en el mix de generación eléctrica de Reino Unido en veinte años (nótese la radical disminución del carbón). Hubo una sustitución tecnológica de lo que antes aportaba la tecnología carboeléctrica por la eólica, la biomasa, y el biocombustible, añadido a la capacidad instalada previa a la transición, de energía nuclear e hidroeléctrica.



Cómo hemos visto, Reino Unido incentivó el abandono del carbón para generación eléctrica con instrumentos regulatorios, y la generación a través de energías renovables progresó a través de incentivos del estado para la instalación de estos proyectos, en un periodo de tiempo similar al propuesto en esta tesis. México puede seguir una estrategia similar, manteniendo su capacidad de gas natural y expandiendo sobre todo la energía solar y eólica para cubrir la generación aportada por el carbón, petróleo y otras térmicas, así como reforzar instrumentos como el existente impuesto al carbono y la creación de nuevos instrumentos, para desincentivar el uso de combustibles fósiles.

Dinamarca

Dinamarca es una nación escandinava de 5.831 millones de habitantes, con una generación eléctrica anual de poco menos de 30.000 GWh (en comparación, México tiene una generación 11 veces mayor). El sector eléctrico de este país destaca por ser una referencia a nivel mundial de la industria eólica. En 2020, esta tecnología produjo poco más del 60% de la generación eléctrica anual total, siendo el restante biocombustibles, carbón, y gas natural, principalmente. ¿Cómo llegó a este punto?

Los años sesenta fueron para Dinamarca una década de desarrollo económico, cultural y social; para alimentar el crecimiento económico, el petróleo resultó ser un recurso tremendamente valioso, pues era barato, fácil de transportar, y abundante. Tan sólo a comienzos de la siguiente década, éste representó poco más del 90 por ciento del total del abastecimiento energético del país. No obstante, era petróleo importado principalmente de medio oriente, por lo que la crisis del petróleo de 1973 tuvo repercusiones graves en el crecimiento económico que hasta entonces había alentado. Como respuesta a la crisis del petróleo, se elaboró el primer plan energético Dansk Energipolitik en 1976, el cuál prioriza el uso del carbón y energía nuclear sobre el petróleo, y abría la puerta a la energía eólica .

Este primer plan de energía, tuvo el objetivo de fortalecer la soberanía energética frente a shocks de oferta de petróleo, reduciendo la dependencia al uso del petróleo importado. Su enfoque fue incentivar ahorros energéticos y sustituir las centrales eléctricas de petróleo danesas por centrales de carbón o centrales nucleares. Se introdujeron impuestos en el precio de electricidad para respaldar la investigación y desarrollo de energías renovables (en este caso, de energía eólica). El primer gran impulso que recibió la energía eólica fue como alternativa a la energía nuclear, pues a raíz de las protestas de diversos grupos de activismo antinuclear, el parlamento danés decidió excluir a la energía nuclear del proyecto de desarrollo energético del país. La energía eólica fue incluida en documentos provenientes de grupos de expertos de gran relevancia para la agenda energética, sobre todo *Sketch for an energy plan in Denmark* (1976), *Energy for the future: alternative energy plan* (1983), en los cuáles se plantea esta tecnología como principal alternativa.

A comienzos de los años ochenta, debido a que los costos de generación de turbinas mayores a 55 kW aún eran elevados, se conformaron cooperativas en las que un grupo de empresas, o individuos, adquirirían turbinas eólicas para satisfacer sus requerimientos eléctricos, vendiendo el exceso al gobierno danés. Se articula el Energyplan 81, o su plan energético de 1981, que incluyó el desarrollo de una infraestructura nacional en gas natural, la creación de subsidios para la construcción/operación de plantas de energía eólica y biomasa; lo cuál propició un mercado fuerte para las energías renovables, e

industrias que hiciesen uso de estas. Entre otros incentivos que implementó el gobierno, fueron la creación de impuestos al carbón y petróleo que hicieron más competitivas a las energías renovables. Inclusive, durante la década de los años ochenta el gobierno danés incentivó la producción eólica mediante cooperativas, mediante incentivos fiscales otorgados a las familias o empresas que participaron en estas cooperativas, alcanzando 2100 cooperativas registradas en el país en 1996. En 2001, el 81 por ciento de las turbinas instaladas provenían de cooperativas.

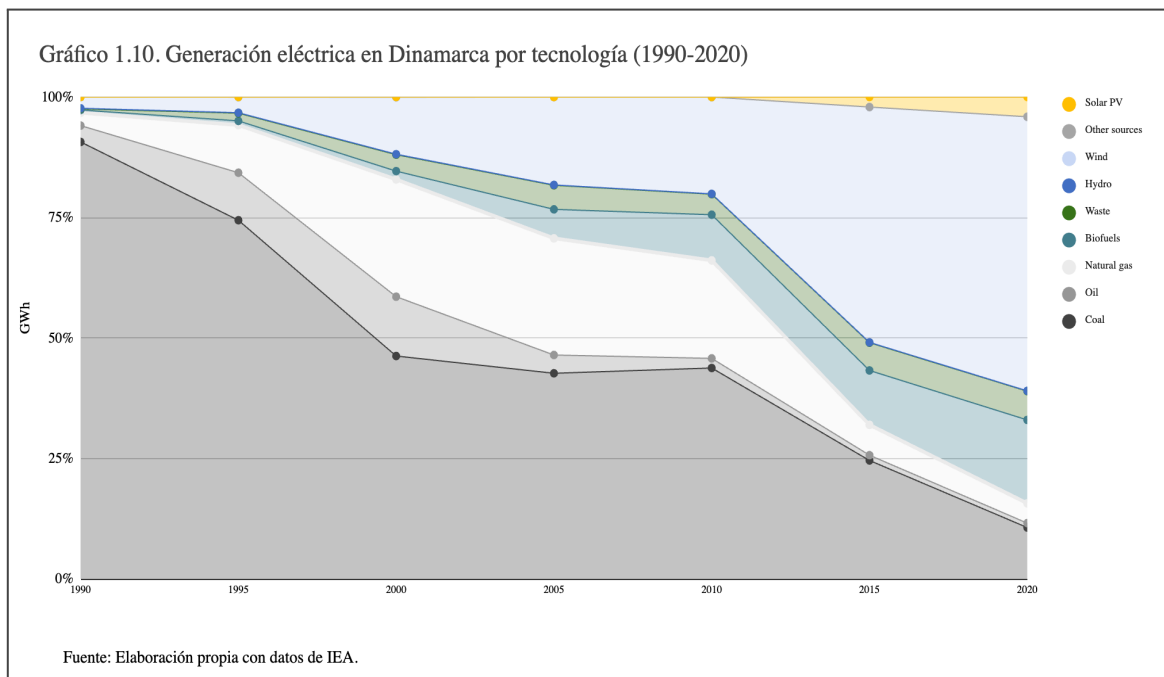
A finales de siglo XX, se presenta una reforma para liberalizar los mercados de energía en Dinamarca, y establecer un objetivo de generación eléctrica del 20% de fuentes eólicas y biomasa para 2003. Se abandonan los contratos de pago por energía renovable (FIT, por sus siglas en inglés), para sustituirlos con un sistema de certificados de energía limpia canjeables (un sistema parecido a los bonos verdes que operan en México en la actualidad). Aunque el objetivo fue promover la competitividad en el sector energético, y en especial en la adopción de energía renovable, esto redujo enormemente el álgido crecimiento que tenía hasta ese entonces la energía eólica en Dinamarca, comenzando un periodo de estancamiento. Entre 1994 y 2004, la capacidad instalada de energía eólica incrementó de 500 MW a más de 3,000 MW, pero entre 2004 y 2008 sólo se instalaron 129 MW de energía eólica. Debido a los anteriores resultados, se introduce en 2009 una nueva estrategia instaurando un incentivo de especie FIT de 0.05 USD/kWh por 22,000 horas operativas (alrededor de 10 años de operación), y una compensación adicional de 0.004 USD/kWh para incrementar la competitividad de la generación de energía renovable. A la vez, la nueva infraestructura como nuevas conexiones con sus redes de transmisión fueron financiadas por los consumidores, y tarifas especiales.

El esquema configurado para generación eléctrica proveniente de energías renovables se basó en precios de garantía superiores a los precios de mercado por kWh y licitaciones para la instalación de energía eólica offshore, instalada sobre el litoral marino, asegurando retornos de inversión para los productores. Estos instrumentos fueron administrados y creados por la Agencia Danesa de Energía. Por otra parte, los costos cargados a los consumidores se hizo sobre sus tarifas de consumo eléctrico como una tarifa de "Obligación de Servicio Público".

Finalmente, en marzo de 2012 se alcanza un nuevo manifiesto sobre el plan de energía Danés. De acuerdo con este plan, se establece un objetivo de generación eléctrica eólica del 50% del total para 2020 (en realidad, superaron su objetivo con poco menos del 60% de generación eólica del total), y desarrollar 3.300 MW nuevos de capacidad eólica.

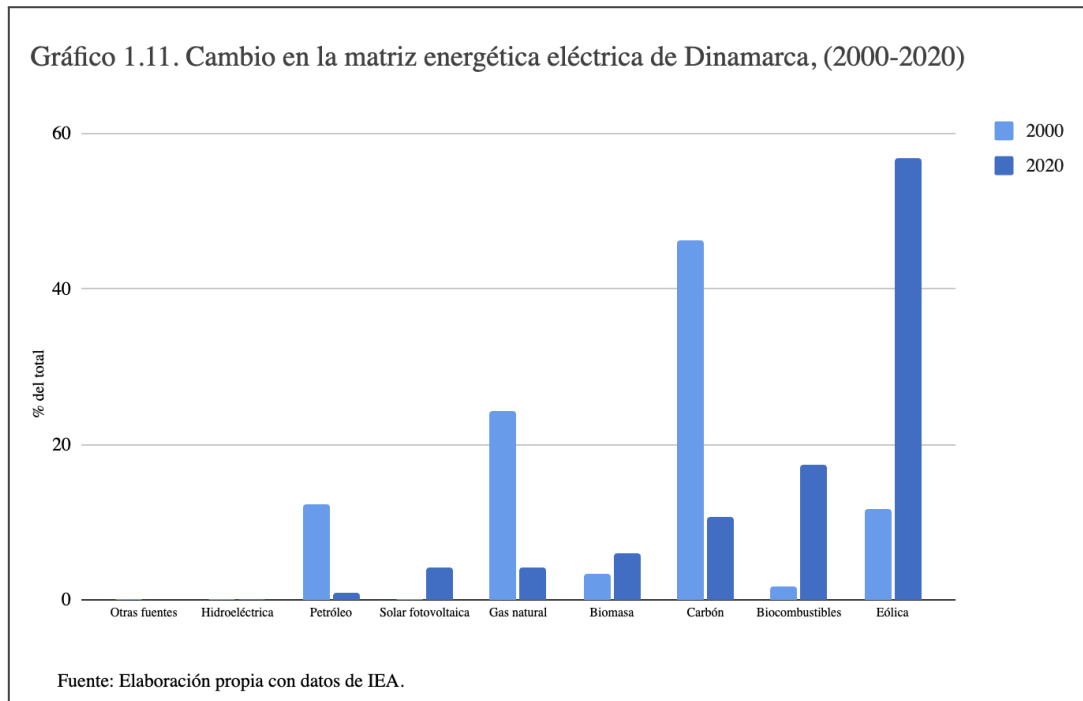
Entre otros objetivos tales como:

- Expansión de las redes interconectadas.
- Actualización y expansión de la capacidad instalada eólica existente.
- Incrementar la conexión con el mercado europeo de energía.
- Generación eólica flexible.
- Desarrollar redes eléctricas inteligentes.
- Expansión de la capacidad eólica offshore y sus respectivas conexiones con su sistema de redes de transmisión.



Mientras que en el año 2000 el 82.89 por ciento de la electricidad danesa de género por combustibles fósiles (carbón 46.25 por ciento, petróleo 12.31 por ciento, gas natural 24.34 por ciento) y sólo 17.11 por ciento mediante tecnologías de generación limpia (sobre todo energía eólica, con 11.76 por ciento) para 2020 su matriz energética se invirtió completamente. En un periodo de dos décadas, lograron incrementar la generación eléctrica de fuente eólica 4,241 GWh anuales, a 16,353 GWh del 2020, a la par que redujeron la generación proveniente de combustibles fósiles 29,886 GWh a 4,509 GWh en el mismo periodo de tiempo. A continuación, podemos ver un gráfico que muestra los cambios proporcionales que tuvo cada tecnología respecto al total; la mayor reducción fue correspondiente al gas natural y al carbón, mientras que la generación por medio de fuentes eólicas y biocombustibles fueron las tecnologías limpias que más aumentaron en las últimas dos décadas. En el futuro, la generación por carbón puede ser sustituida por un mayor crecimiento de la energía eólica, biocombustibles o inclusive energía nuclear, mientras que el petróleo por la energía solar fotovoltaica. Actualmente, 84.32 por ciento de la energía eléctrica danesa es de origen limpio.

Para México será necesario generar bastante más que 12,212 GWh anuales de energía eólica para completar una transición energética. Pero los instrumentos usados por Dinamarca para acelerar su curva de aprendizaje tecnológica e incentivar la inversión en proyectos de ésta tecnología son potencialmente aplicables para que nuestro país, en las próximas dos décadas, pueda detonar su potencial energético limpio.

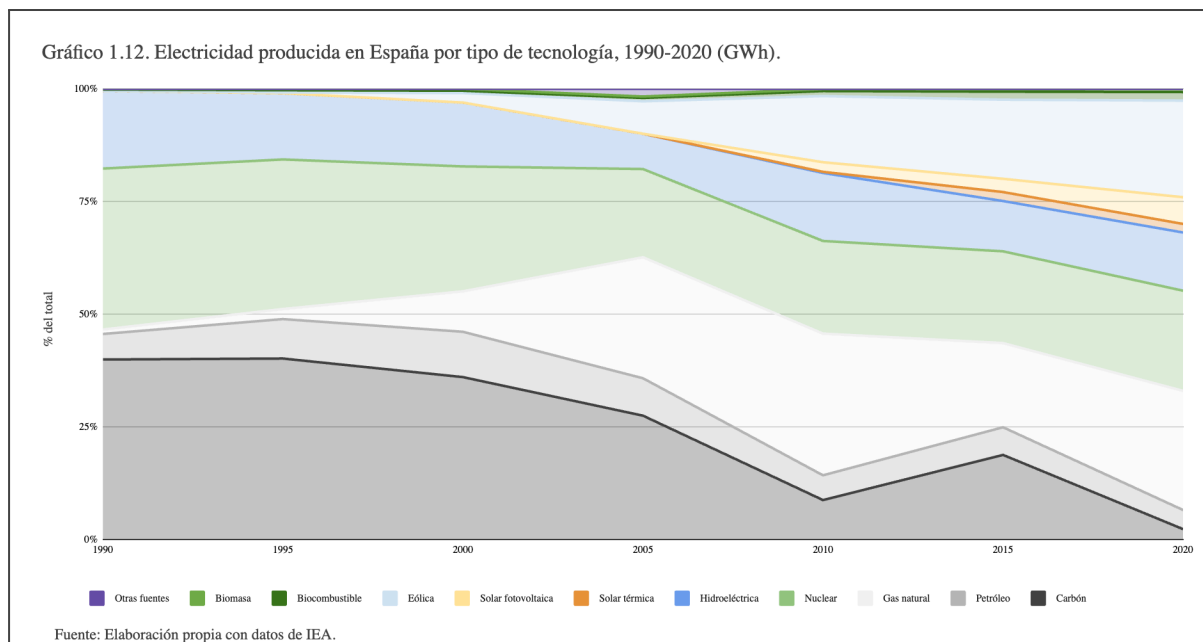


España

El país ibérico no tiene las mejores condiciones naturales para respaldar su sistema energético en los combustibles fósiles, sus yacimientos de carbón mineral y petróleo son inferiores a los de otros países europeos; no obstante, hasta la década de los años sesenta fue la principal fuente de energía para producir electricidad y alimentar su industria, con importaciones principalmente de Gran Bretaña. En la década de los años cuarenta se contemplaron diferentes proyectos hidroeléctricos para reducir su dependencia del carbón británico y del petróleo (el cuál suministra 40 por ciento de la energía española). Entre 1968 y 1972 entraron en operación las primeras tres centrales nucleares españolas (José Cabrera, Santa María de Garoña y Vandellós I, en Guadalajara, Burgos y Tarragona respectivamente).

Tras la crisis de petróleo de 1973, tal cómo lo hiciese Francia de la misma forma, se embarcó en un proyecto nacional de energía nuclear para reducir aún más su dependencia del petróleo. Se contempló la construcción de 24 reactores, finalmente establecido en 12 reactores en el Plan Energético Nacional de 1978 -casi el doble de la

capacidad actual española- con una potencia instalada de estas unidades sería de 12,500 MW en 1990. En 2020 el 22 por ciento de la electricidad española fue generada por energía nuclear -de acuerdo a IEA- a través de cinco centrales nucleares que tienen siete reactores de fisión nuclear, poco más de la mitad del plan original.

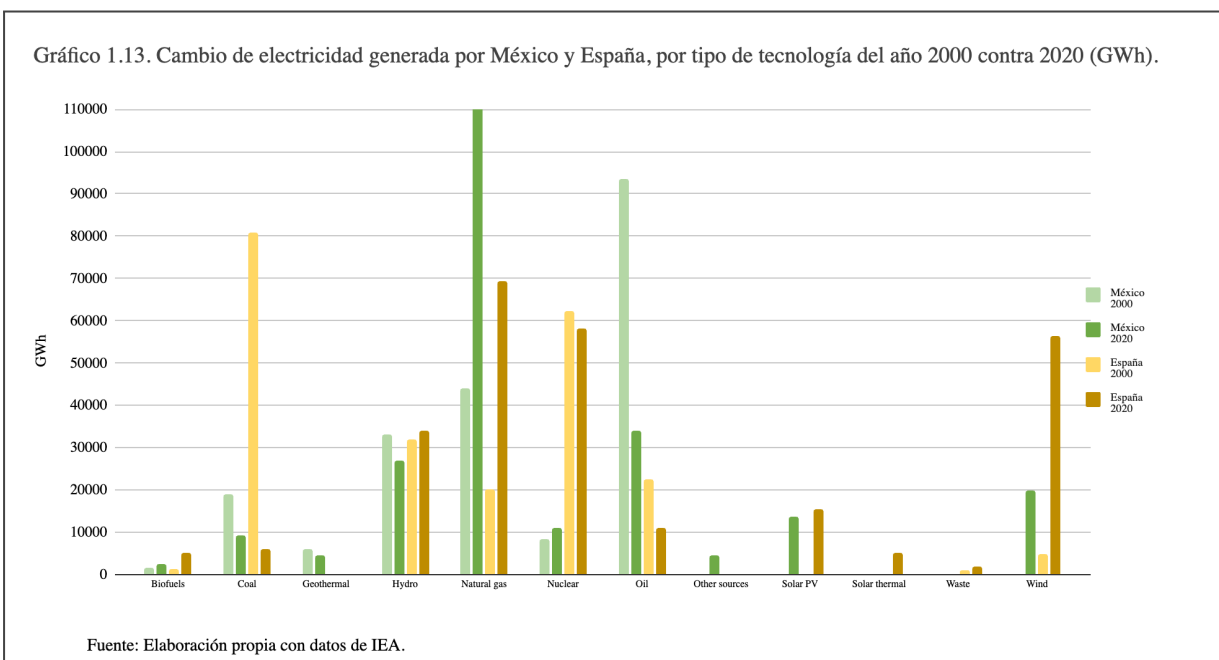


¿Por qué no se completó el Plan inicial? A raíz del accidente nuclear de Chernobyl, en la década de los ochenta creció una corriente ecologista antinuclear, a la cuál estuvo alineado el Partido Socialista Español (PSOE) el cuál gobernó durante dicha década, redujo los objetivos de potencia instalada a 7,500 MW para 1990. A pesar de ésto, hoy en día la energía nuclear es un sostén para la generación eléctrica renovable española. En 2020, 13 por ciento de la electricidad española fue generada por instalaciones hidroeléctricas, mientras que 8 por ciento provino de la energía solar, 21 por ciento de la energía eólica, y 26 por ciento del gas natural.

En total, 67 por ciento de la electricidad se produce por fuentes de emisión limpias, mientras que en 2005 sólo fue del 40 por ciento; éste cambio fue posible gracias a la implementación de energía eólica, biomasa, biocombustibles y solar en su matriz de generación eléctrica; manteniendo la generación nuclear e hidroeléctrica estables. En su propio plan de Transición energética, proyectan una participación de fuentes renovables del 42 por ciento en su matriz energética primaria para 2030 -contra 21 por ciento de participación total-, y una generación eléctrica de 74 por ciento de fuentes renovables, lo cuál sumado a su generación nuclear, permitiría a España generar alrededor de 90 por ciento de su energía eléctrica por fuentes limpias, en tan sólo 8 años. ¿Será posible?

Es un ejemplo interesante para México, pues nuestras demandas de energía eléctrica son bastantes similares a pesar de que tenemos una población casi tres veces mayor, nuestro producto interno bruto es mayor (de acuerdo a datos del Fondo Monetario Internacional); sin embargo, nosotros nos hemos sostenido sobre la extracción de combustibles fósiles -dado nuestros recursos naturales- mientras que España se ha visto forzado a abrazar con mayor compromiso fuentes alternas de energía ¿Cómo aprender de nuestras diferencias? El siguiente gráfico, compara el cambio de la cantidad eléctrica generada por tipo de tecnología, entre el año 2000 y el 2020. Mientras que España redujo drásticamente su uso del carbón e incrementó el uso de biocombustibles, nuestro país hizo lo propio con el petróleo. Ambos duplicaron su uso del gas natural, y expandieron en cantidades similares su capacidad solar fotovoltaica; otra diferencia fue en energía eólica, España instaló casi el doble que nuestro país, y nuestras capacidades en energía hidroeléctrica son similares.

Las principales diferencias, es que España cuenta con una capacidad nuclear y eólica muy superiores a la mexicana, a la par que nuestro uso de gas natural y petróleo es mayor. Con determinación y ambición, la matriz energética eléctrica de México podría ser bastante similar a lo que es hoy en día España hacia 2030, e incluso más limpia.



Japón y Alemania ¿ciencia o ideología?

En 2011 sucedió el accidente nuclear más reciente en la región de Fukushima, Japón. Un terremoto de magnitud 9 grados Richter en la costa este de Japón provocó un tsunami que ocasionó el fallecimiento de 20,000 personas y devastación de múltiples zonas urbanas; aunque la central nuclear de Fukushima resistió el terremoto, el tsunami afectó

los generadores diésel de la central -por lo tanto su capacidad de refrigeración en los reactores- provocando un accidente nuclear Nivel 7 en la Escala Internacional de Eventos Nucleares (INES). Fue un accidente muy grave, que provocó la movilización de 20,115 profesionales nucleares para la mitigación del mismo, la evacuación de personas, y estrés colectivo en la sociedad de Fukushima. Durante las siguientes semanas un equipo especializado de limpieza se dedicó a recuperar el área; en los meses y años siguientes, el agua empleada para contener el exceso de calor generado se liberó de forma gradual y segura. A pesar de no haber ninguna muerte comprobada debida a contaminación radiológica y ningún daños a la salud derivados del accidente¹⁶, en Japón creció una política antinuclear que reconocía el peligro potencial de esta tecnología, que tuvo como consecuencia la decisión de cerrar la gran mayoría de reactores nucleares del país, a pesar de ser uno de los países líderes mundiales en esta tecnología.

El resultado es que el gas natural ha reemplazado la casi totalidad de lo que antes generaba la energía nuclear, significando una mayor emisión de gases de efecto invernadero retrocediendo así su progreso en los objetivos climáticos, por motivos ideológicos y no por razones técnicas, económicas o de seguridad para cerrar estas centrales. Si Japón no hubiese disminuido su capacidad nuclear es de suponer que no hubiese crecido en la misma proporción el gas natural, e inclusive implicase la desaparición de gran parte del carbón mineral para producir energía eléctrica.

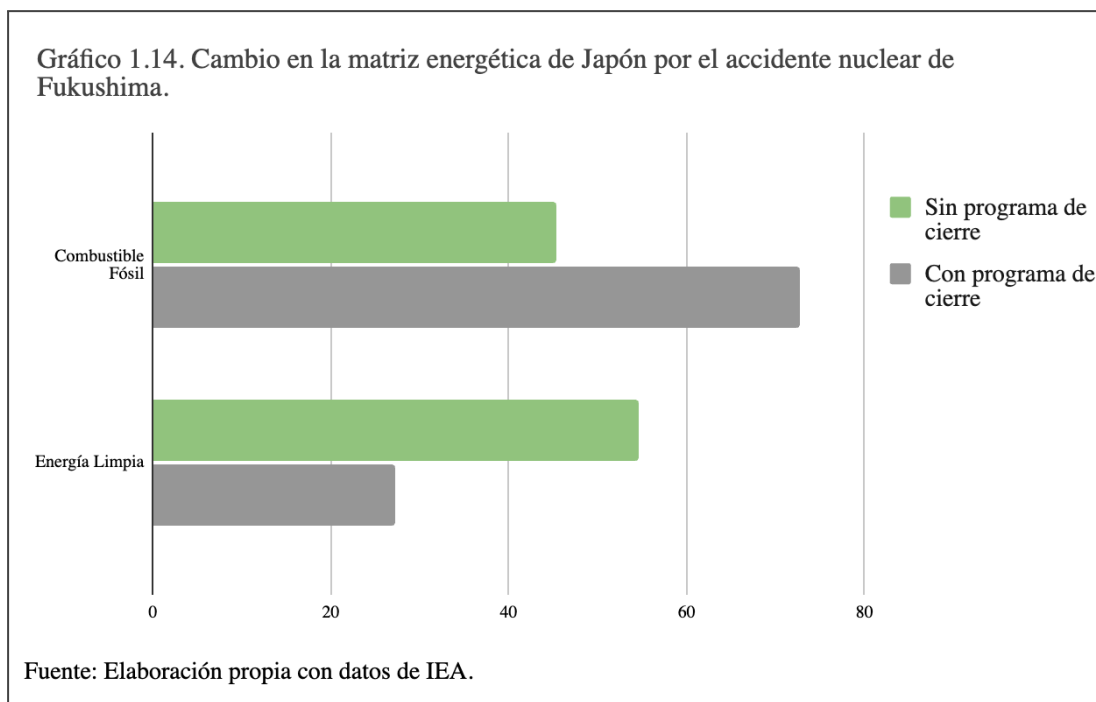
En el siguiente gráfico, comparó dos escenarios: el primero cuenta con el programa de cierre nuclear nipón, muestra los porcentajes de la matriz de generación eléctrica en 2020 por tipo de tecnología (fósil o limpia); el segundo, es una simulación de cómo sería la matriz en 2020 si Japón no hubiese cerrado sus centrales nucleares- Cómo podemos observar, mientras que actualmente 72.81 por ciento de su electricidad proviene de fuentes fósiles, sin el programa de cierre nuclear ésta cifra podría ser de 45.33 por ciento, y la energía limpia cambiaría del 27.18 por ciento a 54.66 por ciento del total. Cerrar sus centrales nucleares significó para Japón un retroceso considerable tanto en propiedad intelectual sobre la tecnología nuclear, pero también en el cumplimiento de sus objetivos climáticos.

Un caso muy parecido sucede con Alemania, pero diferente. A raíz del accidente en Fukushima, creció una nueva corriente antinuclear muy parecida a la de Chernobyl, que cambió la política energética alemana. El 30 de mayo de 2011 fue anunciado por Norbert Röttgen, jefe del Ministerio Federal para el Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, el plan de cierre nuclear total en 2022; a lo largo del mismo año, ocho centrales nucleares fueron cerradas. Con el fin de incentivar la competitividad de las energías renovables, para 2022, su participación debería incrementar del 17 por ciento al 35 por ciento, mientras que las emisiones de CO2 se reducirían 40 por ciento. Al sol de hoy progresa a paso firme con su capacidad instalada renovable, tan sólo en

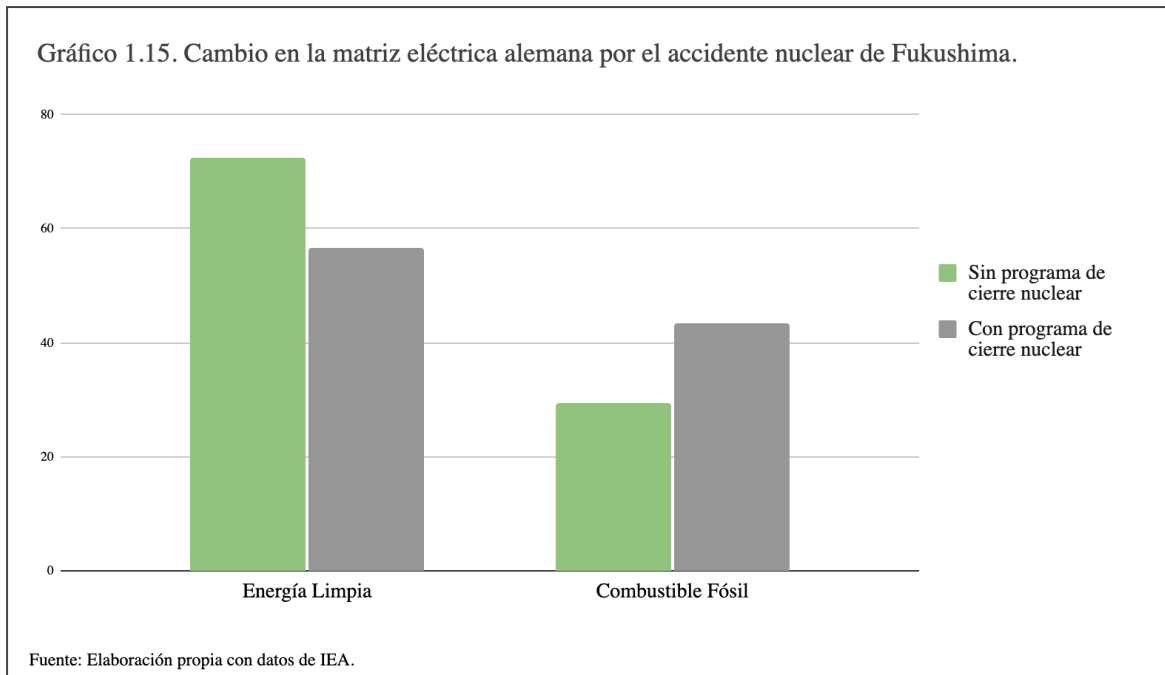
¹⁶ Reporte Fukushima, Comité Científico de Naciones Unidas sobre los Efectos de la Radiación Atómica, UNSCEAR (2021)

septiembre de 2022 fueron conectados a la red eléctricas centrales eólicas y solares con potencia instalada de 1 GW. A pesar del progreso en energías renovables, no ha sido una estrategia perfecta.

En términos de avance en energía renovable instalada, en el segundo trimestre de 2022 fue producida por fuentes renovables 41 por ciento de la demanda eléctrica. No obstante, su disminución de emisiones de CO2 sólo fue del 22 por ciento, contra el objetivo de 40 por ciento para el 2022. ¿Por qué aunque incrementó el uso de renovables y disminuyó el de la energía nuclear, Alemania emite más dióxido de carbono de lo esperado? La respuesta se encuentra en el incremento del 14 por ciento de gas natural de 87,229 GWh producidos en 2011 a 99,564 GWh en 2020. A pesar de que el carbón disminuyó de 272,381 GWh a 148,162 GWh. La realidad, es que los 43,589 GWh eliminados de la generación nuclear durante la última década hubiesen permitido cumplir éste objetivo; su generación limpia sería 16 por ciento mayor, y su uso de combustible fósil 13.93 por ciento menor.



El progreso de Alemania en las energías renovables ha sido sobresaliente. Basta revisar su progreso en energía eólica, solar y biocombustibles para atestiguar. No obstante, la lucha contra el cambio climático es un progreso científico, no ideológico, y en éste sentido, han perdido la oportunidad de tener un liderazgo en la transición energética europea aún más grande del que tienen en la actualidad.



1.4 La nueva revolución industrial encaminada por las tecnologías renovables.

En la historia de la civilización humana cada salto tecnológico dado coincide con un descubrimiento o aprovechamiento de una nueva tecnología ligada a una nueva fuente de energía, más escalable, potente y ampliable que la anterior. Sucedió en el siglo XIX con la transición del uso de la energía animal y manufactura de taller hacia el hierro, la industria y el carbón; en el siglo XX con la transición del carbón al petróleo y el uso acero en la industria; en la segunda mitad del siglo XX surgió, pero no se desarrolló, con la energía nuclear y la informática. ¿Cuál será nuestra próxima etapa energética y tecnológica?

Hoy en día, estamos a las puertas de un nuevo escalón tecnológico de la mano de las energías limpias y nuevos materiales y métodos de fabricación cómo motor de este desarrollo. Tan sólo en 1 hora la Tierra recibe suficiente energía proveniente del sol cómo para satisfacer la demanda energética mundial de un año¹⁷, si lográramos aprovechar en los próximos 100 años el óptimo de los recursos energéticos renovables del planeta -mientras se mantenga debajo de unos márgenes de sostenibilidad ambiental- y lo complementamos con el resto de formas de energía limpia (hidrógeno verde, baterías de nueva generación, energía nuclear de nueva generación, o la fusión nuclear), tendríamos una cantidad de energía virtualmente infinita para alimentar nuestra civilización durante el resto de este siglo, de éste milenio, y los próximos por

¹⁷ Nonton, 2006.

venir. Por supuesto, esto no significa que cada nueva revolución sea una sustitución de tecnológica completa; sino que se van acumulando y modernizando. Hoy en día usamos el mismo mineral que en el siglo XIX para producir electricidad, pero en porcentajes menores.

Desde luego, este escenario futuro necesita empezar con un primer ladrillo, ser construido en el presente; hoy en día vislumbramos un cambio convergente entre la tecnología, la economía, con los contextos medioambientales y socio-institucionales (Pérez Carlota, 2005) que re configuran el orden mundial y las bases del capitalismo internacional actual. Los objetivos medioambientales que distintas naciones han establecido a alcanzar en la primera mitad de éste siglo cambiará los modos de producción, transporte y consumo a los cuáles nos hemos acostumbrado en los últimos 80 años, desde las posguerra. Durante la Reunión de las Naciones Unidas de 2020 el presidente de China -el país con mayor PIB industrial del mundo¹⁸- Xi Jinping fijó el objetivo de descarbonización de su economía para 2060, así mismo Corea del Sur y Japón anunciaron sus objetivos para 2050. En Estados Unidos tienen la meta ambiciosa de descarbonizar su producción energética para 2035 y el total de su economía en 2055; incluso su presidente electo Joe Biden planteó un paquete de inversión fiscal sin precedentes de 3 trillones de dólares para acelerar la transición energética y modernizar la infraestructura estadounidense, el incluye 400 mil millones de dólares de incentivos para la instalación de generación energética renovable e inversión en infraestructura eléctrica, contando instalaciones de carga para vehículos eléctricos. Gradualmente, cada país y región está construyendo sus propios caminos por ser economías completamente descarbonizadas; en las próximas décadas no podríamos descartar que estas metas simultáneas puedan permear una nueva especie de carrera alimentada por el orgullo nacional y liderazgo tecnológico, tal cómo en los años sesenta del siglo pasado la carrera espacial lo fue.

En 1982 Dosi introdujo el término paradigma técnico para representar un acuerdo tácito entre agentes involucrados en torno una dirección de búsqueda en la mejora o una versión superior de un producto, servicio o tecnología; un paradigma es una lógica colectiva compartida en que convergen el potencial tecnológico, el cambio de los costos, precios relativos, la adaptación del mercado, entre otros factores. Dentro este paradigma, la innovación es el proceso colectivo que involucra a los agentes hacia el cambio. Las grandes innovaciones suelen inducir el surgimiento de otras -pues demandan innovaciones complementarias aguas arriba y aguas abajo-, al igual que facilitan la replicación, incentivando con esto mayor competencia en dicha tecnología, reduciendo precios, incrementando la eficiencia. Cuando son lo suficientemente profundas, las innovaciones tienen el potencial de estimular la formación de *nuevas industrias*. Las innovaciones individuales se conectan para formar sistemas tecnológicos, que a su vez se interconectan para formar revoluciones tecnológicas. Una

¹⁸ (G, Brooks, 2016)

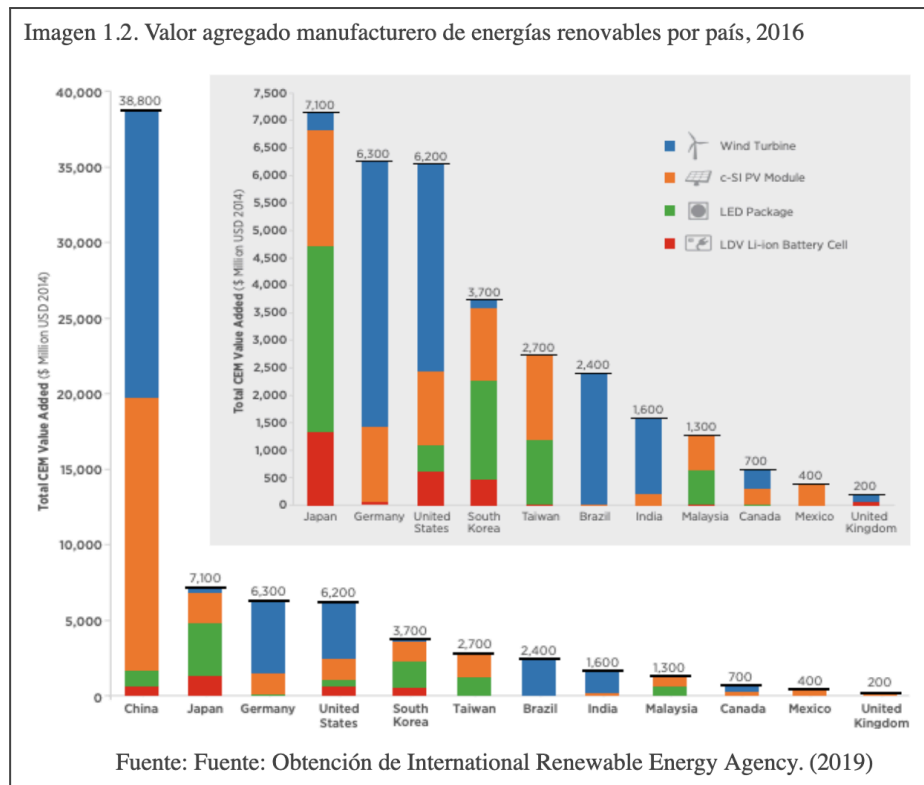
revolución tecnológica, en palabras de Carlota Pérez, puede definirse como “un conjunto interrelacionado de saltos tecnológicos radicales que conforman una gran constelación de tecnologías independientes; un ‘cluster’ de ‘clusters’, un sistema de sistemas”.

En la actualidad, la carrera energética que el mundo enfrenta para completar la descarbonización de nuestra economía requerirá múltiples innovaciones de nuestras capacidades tecnológicas: en nuestra generación de electricidad, nuestros métodos de producción industrial, nuestros hábitos de consumo, medios de transporte, métodos de extracción de recursos naturales, en la producción de alimentos, entre muchos más. Este salto tecnológico requerirá la interrelación de tecnologías independientes; por ejemplo, la innovación en el almacenamiento de electricidad con baterías de nueva generación servirá no sólo para desarrollar centrales eléctricas renovables intermitentes que tengan un respaldo con baterías, que de soporte y solución a las intermitencias de las energías renovables; también la red eléctrica se verá beneficiada (combinado a una disminución del costo de generación, mayor eficiencia de paneles solares y turbinas eólicas, precios más competitivos del hidrógeno verde por medio de hidrólisis provocados por la mayor demanda e innovaciones en las baterías); permitirá también mejorar las prestaciones de nuestros vehículos eléctricos (en automóviles o autobuses) o vehículos que utilicen hidrógeno (cómo aviones o buques). Todo lo anterior provocaría una mayor demanda sobre todos los factores anteriores, una disminución de los costos relativos, y la maduración de una revolución tecnológica.

Diego Castañeda menciona en *México, la transición energética y las ruedas de la Cuarta Revolución Industrial*, datos claves que dan indicios de qué países pueden ser protagonistas en esta transición venidera. En 2001, cuando China ingresó a la Organización Mundial del Comercio (OMC) sólo producía 1 por ciento de los paneles solares del mundo; hoy produce sesenta y seis por ciento. También produce un tercio de las turbinas eólicas del mundo y tiene la industria de autos eléctricos propia más desarrollada de oriente, incluso mayor a la occidental -en términos de autos eléctricos vendidos en 2021-. Controlan aproximadamente 70 por ciento de los recursos necesarios para fabricar baterías de litio (a través de inversiones estratégicas en Chile y África); además, en su último plan quinquenal, establecen el objetivo de producir 130 gigavatios de energía nuclear para 2030, lo que los convertiría en el mayor generador nuclear del mundo -superando a Francia-, y ya es un líder mundial en la investigación de la fusión nuclear.

La estrategia China es acelerar el desarrollo de su *sistema de sistemas* alrededor de la energía limpia, al producir un cambio de los precios relativos de estas fuentes de energías y tecnologías de arrastre; “estas economías de escala bien permitirán aumentar el alcance de su electrificación, disminuirá el precio, lo que incrementará la demanda energética, la mayor demanda de energía incentivará más desarrollos tecnológicos

intensivos en energía (provocando una paradoja de Jevons¹⁹”, Castañeda (2021). Precisamente, uno de los grandes proyectos de Xi Jinping para China en el siglo XXI es el *Global Energy Interconnection* , redes de transmisión de alto voltaje a nivel global que conecta a los países con abundantes recursos en energía renovable con aquellos que tienen una demanda expansiva de energía eléctrica

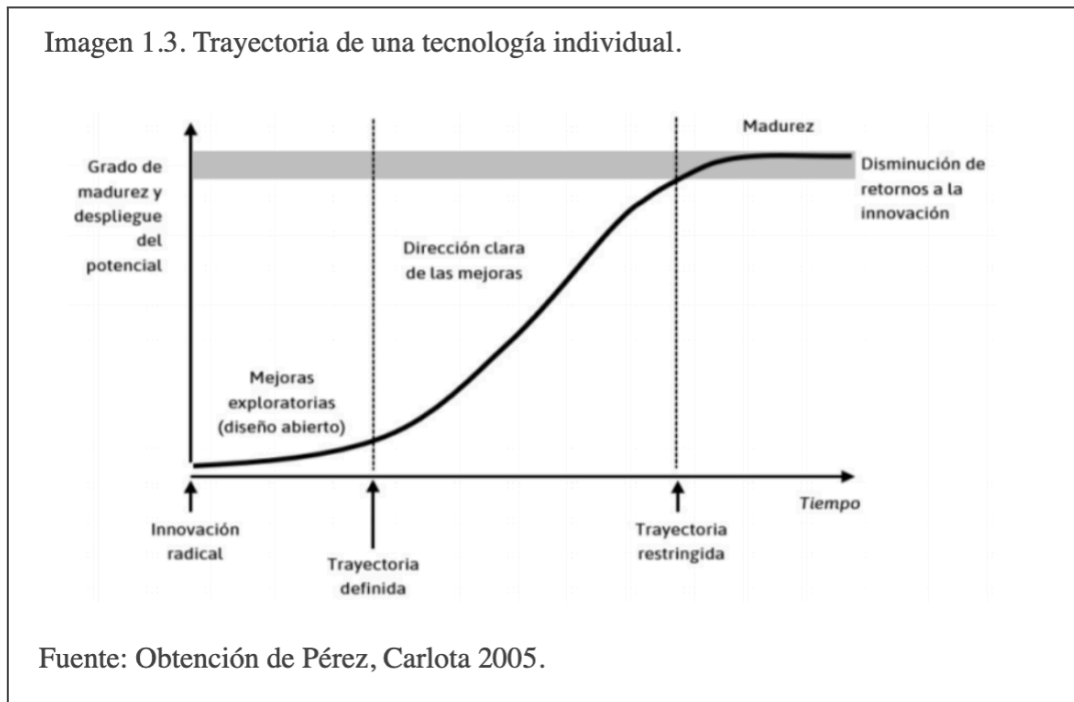


La nueva revolución industrial de la mano de la transición energética hacia las energías limpias sólo podrá desarrollarse de forma pronta en Occidente a medida que Estados Unidos y Europa se adentren más comprometidamente en sus propios caminos de transición, provocando con la competencia un desarrollo tecnológico en mayor magnitud y velocidad. El nuevo orden energético mundial, antes basado en petróleo, da paso en su base al electrón -la electrificación total de la economía-.

El ex director de la Organización Mundial del Comercio, Pascal Lamy, compara la situación tecnológica actual con el advenimiento de la revolución industrial en el siglo XIX. En 2019, sólomente 25 por ciento de los países del mundo tenían una meta de descarbonización; tres años después son el 75 por ciento. Por supuesto, la facilidad con la que un país pueda adaptarse en esta transición y la importancia que tenga en este nuevo orden geopolítico estará marcada primeramente por su potencial de generación de energía renovable; segundo, la riqueza de recursos minerales con los que cuentan (por ejemplo, Litio); y tercero, el liderazgo en innovación tecnológica (creación de valor agregado en ésta nueva industria.).

¹⁹ La paradoja de Jevons, plantea que la introducción de tecnologías con mayor eficiencia energética puede, a largo plazo, incentivar un mayor consumo total.

Imagen 1.3. Trayectoria de una tecnología individual.



El mundo se halla en una dirección de progreso hacia las tecnologías enfocadas a aprovechar, almacenar y distribuir energía de origen limpio, al menor costo con la mayor escalabilidad. La trayectoria cada vez permea más como asunto de seguridad nacional, a medida que internacionalmente es cada año más relevante. El papel que México quiera asumir en esta trayectoria dependerá inevitablemente de las voluntades políticas de los próximos 8 años. Si bien esta corriente eventualmente terminará por empujarnos a modernizar nuestra infraestructura energética con fuentes de energía más eficientes así como limpias -por mera lógica de comercio internacional-, mientras más que tardemos en planear y desarrollar proyectos de esta índole, será mayor el impacto negativo en el potencial de valor agregado que podamos tener en esta nueva revolución energética, y en nuestro rol como potenciales líderes en este nuevo escalón tecnológico.

1.5 Por qué la sustentabilidad es un asunto económico

Por sustentabilidad, o del desarrollo sustentable, nos referimos a un tema con diversos enfoques con un debate inmerso en ellos. Se habla del desarrollo sustentable desde un enfoque intergeneracional, como la búsqueda de preservar los recursos para así asegurar que las generaciones futuras puedan contar con ellos, priorizar el futuro sobre el presente; o un enfoque ecologista, enfocada a las condiciones necesarias para

mantener a la humanidad en las generaciones futuras, con un límite ecológico y la imposibilidad del crecimiento perpetuo en un planeta finito (sostiene que gran parte del daño y contaminación a la naturaleza es causado por las tendencias de producción-consumo crecientes). Dentro de él, el decrecimiento económico es una corriente del pensamiento que adjudica la degradación y contaminación ambiental al crecimiento continuado del sistema capitalista, que es intenso en energía, recursos y desechos; tiene cómo propuesta reducir el ritmo de consumo de la civilización para disminuir el impacto ambiental de la actividad económica.

Otro enfoque, el enfoque económico, llama a fortalecer la competitividad con “un crecimiento racional” de la economía, que incluye una mejor gestión de los recursos naturales y ecosistemas, eliminando nuestras externalidades negativas para con el medio ambiente. Dentro del enfoque económico, se ha introducido un enfoque sectorial para localizar sectores de la economía que puedan tener un impacto cero sobre el planeta manteniendo sus ingresos económicos y producción actual, comenzando por ellos la descarbonización de la economía.

Finalmente, se ha hablado del desarrollo sustentable desde un enfoque de gestión, llama a la humanidad a asumir el rol de gestor y cuidador del planeta, dentro de este papel, se plantea que nuestro desarrollo tecnológico nos ayudará a aliviar o solucionar la mayoría de problemas ambientales a su vez de mantener el crecimiento económico y ecológico. Dentro de este enfoque, el camino a largo plazo es una integración entre el medio ambiente y la economía por medio del desarrollo tecnológico.

Hoy en día, en 2021, los planes están alineados con los objetivos del Tratado de París, la Agenda 2030 y las ambiciones individuales de transición energética parten de asumir retos sectoriales, tales cómo la electrificación de la movilidad vehicular particular, generación eléctrica mediante energías renovables, ampliación de red de gas natural o la investigación en nuevas tecnologías, cómo el hidrógeno verde y baterías de nueva generación. Lamentablemente, el progreso alcanzado dentro de los objetivos en estas metas no serán suficientes para evitar un cambio climático severo.

En el estudio “*Estimating economic damage from climate change in the United States*” (Solom, Robert Kopp, et al.), estiman que el costo del cambio climático sólo para Estados Unidos será de entre 0.6 y 1.7% del PIB anual por grado centígrado incrementado²⁰. Una diferencia de temperatura media global (considerando el periodo 1981 a 2010) de 1.5°C provocaría una pérdida de -0.1 a 1.7% del PIB; de 4°C del 1.5 a 5.6% del PIB; un cambio de 8°C, lo cual sería una tragedia y el camino inevitable si no tomamos acciones más serias hoy, tendría un impacto de 6.4 a 15.7% del PIB estadounidense. A nivel global, el cambio climático será un fuerte factor de desigualdad; el mismo estudio, por ejemplo, el tercio

²⁰ La razón detrás de esto es que las latitudes del ecuador, trópico de cáncer y en general hemisferio sur tendrán un impacto ambiental mayor que las naciones ubicadas en latitudes norte, cómo trópico de capricornio.

de países más pobres tendrán un impacto en su PIB de 2 a 19.6%, mientras que el tercio más rico será de -1.2 a 6.8%, por cada grado centígrado. En la ruta actual, nos encaminamos a 4°C de temperatura media global para final de siglo. Por supuesto estos estudios no están exentos de discusión, principalmente se juzga la arbitrariedad, falta de proyección a largo plazo, subestimación del progreso tecnológico y sobre cómo deberían aplicarse estos costos; en todo caso, las estimaciones científicas señalan las posibilidades que tenemos hoy en día.

Existe una evolución pragmática del sistema político-económico en distintos enfoques porque la realidad no es académica, es objetiva y se basa en la evidencia científica. Al sol de hoy, en la mayor parte de potencias mundiales impera un enfoque económico alineado al ritmo devastador del capitalismo del siglo pasado. ¿Qué enfoque teórico es el más certero en el objetivo final de estudiar la disminución del daño que hacemos al planeta? De nuevo, la teoría debe adaptarse a la realidad; aparentemente estos enfoques describen con mayor o menor precisión la realidad a corto y mediano plazo de nuestro sistema económico, pero también hacia dónde debe caminar en el largo plazo.

Capítulo 2: Panorama actual de la producción eléctrica en México.

La construcción de estrategias que conduzcan a fortalecer, actualizar y mejorar el Sistema Eléctrico Nacional, se sustenta en los artículos 25 párrafo quinto, artículo 26 y 27 párrafo sexto, y el artículo 28 párrafo cuatro de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que establecen los principios de *rectoría económica del Estado, planeación del desarrollo nacional, actividades estratégicas en pro del desarrollo y la regulación de actividades económicas no reservadas al Estado*. En materia del abastecimiento de electricidad, los artículos 25 párrafo quinto y artículo 27 artículo sexto de la constitución establecen que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, con el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica corresponderá exclusivamente al gobierno. La operación del Sistema Eléctrico Nacional procurará la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, de acuerdo a los artículos constitucionales previamente mencionados.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en su artículo 11, fracción III, faculta a la Secretaría de Energía para la dirección, planeación y elaboración del PRODESEN, el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, un instrumento de planeación a largo plazo que contempla las necesidades de infraestructura para satisfacer la demanda de energía

eléctrica del país, construyendo estrategias que permitan desarrollar el Sistema Eléctrico Nacional beneficiando al desarrollo social y económico del país.

En este capítulo, abordaremos el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional; ¿Cómo se genera la energía eléctrica en el país?, ¿Cómo se organiza su distribución?, ¿Cómo funciona el mercado de energía en México?. Para poder alcanzar los objetivos de Transición Energética propuestos en este trabajo de investigación será necesario conocer las condiciones técnicas y legales en las cuáles se debe trabajar; con ello se conocerá con mayor precisión los cambios necesarios a éste sistema para poder conseguir dichos cambios.

2.1 Funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional

Todo sistema eléctrico se compone de tres etapas claves: la generación, transporte y distribución. En el caso de nuestro país, las centrales eléctricas propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o de entidades privadas se encuentran conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), controlado por el Estado a través del Centro Nacional de Control de Energía, un organismo público descentralizado. Este Sistema se encuentra compuesto por la Red Nacional de Transmisión²¹ (RNT), las Redes Generales de Distribución²² (RDG), y las centrales eléctricas que entregan electricidad a éstas centrales. Dentro de éste sistema eléctrico CENACE opera la correcta operación y regulación del SEN y del mercado de electricidad con sus equipos e instalaciones, entre otros elementos determinados por la Secretaría de Energía.

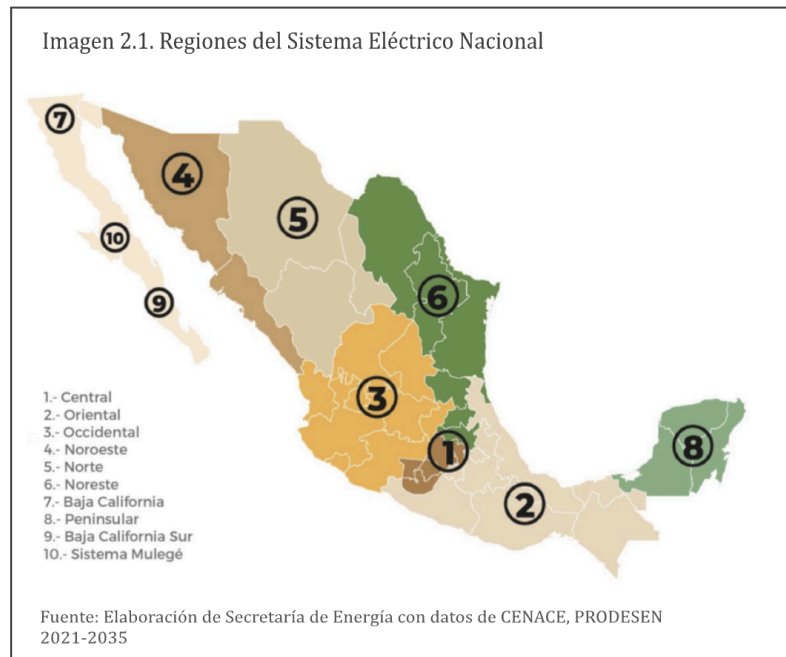
Existen nueve regiones de control diferentes del Sistema Eléctrico Nacional²³ (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, Baja California, Peninsular, Baja California Sur), y un pequeño subsistema eléctrico aislado del SEN, que es el Sistema Mulegé de Baja California, interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA-Western Electricity Coordinating Council (WECC). Los Centros de Control Regional supervisan el correcto funcionamiento en éstas regiones entre las diferentes demandas y situaciones operativas, localizados en Ciudad de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, Santa Rosalía Baja

²¹ Las Redes Generales de Transmisión son las Redes Eléctricas empleadas para transportar electricidad con tensiones igual o mayores a 69 kilovoltios (kV) a las Redes Generales de Distribución y a los Usuarios Finales que lo requieran, así como conexiones con sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía.

²² Son las Redes Eléctricas empleadas para transportar electricidad al público en general, integradas por redes de media tensión (entre 1 kV y 69 kV) y de baja tensión (menores a 1 kV).

²³ PRODESEN 2022-2036, página 47.

California Sur. Se cuentan con enlaces internacionales con las redes eléctricas de Estados Unidos (en Baja California Norte, Coahuila, Nuevo León y Tamioco), con Guatemala (Chiapas) y Belice (Quintana Roo), siendo los de más alta tensión los localizados entre El Paso, Texas; Ciudad Juárez y Chihuahua. En total, se coexisten 88 enlaces en el SEN y el Sistema Mugele que interconectan 110,497 kilómetros de líneas de transmisión de baja, mediana y alta tensión.



Este conjunto de infraestructura de transmisión, subtransmisión, y distribución de media (clientes industriales) y pequeña escala (clientes residenciales) es lo que generalmente se denomina como la “Red Eléctrica”, siendo la de México una de las más grandes del mundo dando servicio a 130 millones de mexicanos, diversas industrias, múltiples negocios e instituciones gubernamentales. Si pusiéramos todas nuestras líneas de transmisión, alineadas de principio a fin consecutivamente, se podrían dar 2.72 vueltas al planeta entero en el ecuador.

En los sistemas eléctricos la demanda de energía fluctúa de acuerdo al horario, época del año o la zona geográfica en especial, entre niveles de demanda mínimos-medios gestionados por las centrales de base²⁴, o flujos máximos gestionados por las centrales de pico²⁵. Estos picos, así como la carga base e intermedia, pueden ser abastecidos por centrales de potencia invariable (esto es, centrales diseñadas para entregar energía a una potencia determinada por tiempo estable), por generación despachable o por fuentes de energía intermitentes.

²⁴ Las *centrales de base* gestionan la **carga base**, es el nivel promedio de demanda mínima de energía eléctrica durante un periodo de tiempo determinado (Peters, Rogers, 2007).

²⁵ Las *centrales de pico* son aquellas que despachan electricidad cuando suceden picos de demanda, responden a cambios volátiles variando rápidamente la potencia de la central eléctrica en cuestión.

La generación despachable, son centrales de energía eléctrica que se pueden despachar en cada momento que precise demanda, respondiendo de forma flexible y rápida la demanda. Por ejemplo, la energía hidroeléctrica es capaz de variar su potencia de forma muy rápida, hablamos de segundos. En lo contrario, centrales de tipo nuclear o carboeléctricas tardan desde un par de horas hasta días. Las fuentes de energía intermitentes no tienen continuidad en la generación de electricidad dado a que dependen de un recurso natural renovable impredecible o que varía, y la energía eléctrica generada no se puede almacenar (cómo la energía eólica, no puedes almacenar viento y requieren las corrientes del mismo para la generación, las cuáles varían de acuerdo a la estación del clima, condiciones meteorológicas u horario; o la energía solar, que no puede operar durante la noche).

En estos casos particulares, dependiendo de la demanda de energía, entrarán en acción centrales de diferente tipo de forma alternada y coordinada. Para las cargas base el modelo más común suele ser las plantas de ciclo combinado (cómo centrales térmicas de carbón), la nucleoelectrica o hidroeléctrica; las redes de transmisión no diferencian el tipo de electricidad de la cual las abastece (un vatio producido con energía renovable es indiferente a uno producido con carbón, al momento de transportarlo). Pero la clave se halla en identificar *cuáles formas de obtener electricidad son más adecuadas para servir de base*, y cuáles no lo son tanto, por ejemplo, las energías renovables presentan intermitencia -la generación eléctrica que realizan fluctúa dependiendo de las condiciones climáticas-; una posible solución podrían estar en proyectos de energía renovable acompañados de centrales de almacenamiento de energía basadas en baterías, pero en la actualidad resulta costoso e inviable, (aproximadamente \$500 USD por kWh, de acuerdo a un estudio de National Renewable Energy Laboratory ²⁶).

En el próximo par de décadas, es de esperar progresos en tecnología de baterías que las vuelvan asequibles para ser usadas extensivamente como el soporte que necesitan las energías renovables. Otra solución, son las llamadas *Redes Eléctricas Inteligentes*, que son integraciones dinámicas de la energía eléctrica con las tecnologías de información y comunicación, garantizando la eficiencia, seguridad, flexibilidad, confiabilidad y sustentabilidad; estas tecnologías permitirían integrar las energías renovables localizadas en diferentes lugares con respuesta automática y coordinada a las condiciones meteorológicas.

En 2021 la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional fue de 322,541 GWh²⁷, cubierta mediante una capacidad instalada de 44,181 MW propiedad de CFE, 15,898 MW por parte de los PIE, 25,154 MW del sector privado, y 920 MW pertenecientes a PEMEX, siendo el total de 86,153 MW. Esta generación se distribuye hacia los demandantes mediante el Sistema Eléctrico Nacional, el cual comprende siete

²⁶ Hacia 2045 pueden descender hacia \$390 USD/kWh en un escenario de alto costo y hacia \$160 USD/kWh en un escenario de bajo costo. NREL (2023)

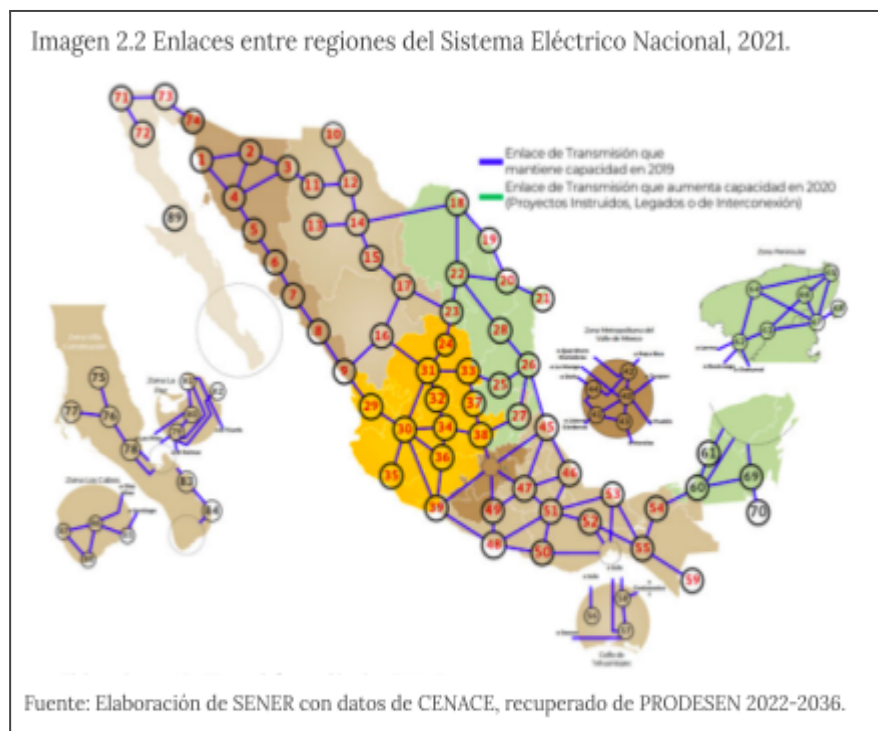
²⁷ PRODESEN 2022-2036 (2023)

regiones primarias de control (Centro, Oeste, Este, Noreste, Norte, Noroeste y Peninsular) y un pequeño sistema aislado (Baja California, el cual se conecta con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste de Estados Unidos).

Tabla 2.1 Capacidad instalada por entidad (2022).

Entidad	Capacidad Instalada (MW)
Comisión Federal de Electricidad (CFE)	44,181
Productores Independientes de Energía (PIE)	15,898
Sector Privado	25,154
PEMEX	920

Fuente: Elaboración propia con datos de PRODESEN 2022-2036, página 55.



Al SEN se encuentran conectadas las diversas centrales eléctricas que operan actualmente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), compuesto de Mercado de Energía de Corto Plazo (establecido en 2016), el Mercado para el Balance de Potencia, Mercado de Certificados de Energía Limpia, Derechos Financieros de Transmisión, y las Subastas de Mediano y Largo ²⁸.

²⁸ CENACE, 2018

Los Certificados de Energía Limpia (CEL) son títulos emitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que acreditan la producción de una cantidad determinada de energía eléctrica a partir de fuentes de Energía Limpia ²⁹; esto permite que dentro del MEM los Participantes del Mercado puedan adquirir y vender los CEL, por medio de Acuerdos Bilaterales y Subastas de Largo Plazo dentro de un mercado spot de CEL, para cumplir con sus obligaciones en materia de Energías Limpias establecidas en los Requisitos de la Secretaría de Energía. Estos requisitos de CEL han variado desde 2018, pasando del 5 por ciento en ese año a 13.9 por ciento en 2022, un máximo histórico.

Las Subastas de Largo Plazo tienen el objetivo de incentivar la competitividad y estabilidad de precios en la adquisición de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energía Limpia por los suministradores de Servicios Básicos, y otras Entidades responsables. La ventaja de esto, es que garantiza una fuente de pagos que permita financiar nuevas Centrales Eléctricas de tipo limpio, y el repotenciamiento de las existentes. Estos contratos de Subastas asignados por CENACE pueden ser de 15 años para los productos de Potencia y Energía Eléctrica Acumulable, y de 20 años para Certificados de Energía Limpia, cumpliendo así los requisitos establecidos por la Comisión Reguladora de Energía. Por otra parte, las Subastas de Mediano Plazo son asociadas a Potencia y Energía Eléctrica para permitir a los Participantes del Mercado reducir o eliminar su exposición al cambio de precios del MEM en el corto plazo, con una duración de hasta 3 años ³⁰.

Previo a 2014, la Comisión Federal de Electricidad era el único agente permitido para comprar y vender energía eléctrica para el servicio público en el país, hasta que dentro de la Reforma Energética de 2013 fue creado el MEM, con el objetivo de incentivar precios competitivos, incentivar la inversión, e incrementar la oferta de energía eléctrica mediante un sistema de libre competencia en el cual se comprase y vendiese energía, incentivos a la inversión como Certificados de Energía Limpia, servicios conexos, Derechos Financieros de Transmisión, entre otros productos.

En cualquiera de las distintas modalidades en que puede participar un agente en el MEM, dentro del mismo estos pueden participar en el Mercado de energía eléctrica de corto plazo (conformado por el Mercado del Día en Adelanto y de Tiempo Real), el Mercado para el Balance de Potencia, el Mercado de Certificaciones de Energía Limpia; y las Subastas de Mediano y Largo Plazo y de Derechos Financieros de Transmisión.

²⁹ Gobierno de México (2021). Área Pública del Sistema de Información del Mercado (SIM), del Gobierno de México

³⁰ Gobierno de México (2021). Subastas de Largo Plazo, Área Pública del Sistema de Información del Mercado (SIM), del Gobierno de México.

Imagen 2.3. Localización de los tipos de energía eléctrica dentro del Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: Elaboración de CENACE.

Una de las innovaciones del MEM fue un mecanismo de despacho eléctrico, regulado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cuál asigna en el orden en que cada central eléctrica abastece de su producción al SEN; la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que el despacho se determina tomando como criterios “la eficiencia, transparencia y objetividad, cumpliendo los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación y control del Sistema eLéctrico Nacional”³¹, de tal forma, que la eficiencia se determine a partir de los costos de producción; aquellas centrales que sean económicamente más eficientes, despachan primero su energía.

En marzo de 2021, fue especialmente polémica la propuesta del presidente Andrés Manuel López Obrador de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica³². Esta propuesta, pretende cambiar el orden del mecanismo de despacho eléctrico; en primer orden serían las centrales hidroeléctricas pertenecientes a CFE, seguidas de la central nucleoelectrica de Laguna Verde, plantas térmicas, de ciclo combinados y termoeléctricas; en segundo orden, las plantas de ciclo combinado de Productores independientes de Energía; y en un tercer orden, las centrales eólicas y solares de la iniciativa privada, seguido de los ciclos combinados privados. Otro punto llamativo de

³¹ Ley de la Industria Eléctrica (L.I.E), Reformada, Diario Oficial de la Federación (DOF), 11 de agosto de 2014 (México). <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>

³² Oficio No. SG/UE/230/293/21. Iniciativa con Proyecto de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Industria Eléctrica, para trámite preferente. Ciudad de México a 01 de febrero de 2021.

esta propuesta, fue que le daba a las plantas de CFE (cómo hidroeléctricas y la central de Laguna verde) la posibilidad de emitir Certificados de Energía Limpia sin importar su fecha de apertura comercial -dado que en la actualidad sólo pueden emitir certificados las centrales que abrieron después de agosto de 2014 o que incrementaron su capacidad instalada).

Se pretende una reforma a los artículos constitucionales 25, 27 y 28³³; en especial en este último, al cuál se añaden a las áreas estratégicas ejercidas exclusivamente por el Estado -sin caer esto en una operación monopólica- el litio y la electricidad. También, se añade a CFE la responsabilidad de la electricidad y del Sistema Eléctrico Nacional, en su planeación y control, así como de la ejecución de la Transición Energética en materia de electricidad; de tal forma que pasa de ser una empresa productiva del Estado, a un organismo del Estado.

Otra modificación es el orden de despacho de la energía eléctrica. Dentro de la Reforma Energética de 2013 se estableció en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) un orden por medio de contratos legados. El Transitorio Décimo Noveno de la LIE establece el derecho, más no la obligación, del suministrador de Servicios Básicos CFE a firmar contratos con Centrales Eléctricas Legadas³⁴, y Centrales Eléctricas Externas Legadas³⁵, con precios basados en sus costos y en sus contratos. En estos acuerdos, es responsabilidad de la Secretaría de Energía (SENER) establecer los términos, plazos, criterios, bases y las metodologías. Un contrato legado es un instrumento dónde las actividades realizadas por una sola empresa pasan a desempeñarse por varias empresas, dentro de un mercado competitivo; se asigna a suministradores y generadores con el objetivo final de proteger al Usuario Final de los riesgos que derivan del Mercado de Energía de Corto Plazo, y de minimizar los costos del Suministro Básico a través de establecer precios basados en los costos de generar electricidad de cada central, y de sus contratos³⁶; esto se logrará mediante un criterio de selección de las centrales que generen un mayor valor al sistema, de mecanismos que obligan a las Centrales Eléctricas Legadas térmicas (gas natural) a entregar la energía eléctrica cuando su precio sea menor al precio de mercado, considerando CFE los costos contables de dichas centrales y los contratos asociados.

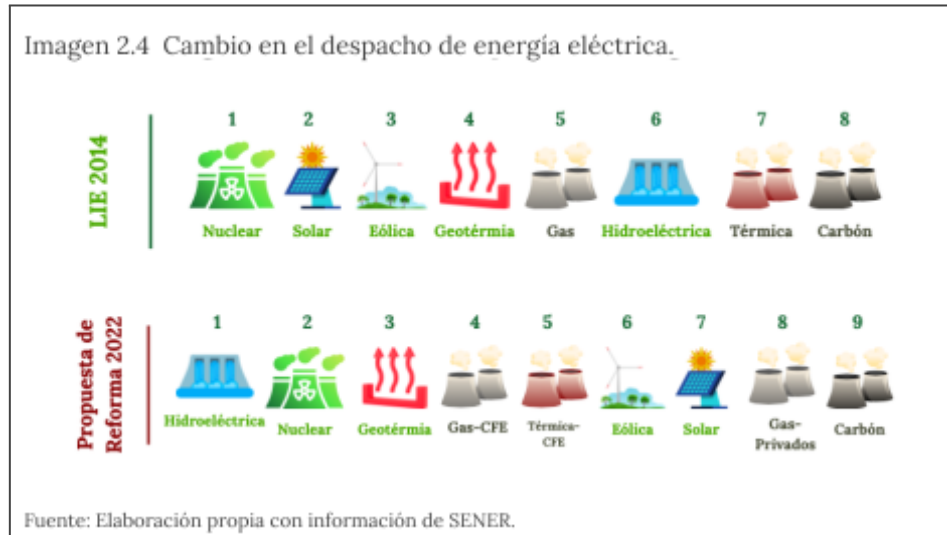
³³ Oficio No. SG/UE/230/293/21. Iniciativa con Proyecto de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Industria Eléctrica, para trámite preferente, página 6. Ciudad de México a 01 de febrero de 2021.

³⁴ Las Centrales Eléctricas Legadas son aquellas que: 1) operaban por parte de los organismos, empresas o entidades del Estado a la fecha de entrada en vigor del LIE, 11 de agosto de 2014, y 2) estaban dentro del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) hasta la entrada en vigor del LIE, el PEF 2014.

³⁵ Las Centrales Eléctricas Externas Legadas son aquellas que a) tienen un permiso de Productor Independiente de Energía (PIE), o b) fueron incluidas en el PEF 2014 en modalidad de inversión condicionada.

³⁶ *Secretaría de Energía (2015), Contratos Legados para el suministro básico*, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258356/Nota_explicativa_contratos_legados.pdf

La propuesta argumenta que el sistema de contratos legados incentivó un mecanismo de alza de precios en la compra-venta de electricidad para CFE, impactando así sus finanzas. Por ello, se propone darle prioridad a las Centrales Eléctricas de CFE de tipo nuclear, hidroeléctricas y geotérmicas sobre las centrales eólicas y solares, propiedad en su mayor parte de entidades privadas.



De acuerdo a datos de la propia Secretaría de Energía, durante 2021 los principales productores de electricidad fueron productores independientes (31 por ciento), centrales construidas después de la Reforma Energética de 2013 (15 por ciento), autoabastecimiento mediante PIE (12 por ciento), y subastas a largo plazo (4 por ciento); en otras palabras, 62 por ciento mediante generadores privados, y 38 por ciento para CFE.

La cuestión principal en la propuesta de Ley de la Industria Eléctrica de 2021, declarada inconstitucional en enero de 2024, es si realmente incentivaría un mercado más competitivo y aceleraría la Transición Energética. Entre 2013 y 2022, la mayor parte de la inversión en proyectos de energía renovable provinieron de entidades privadas, y capital extranjero, por lo que imponer un nuevo orden al despacho eléctrico puede traducirse en menor interés para invertir en el mercado de energía eléctrica mexicano, en mayores precios de la electricidad (pues CFE no produce energía eléctrica más barato), y un mayor impacto ambiental. Todo lo anterior, implica un retraso en las metas de cumplimiento climático que México asumió en el Acuerdo de París, ratificado por nuestro país en 2016.

2.2 Energía eléctrica limpia en el sistema eléctrico mexicano contemporáneo.

Existen diferentes tipos de tecnología de generación eléctrica limpia dentro del Sistema Eléctrico Nacional, tanto limpias -aquellas que emiten menos durante su ciclo de vida útil-, hasta aquellas basadas en combustibles fósiles que producen grandes cantidades de carbono y otros contaminantes. La capacidad instalada de energías limpias en operación es del 36 por ciento del total en 2021 (30,813 MW)³⁷, siendo estas energías limpias actualmente en operación la hidroeléctrica, eoloeleétrica, fotovoltaica, cogeneración eficiente, nucleoeleétrica, geotérmica y bioenergía. Por otra parte, los combustibles fósiles ocupan el 64 por ciento del total, predominando el ciclo combinado, térmica convencional, turbogas, combustión interna, y carboeléctricas (55,340 MW). La región Oriental de México es la más abundante en energía limpia gracias en buena parte a su gran capacidad instalada en energía eólica en Oaxaca y Chiapas (en datos de 2021, tiene una potencia instalada de 3,088 megavatios en la región, 37 por ciento de la capacidad eólica del país³⁸), con la central nuclear Laguna Verde localizada en Tamaulipas, de 1640 MW con dos unidades generadoras de 820 MW cada una, entre otras fuentes renovables como centrales hidroeléctricas.

De los 37,901 megavatios por hora (MWh) producidos en octubre de 2022, la energía hidroeléctrica fue la mayor representación de energía limpia (13.99 por ciento del total), seguido de la energía eoloeleétrica (5.31 por ciento), energía solar fotovoltaica (4.56 por ciento), energía nucleoeleétrica (2.06 por ciento), energía geotérmica (1.26 por ciento), y biomasa (0.01 por ciento), principalmente.

2.2.1 Historia de la generación eléctrica en México

El registro de cómo la industria eléctrica se desarrolló, sobre todo antes del milagro mexicano, es un trabajo con más incertidumbres que certezas, sobre todo en cuanto a registro estadístico se refiere; el historiador Wionczek en *Electric Power in Mexico, 1865-1965*, recapitula la historia de cómo nació esta industria. El uso de electricidad en nuestro país se remonta a finales del siglo XIX, en la ciudad de León, Guanajuato. La primera planta generadora fue instalada en la fábrica textil “La Americana” en 1879; dos décadas después, en 1889 fue instalada la primera planta hidroeléctrica del país en Batopilas, Chihuahua, para abastecer de electricidad a los mercados de la zona y a algunas ciudades, principalmente por empresas canadienses, europeas y estadounidenses, quienes tenían la tecnología para poder desplegar esta nueva

³⁷PRODESEN 2022-2036.

³⁸ De acuerdo a datos de la Asociación Mexicana de Energía Eólica.

industria. Durante la última década del Porfiriato, hasta 85 por ciento del capital invertido en la joven industria eléctrica mexicana era de proveniencia británica, a través de la empresa británico-canadiense *Mexico Light&Power*, para 1906, la mayor parte de centrales eléctricas y líneas de transmisión pertenecían a cinco empresas. Era el segundo sector de infraestructura del país que más inversión recibía. Para comienzos del siglo XX existían en casi todos los estados de la república centrales eléctricas -hasta 39 en la capital- pero la mayoría estaban en las mismas fábricas, y operan a diferente voltaje y capacidad limitada.

Imagen 2.5 Primera planta hidroeléctrica del país, Batopilas, Chihuahua.



Fuente: Obtenido de Chihuahua Grande (2021).

En 1910 es construida la central hidroeléctrica Necaxa, la mayor de Latinoamérica en su época (Briseño Senosian, 2007), con una potencia de 100,000 HP -o 73,549.87 kW-, que eran enviados al Distrito Federal y a la mina de El Oro, por 320 kilómetros de línea de transmisión. Fueron invertidos 17 millones de dólares, fueron transportados 35,000 toneladas de maquinaria y material, emplearon a más de 10,000 personas, se construyeron más de 50 kilómetros de carreteras y ferrocarriles e incluso, pueblos y rancherías fueron completamente inundadas. Una obra de infraestructura enorme para su época. Entre 1887 y 1911 fueron formadas hasta 199 compañías de electricidad en diferentes estados; para 1911 México tenía 165,000 kW instalados por diferentes tecnologías, aproximadamente.

Durante el Porfiriato se desarrolló una infraestructura eléctrica de gran capacidad en la capital mexicana, e inclusive con presencia en diversos estados de la república, sin embargo, era una industria oligopólica con conflictos sociales. Durante los años de la *Revolución Mexicana* la incertidumbre social impactó en los ingresos de las empresas extranjeras, además de al mobiliario y edificios de las mismas. A pesar de los cambios políticos y sociales que produjo, entre otros la Constitución de 1917, las condiciones del mercado eléctrico previo a la revolución volvieron, a un mercado *laissez-faire* cómo el cuál perduró durante el Porfiriato.

La década de los años veinte estuvo inmersa en un conflicto entre los consumidores de la energía eléctrica, y las empresas extranjeras propietarias de dicha industria; entre muchos motivos se destacan cuatro que provocaron el crecimiento del recelo de

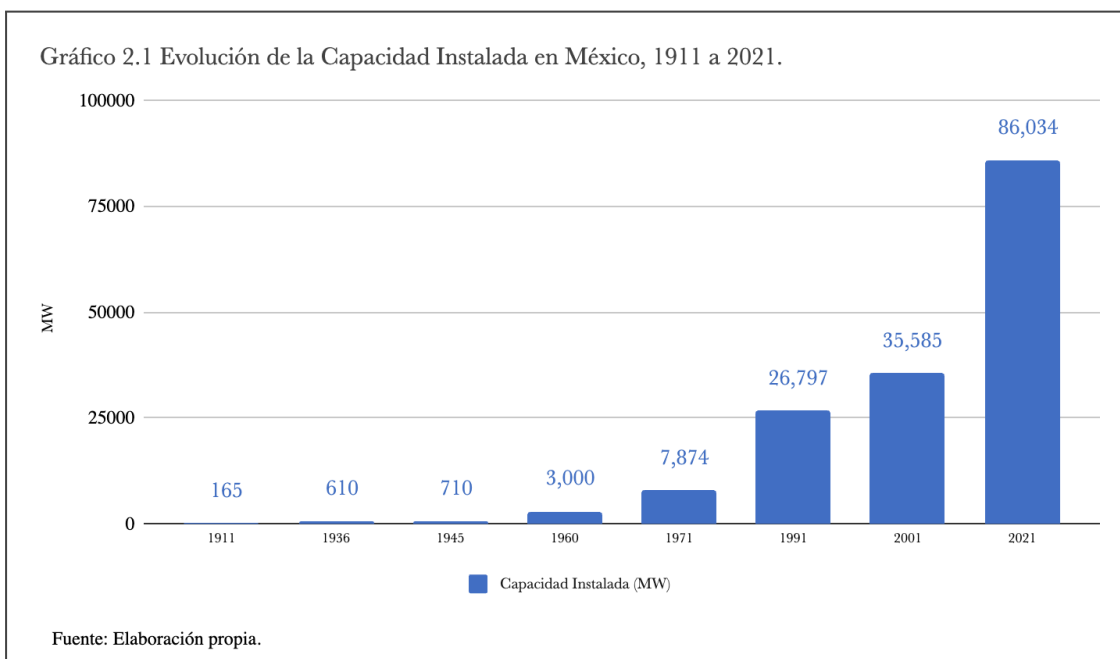
la población frente a este oligopolio: el costo de la electricidad era excesivamente alto (situación que se agravó con la Gran Depresión de 1929); una diferencia considerable entre el precio para pequeños consumidores y para grandes consumidores; la falta de alternativas en el mercado eléctrico; y por último, los dueños de las grandes empresas eran extranjeros con fácil acceso a líneas de financiamiento externas, lo cuál hacía mucho más difícil la competencia para los pequeños empresarios mexicanos, cuyo acceso a financiamiento dentro del país era limitado. En 1926 se instaura el Código Nacional Eléctrico, por la Comisión Nacional de Fuerza Motriz, para incrementar la soberanía y regulación sobre la electricidad; entre varias legislaciones introdujo la denominación de la industria eléctrica como un bien público; el mismo año, se forma el Sindicato Mexicano de Electricistas. No obstante, los problemas técnicos, legales y la inestabilidad política del gobierno de Plutarco Elías Calles en 1926, provocaron que dicho código no se hiciera efectivo en el mercado eléctrico. Tres años después, la empresa norteamericana *American & Foreign Power Company* adquirió por setenta millones de dólares de la época la totalidad de instalaciones e infraestructura eléctrica de los Estados federativos, siendo la única gran empresa dominante junto a *Mexican Light&Power Company*.

En 1933 el Presidente Abelardo Rodríguez declaró en una entrevista que un proyecto de nacionalización de todas las fuentes de todos los recursos eléctricos libres se encontraba en discusión dentro del Senado, como respuesta al libro *Looking forward* de Franklin D. Roosevelt. Dentro del Plan Sexenal 1934-1939 se declaró a la industria eléctrica como un bien de inherente interés social para la economía nacional; 1) el abastecimiento de electricidad en lugar de seguir un interés por las utilidades de las empresas, sería lo suficientemente bajo para permitir un desarrollo empresarial agrario e industrial a partir de la electricidad; 2) el objetivo del desarrollo del sistema eléctrico sería una cobertura en la totalidad del territorio nacional. En diciembre del mismo año, se añadió al Estado la responsabilidad de la formación de un sistema nacional eléctrico de generación, transmisión y distribución de la electricidad, compuesto de empresas autorizadas y consumidores; seguido del establecimiento de la Comisión Federal de Electricidad en 1937. En aquel año, existían 64 centrales hidroeléctricas en el país (20 de gran tamaño y 44 pequeñas), y tres grandes empresas producían electricidad: The Mexican Light & Company en el centro del país (canadiense-británica), The American & Foreign Power Company en el norte (estadounidense), y la Compañía Eléctrica de Chapala, mexicana, en occidente.

De acuerdo a Wionczek, entre 1936 y 1945 se añadieron 100,000 kW (30,000 kW por compañías privadas y 40,000 kW por CFE) para la expansión de la capacidad instalada total del país a los 710 MW. En 1936 se realiza el primer borrador de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), por la Secretaría de Economía como orden presidencial del Presidente Lázaro Cárdenas; esto para reemplazar el ya obsoleto Código Nacional Eléctrico de 1926-1928. Dicho primer LIE fue aprobado por el congreso en 1938, modificado en 1940, se convirtió en la principal legislación para controlar y regular todos los aspectos de la industria eléctrica promoviendo su desarrollo, hasta que la

industria fue nacionalizada en 1960.

Hacia 1960, la capacidad instalada de generación incrementó a 3,000 MW (un crecimiento de 300 por ciento), y la generación eléctrica anual de 3.1 GWh a 10.8 GWh, con una tasa de crecimiento anual de casi 11 por ciento -para dimensionar mejor, actualmente es del 2.2 por ciento³⁹-; dicho incremento fue en su mayoría desarrollo de CFE, lo cuál hizo disminuir la presencia de las empresas extranjeras todavía más. En esos 15 años, CFE pasó de tener menos de 50 MW instalados a más de 1,000 MW, mientras que las dos compañías privadas más grandes *Mexican Light & Power* y *American & Foreign Power* lo hizo por 500 MW, y el resto de la industria 700 MW. Mientras que en 1945 las dos compañías extranjeras tenían 60 por ciento de cuota de mercado contra 5 por ciento de CFE, para 1960 había cambiado a 33 por ciento y 40 por ciento, respectivamente, y el restante a otros productores. Durante este periodo el dilema fue el financiamiento con inversión pública de una industria eléctrica con complicaciones para operar en márgenes de ganancia; después de un sexenio de Miguel Alemán Valdez de presupuestos públicos amplios para CFE, durante el siguiente sexenio de Adolfo Ruíz Cortines la política fiscal fue de austeridad, mientras que las empresas privadas dependían de créditos de instituciones de inversión internacionales; si con Miguel Alemán el crecimiento de la infraestructura de electricidad lo impulsaron las finanzas públicas, con Adolfo Ruíz fue el análisis y reorganizamiento del sector. Se conformó el Comité para el Estudio de la Industria Eléctrica Mexicana (CEE/MEX) en 1953, con el objetivo de buscar alternativas de financiamiento para las empresas y mejorar la armonía entre empresas privadas y públicas.

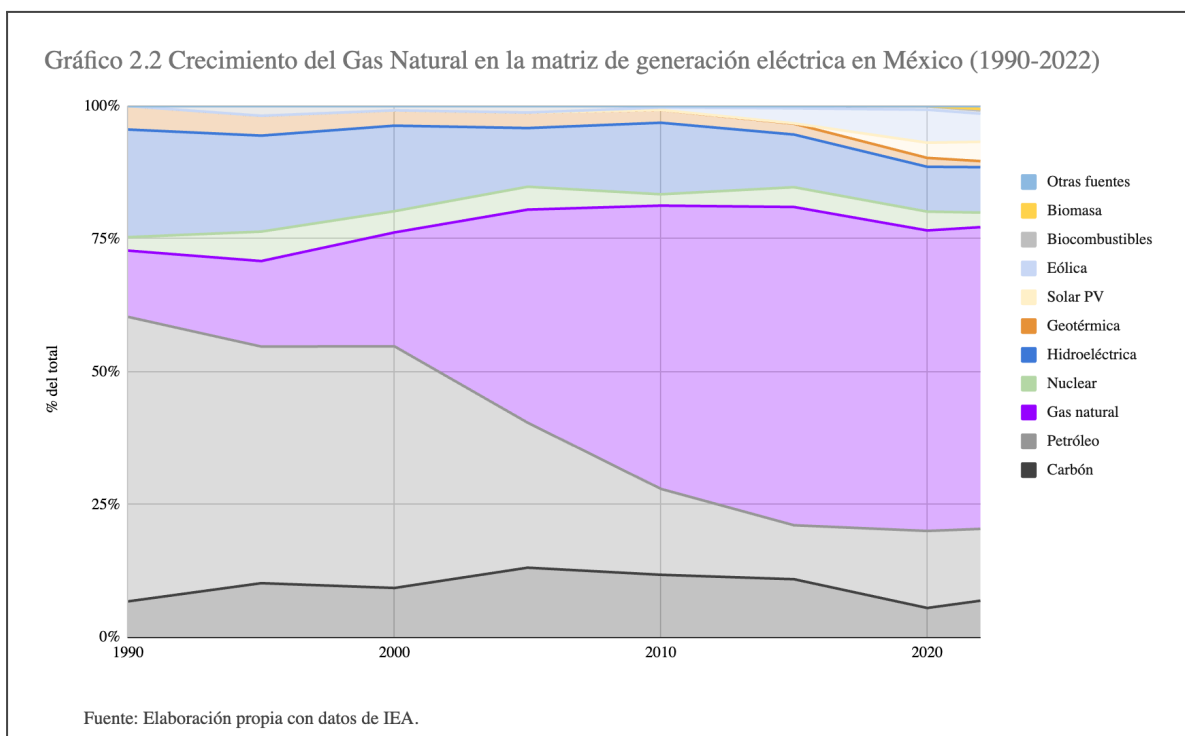


³⁹ PRODESEN 2022-2036, página 66.

En abril de 1960 fue adquirida por el Gobierno de México todas las propiedades de American & Foreign Power Company por \$65,000,000 de la época, con todas sus deudas absorbidas por Nacional Financiera, por un valor de \$34,000,000. En verano del mismo año, se adquirió de la compañía de fondos belga Sofina y de accionistas, hasta 90 por ciento de Mexican Light & Power Company (MEXLIGHT) por un total de \$52,000,000, incluida su deuda de mediano-largo plazo por \$78,000,000. En la década de los sesenta se construyeron varias centrales eléctricas de gran tamaño, como el Infiernillo o Temascal, incrementando para 1971 la capacidad instalada a 7,874 MW. Cuatro años después comienza la construcción de la primera central nucleoelectrica del país, la Central Nuclear Laguna Verde en Veracruz, de 1640 MW, cuya construcción finalizó en 1995.

En 1991 la capacidad instalada incrementó a 26,797 MW, y una década después, a 35,385 MW en 2001, con una cobertura en 94.70% del territorio nacional con 18.6 millones de usuarios. A partir de los años noventa, los precios estables del gas a la baja favorecieron que México apostase por la generación eléctrica con ésta tecnología; era más barata, accesible, y las reservas de nuestro país lo favorecieron así. Desde 1990 la hidroeléctrica disminuyó del 20.27 por ciento del total de generación eléctrica, al 9.92 por ciento en 2015. En los mismos 25 años, la generación por gas incrementó de 12.48 por ciento a 59.94 por ciento del total, sustituyendo la participación del carbón.

La Transición energética de México durante el “periodo neoliberal” es una historia de gas natural sobre los recursos renovables y energías limpias. En los próximos 25 años, ¿Será posible sustituir el gas por el poder del sol, del viento, del agua y del átomo?.



2.2.2 Cómo se financia y desarrolla un proyecto de energía en México

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés), los proyectos de energía renovable pueden enfrentar diversos problemas en su ejecución, sobre todo en los países en desarrollo. Desde el aspecto institucional, de normativas, o regulación del mercado eléctrico, o incluso la gestión del proyecto mismo. Dentro de los obstáculos que puede enfrentar la gestión se encuentran: la falta de transparencia en el mercado eléctrico, información insuficiente o desigual, y la falta de financiamiento o experiencia en el desarrollo del proyecto. Ya sea un proyecto de energía renovable, o uno de limpia, presentan los mismos desafíos al momento de gestarse en un ecosistema de mercado permeado y diseñado por las tecnologías de combustibles fósiles. En esencia, desarrollar un proyecto de energía no es muy diferente a desarrollar un proyecto de una planta tratadora de residuos, un aeropuerto, o una carretera. Son infraestructura que requiere elevada inversión inicial, y que el retorno de la inversión se materializa en el largo plazo, presentan elementos similares.

a) Elementos básicos de un proyecto.

Todo proyecto se financia con Deuda y Equity (el capital con el que cuenta la empresa). Los acreedores proporcionan la deuda mientras que los accionistas suman capital a la empresa, también llamados socios; desde la supervía hasta una central nuclear, el financiamiento se crea mediante esta mezcla. Una vez el proyecto se concluye y comienza a generar flujo de caja, se pagan a plazos pre establecidos la deuda contraída, ya sea hacia un banco de inversión, cómo es el *Interamerican Development Bank*, la *Banca de Desarrollo en México*, o por ejemplo, los fondos del Acuerdo de París para que los países en desarrollo puedan financiar proyectos de energía renovable, y después *el equity de los accionistas participantes*. Dentro del financiamiento de infraestructura, es muy importante que se estructure sobre flujos de caja previsible a largo plazo sobre una estructura de contratos fijos con los clientes, proveedores, acreedores, instituciones reguladoras, entre muchos otros. La amortización puede variar en función de la velocidad de construcción del proyecto y los flujos de caja que éste genere; por ejemplo, los proyectos de generación eólica son rápidos de construirse, de 3 a 6 años, por otra parte, las centrales nucleares pueden tardar desde 6 hasta 17 años de construcción⁴⁰.

⁴⁰ Cómo revisamos en el anterior capítulo, proyectos en serie como el Programa nuclear de Francia pueden reducir los tiempos de desarrollo hasta los 6 años, mientras que puede elevarse hasta 15 años de haber sobrecostos, fallos de planeación o uso de tecnologías nuevas, cómo el tercer reactor de la central nuclear de Flamanville en Francia.

Al momento de construir un proyecto son clave los riesgos, y en México existen múltiples riesgos para la inversión nacional o extranjera. El riesgo son, en esencia, eventos imprevistos que afecten el rendimiento financiero, técnico o la viabilidad del proyecto. Un proyecto de energía limpia suele tardar de 1 a 3 años en planearse, y de 2 a 7 años en construirse (IEA, 2019), pero es en la operación y el mantenimiento, dónde se presenta la mayor probabilidad de manifestación de los riesgos. Por supuesto, desde una etapa temprana se diseñan los proyectos para tener una mitigación de riesgos lo más eficiente posible. La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) identifica la existencia de hasta nueve riesgos existentes en el desarrollo de proyectos de energía renovable (IRENA, 2016):

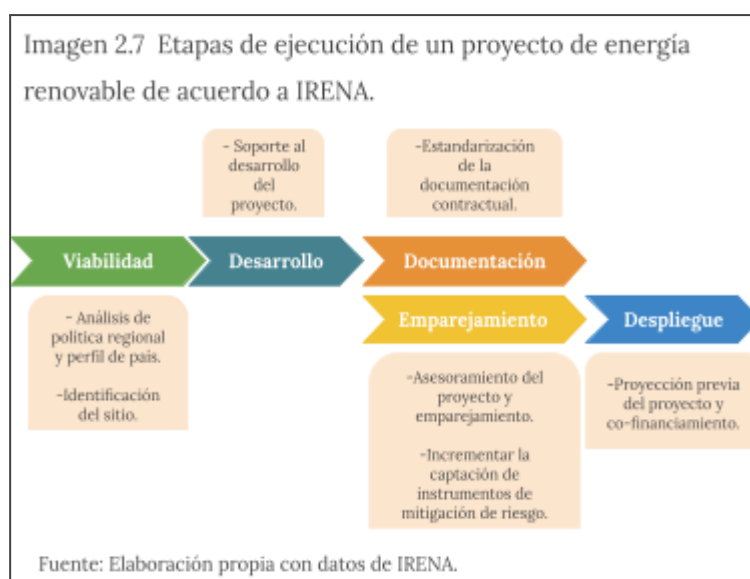
1. Riesgo Políticos, Sociales y Ambientales: Asociados a eventos políticos, situación social o ambiental que impactan el valor de las inversiones.
2. Riesgos Regulatorios: Cambios regulatorios o legales que tengan impactos en el desarrollo o ejecución del proyecto.
3. Riesgos de Contrapartes: Riesgo de crédito e impago por la contraparte de una transacción financiera. En las inversiones de energías renovables, normalmente por el comprador de energía, la compañía eléctrica
4. Riesgos de la Red y de Transmisión: Limitaciones en las interconexiones, manejo de la red, y en la infraestructura de transmisión.
5. Riesgos de Tecnología: Asociados al uso de tecnología incipiente, o al despliegue con mano de obra no cualificada e inexperta.
6. Riesgos de Tipo Cambiario: Riesgos asociados a la variación o volatilidad de los tipos de cambio que repercuten negativamente en el valor de las inversiones y que surgen cuando hay un desajuste de divisas entre el activo (ingresos) y el pasivo (financiación de la deuda).
7. Riesgos de Liquidez: Posibilidad de que surjan problemas de liquidez operativa por falta de ingresos o desajustes entre el calendario de cobros y pagos.
8. Riesgo de Refinanciamiento: Riesgo de que un prestatario no pueda refinanciar el préstamo pendiente a mitad de la vida de un proyecto debido a unas condiciones de préstamo inadecuadas (el vencimiento del préstamo no coincide con la vida útil del activo).
9. Riesgos de Recursos: Riesgo asociado a las incertidumbres en torno a la disponibilidad, el precio futuro y/o el suministro del recurso energético renovable (por ejemplo, en la energía geotérmica).
10. Riesgos retenibles: Asociado a las actividades del proyecto cuyo riesgo no puede ser transferido a privados.

Pueden manifestarse en cualquiera de las etapas en el desarrollo de un proyecto. La certeza de la ausencia de riesgos corresponde al regulador del mercado en el cuál se ejecutará el proyecto, que en éste caso, compete a los organismos de regulación económica del Gobierno de México y al Gobierno Federal y Estatal en el cuál se ejecute dicho proyecto. Existen 4 etapas diferentes para clasificar los periodos de vida de un

proyecto de forma general, sin contar el proceso de desmantelamiento. La primera, es la planeación del proyecto, en el cuál se contemplan los estudios de factibilidad que contemplan la *viabilidad técnica* (si las características tecnológicas y naturales hacen posible el proyecto), la *viabilidad ambiental* (análisis del impacto ecológico del proyecto en todas sus fases), la *viabilidad económica y financiera* (capacidad de generación de beneficios, captación de recursos, rentabilidad, equilibrio de estructura financiera, endeudamiento, solvencia y liquidez), y *viabilidad comercial* (si alrededor del proyecto existe un mercado para el proyecto). Así cómo el diseño del proyecto, y planeación de construcción.



Una vez la planeación del proyecto se concreta, comienza el periodo de construcción. En esta fase, comienza la ejecución de la obra, la cuál involucra el desarrollo técnico, la documentación competente para el despliegue funcional del proyecto entre instituciones gubernamentales y organismos de desarrollo del mismo, para el desarrollo de la infraestructura relevante para el proyecto. La siguiente etapa de un proyecto es la Operación del mismo, la cuál incluye el emparejamiento final (mitigación de riesgos previo a la operación, mitigación de riesgos), las pruebas de operación previas a la apertura, y la apertura del proyecto, esto último es el despliegue del proyecto. Finalmente, el mantenimiento de la obra es el cuidado de la infraestructura que garantice la correcta operación del proyecto, la seguridad de los usuarios, y la durabilidad del proyecto dentro de los plazos previamente establecidos para el retorno de inversión; pueden existir proyectos que requieran alto mantenimiento, o bajo mantenimiento. Desde que un proyecto comienza a operar comercialmente, comienza el retorno de inversión, que es el pago a los acreedores o accionistas con los ingresos.



b) Lineamientos para el desarrollo de infraestructura para inversionistas

El Gobierno de México construye su estrategia en el desarrollo de infraestructura a través del Plan Nacional del Desarrollo 2019-2024, el Acuerdo Nacional de Inversión en Infraestructura del Sector Privado, y el Segundo Anuncio de Proyectos para Apuntalar la Reactivación Económica. Los Programas Sectores del Gobierno de México competentes para el desarrollo de Energía son el Programa del Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2034 (PRODESEN), el Programa Sectorial de Energía 2020/2024, el Plan de Negocios de CFE 2022-2026, y el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024.

El Registro del proyecto debe comenzar a través de la Unidad de Inversiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) a la compete “la integración y administración de la cartera de programas y proyectos de inversión con base en la evaluación, información y prioridades de la Administración Pública Federal (APF)”, así como coordinar con las instancias competentes los esquemas de inversión que involucren a los sectores público, privado y social. Dicho registro debe ser antes de la ejecución del proyecto. Para la integración de la Cartera de la APF, la Unidad de inversiones valida la viabilidad socioeconómica de los proyectos que hagan uso de fondos federales (a través de un análisis costo beneficio de acuerdo a la normatividad aplicable); si dicho proyecto se ejecutará bajo un esquema de Asociación Público-Privada (APP⁴¹), debe realizarse un análisis de la conveniencia en el cual se

⁴¹ Una Asociación Público-Privada es una cooperación entre una entidad gubernamental con una Empresa Privada, en la cual uno desempeñará ciertas funciones del otro durante un periodo determinado.

considera el comparador público-privado y el “value for money” del proyecto. De cumplir los lineamientos, se integra la información a la Comisión Intersecretarial de Gasto Público, Financiamiento y Desincorporación. Dicha Unidad de Inversiones no registra proyectos de infraestructura promovidos por las Empresas Productivas del Estado, Petróleos de México y la Comisión Federal de Electricidad.

El Proceso de Licitación está a cargo de la dependencia federal estatal o municipal que promueva el proyecto; estos deberán ser públicos y transparentes en su totalidad, por medio del sistema CompraNet, aunque a raíz de la Reforma Energética las Empresas Productivas del Estado desarrollaron sus plataformas propias para estos procesos; la CFE tiene su propio micrositio de licitaciones para todos sus proyectos de inversión, así como PEMEX, que cuenta con su propia plataforma de concursos y licitaciones.

La adjudicación del proyecto puede ser pública o internacional (presencial, electrónica o mixta), invitación a un mínimo de tres personas, o adjudicación directa. Pueden ser Licitaciones nacionales (solo pueden participar empresas nacionales, con bienes producidos en México de al menos 50% de contenido nacional considerando mano de obra, insumos, entre otros); Licitaciones internacionales bajo la cobertura de tratados, en los que participan solamente países con los que México tiene un acuerdo comercial; o Licitaciones internacionales abiertas, en las que pueden participar licitantes nacionales o extranjeros, donde no hay restricción al origen de los bienes adquiridos, arrendados o servicios contratados. Los procesos de construcción dentro de la licitación cumplirán con lineamientos ambientales emitidos por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), el Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA), y ser evaluados por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental de SEMARNAT.

Para los Proyectos de Infraestructura de Generación Eléctrica de tipo limpio se involucran las siguientes instituciones públicas, como la Secretaría de Energía (SENER) y su subsecretaría, la Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, el Instituto Nacional de Energías Limpias (INEEL), el Fondo Universal del Servicio Universal Eléctrico, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE); que participan a lo largo de los diez Ciclos de Inversión involucrados:

1. Planeación. Con base al PND y al Programa Nacional de Infraestructura se desarrollan planes para la transmisión de electricidad aprovechando al máximo los recursos de la nación y atendiendo la demanda. Dentro del PRODESEN, se detallan aspectos relevantes para la generación y transmisión de electricidad, así como la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión.
2. Identificación. Con base a los documentos mencionados en la Planeación, la SENER junto a CFE identifican los proyectos de generación eléctrica que pueden ser desarrollados.

3. Estructuración. La Subdirección de Generación de CFE elabora -en solitario o con colaboración de consultores externos- los estudios y análisis necesarios para el desarrollo de los proyectos.
4. Registro. La CFE realiza mediante el Consejo de Administración de la Comisión la solicitud de registro en Cartera de los proyectos de generación que requieran recursos públicos federales.
5. Priorización. Los proyectos que prevean hacer uso de recursos federales presupuestarios son analizados por SENER, bajo recomendaciones técnicas de CFE y CRE.
6. Autorización. La CRE otorga o cancela los permisos y autorizaciones en materia de generación de energía
7. Promoción. Se realiza la promoción del proyecto por la SENER, la CRE y la CFE.
8. Licitación. A cargo de la Comisión Reguladora de Energía, bajo los lineamientos técnicos que establezca SENER y las condiciones económicas fiscales establecidos por la SHCP, se licitan los proyectos bajo los modelos de Licitación previamente mencionados.
9. Financiamiento. Como mencionaremos a continuación, existen diversos tipos de financiamiento, como puede ser financiamiento de origen público (como el Banco de Desarrollo), inversionistas institucionales o privados, como la banca comercial, inversionistas privados o mercados de capital.
10. Ejecución y operación. Llevados a cabo por los operadores y/o desarrolladores adjudicados, son supervisados por CFE según los términos del contrato que siguen los lineamientos establecidos por CRE.

En las últimas décadas una forma de constituir proyectos de inversión con gran popularidad en México son las Asociaciones Público-Privadas. Por ejemplo, Parque la Mexicana en Ciudad de México se realizó bajo esta modalidad, o la construcción de carreteras, aeropuertos o puertos; inclusive para prestar un servicio público, como lo es la alianza entre los consorcios *5m2 S.A de C.V* y *BKT Bici Pública S.A de C.V*, con el Gobierno de la Ciudad de México para modernizar y ampliar la capacidad del servicio público de transporte EcoBici; los proyectos de energía limpia no son la excepción, como la adjudicación de las operaciones de la central eólica de Topolobampo, propiedad de CFE, con Iberdrola. Dentro del análisis costo-beneficio que se realiza por la Unidad de Inversiones de la SHCP está la Evaluación de la Rentabilidad Social del proyecto, la Pertinencia en el plazo de inicio -el momento óptimo de la entrada en operación del proyecto APP-, el Análisis de sensibilidad, el Análisis de Riesgos, y el Índice de elegibilidad (un grupo de trabajo formado por Dependencias o Entidades con poder de decisión en la ejecución o en el desarrollo del proyecto APP).

Una vez llevada a cabo la Licitación del proyecto es necesario financiar el desarrollo del mismo, para lo cual se encuentran disponibles diversas formas de financiar la infraestructura en nuestro país.

c) Financiamiento a la infraestructura

De acuerdo a organización sin fines de lucro *Proyectos México*, existen diferentes formas de capitalizar un proyecto, las cuáles pueden ser de inversión pública a través del Gobierno Federal con el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), el Fondo Nacional de Infraestructura (FONADIN), la Banca de Desarrollo; o también privadas, la banca comercial, y vehículos financieros disponibles en el mercado bursátil. También, a través de Organismos Multilaterales de Desarrollo como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Corporación Financiera Internacional (IFC), entre otros, cómo pueden ser los fondos financieros a países en desarrollo mencionados en el Acuerdo de París o pre acordados en la COP 27.

La Banca de Desarrollo complementa a la banca comercial a través de productos financieros que ofrezcan tasas y plazos de pago acorde a la especie de cada proyecto, siendo en la década reciente un sólido elemento para diversos proyectos de infraestructura y energía; se compone del Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS), el Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C (BANCOMEXT), y Nacional Financiera (NAFIN).

La principal función de BANOBRAS otorga crédito a sectores con alta rentabilidad social, cómo pueden ser Comunicaciones y Transportes, Energía, Proyectos Hídricos (por ejemplo, plantas de tratamientos), Plantas de tratamiento de Residuos sólidos, o Infraestructura Social y Urbana; mientras que BANCOMEXT tiene el objetivo de contribuir al financiamiento del comercio exterior mexicano y NAFIN se enfoca en el desarrollo económico del país a través de financiamiento a las micro, pequeñas y medianas empresas, emprendedores y proyectos de inversión prioritarios, y contribuir a los mercados financieros e impulsar la innovación, productividad y competitividad.

El mercado de capitales de México se encuentra bien desarrollado, con multitud de opciones para los inversionistas, entre los cuáles están los Certificados Bursátiles (CEBURES), los Fideicomisos de Inversión y de Bienes Raíces (FIBRAS), Certificados de Capital de Desarrollo (CKDs), Fondos de Capital Privado, los Certificados de Proyectos de Inversión (CERPI), los Fideicomisos de inversión en Energía e Infraestructura (FIBRA E). Cada uno de éstos es más idóneo para determinados ciclos de inversión de los proyectos de infraestructura, tanto para proyectos en operación (brownfields) como las FIBRAS o FIBRA E, para proyectos nuevos (greenfields) como los CKDs y CERPIs.

Mientras que la FIBRA se emplea en el sector inmobiliario, la FIBRA E permite capitalizar activos maduros de energía e infraestructura, constituida a través de FIBRAS tradicionales y los Master Limited Partnerships (MLP). Los CERPI tienen un diseño similar a los Fondos de Capital Privado, enfocado a cualquier sector mediante una combinación de capital nacional e internacional, a través de un vehículo que es el CERPI (listado en la bolsa de valores con un fideicomiso que emite certificados a través de una

oferta pública dirigida a inversionistas institucionales y calificados) y un segundo instrumento que es un fondo de coinversión en el que participan inversionistas distintos a las AFORES. Los CKD son títulos fiduciarios en el Crédito Bursátil Fiduciario, dedicados a la financiación de uno o varios proyectos o empresas promovidas, cuyo rendimiento se vincula a los activos subyacentes fideicomitidos sobre los productos del ejercicio y enajenación de los proyectos o empresas promovidas; estos instrumentos deberán ser listados en la BMV o BIVA, tienen un plazo determinado, y se adecuan bien a proyectos con flujos variables o inciertos.

De acuerdo a *Proyectos México*, se encuentran 20 proyectos relacionados a infraestructura de Energía que han sido financiados usando los vehículos anteriormente señalados), con una inversión de poco más de \$168,624 millones de pesos o \$8,791 millones de dólares al tipo de cambio de 2022, de los cuáles 80% fueron financiados por medio de CKD, un 15% por FIBRA E, y 5% por CERPI.



Para recapitular lo anteriormente mencionado, analicemos el proyecto 0707 CENACE: Tercera Subasta de Largo Plazo Calpulalpan, de tipo Greenfield para un parque fotovoltaico de 217 MW bajo una inversión estimada de \$3,368 millones de pesos, o \$165 millones de dólares.

A través de una Subasta de Largo Plazo se adjudicó en 2017 el proyecto al consorcio *Engie Solar* mediante una Asociación Público-Privada con CFE, para el diseño, construcción, equipamiento, instalación y mantenimiento de la central fotovoltaica por un plazo de contrato de 15 años para la producción de hasta 486,313 MWh por año, con otro contrato de 20 años para los Certificados de Energía Limpia (CEL) por 524,997 CEL

por año⁴², con un precio de oferta de \$198,754,285 pesos mexicanos por cada uno. Durante esta subasta, el precio por megawatts (MW) en dólares fue de \$22.74 MW/USD, logrando uno de los precios más bajos del mercado, aún cinco años después.

Este proyecto fue de tipo privado mediante un contrato de asignación en una Subasta Pública de CFE; la fuente de financiamiento fue en su totalidad privado (\$165,915,270 de dólares). Su fecha de duración no ha sido diferente a lo habitual en los proyectos de centrales fotovoltaicas, entre 3 a 7 años, pues desde el anuncio de la convocatoria el 08 de mayo de 2017, la firma del contrato el 13 de abril de 2018 y el inicio de la construcción el 28 de febrero de 2019, recién terminó su construcción en agosto de 2022.

Su desarrollo no estuvo exento de riesgos. Uno de los Riesgos presentados fue de tipo socio-ambiental pues la construcción fue llevada a cabo en un terreno de propiedad del ejido de San Antonio Calpulalpan, Tlaxcala, y del ejido Emiliano Zapata en el estado de Hidalgo, cuyos propietarios han emitido múltiples reclamos en los cuales se incluyen daños al medio ambiente, enajenación de terrenos y actitudes hostiles por parte de la empresa, aunque el Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) señala que el terreno cumple con las condiciones necesarias para un proyecto de energía solar, son tierras planas, de poca producción, y con alta irradiación solar. Otro fue un riesgo político, pues en 2022 fueron introducidas nuevas propuestas de regulación en materia energética -cómo la propuesta de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica-, que por ejemplo, impedirían su operación a Engie Solar, la cuál pasaría a cargo de CFE.

Cómo hemos visto, desarrollar infraestructura de generación eléctrica limpia es un procedimiento que involucra diversas regulaciones, varios agentes, posibilidades de financiación, y todo una organización detrás del mismo, y por supuesto gran cantidad de riesgos que pueden manifestarse aún concluido el proyecto, como el caso de la central de Calpulalpan. Una de las mayores funciones -o mejor dicho obligaciones- que puede desempeñar el Gobierno de México y sus instituciones, además de la ejecución de una estrategia de Transición Energética ordenada y completa, es otorgar un marco regulatorio estable y certeza del mercado financiero y de crédito, además de el apoyo en la mitigación de la mayor cantidad de riesgos que presenta la financiación y ejecución de estos proyectos.

2.3 Plan de transición energética actual del Gobierno de México.

La Ley de Transición Energética (LTE), expedida en 2015, faculta a la Secretaría de Energía (SE) para promover la construcción de obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional. En su

⁴² Recordemos, los Certificados de Energía Limpia son instrumentos financieros que se pueden vender por el generador eléctrico de energía limpia para garantizar la producción de cierta cantidad de energía limpia.

artículo 29 (fracciones II y V), señala que la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, está en su obligación crear un análisis exhaustivo de la evolución tecnológica de México, involucrando la generación eléctrica, reducción de costos, tecnologías de transmisión, y otros elementos de relevancia.

El Estado mexicano ha respaldado esfuerzos internacionales encaminados a evitar una catástrofe climática desde el protocolo de Kyoto a principios de siglo. La Declaración Universal de los Derechos Humanos, en su artículo 25, enfatiza el derecho de toda persona a un nivel de vida que le asegure salud y bienestar, en especial su alimentación, el vestido, la vivienda, y los servicios médicos y sociales; esto se relaciona directamente con el objetivo del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) de 2021-2035, el cual es operar al Sistema Eléctrico Nacional con eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, garantizando el acceso de la población a la energía eléctrica, indispensable para el desarrollo humano ⁴³. Se han incorporado al PRODESEN las obligaciones y los compromisos establecidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de París y la Agenda 2030, ratificados todos por el gobierno de México.

La Ley de Transición energética, expedida durante el sexenio de Enrique Peña Nieto como elemento de la Reforma Energética aprobada por el congreso durante el mismo año, establece el objetivo de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica, reducir emisiones contaminantes, y el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal de las energías limpias. Dicha Ley, estableció un objetivo mínimo a cumplir en 2024 de 35 por ciento de participación de energías limpias en la generación eléctrica (objetivo que de acuerdo al PRODESEN 2021-2035 no se cumplirá hasta un año después, 2025). Entre otros objetivos establecidos están alcanzar 39.9 por ciento de la matriz energética primaria por energías limpias en 2039 -actualmente es de 11.31 por ciento-, y la mitad de la matriz energética primaria en 2050.

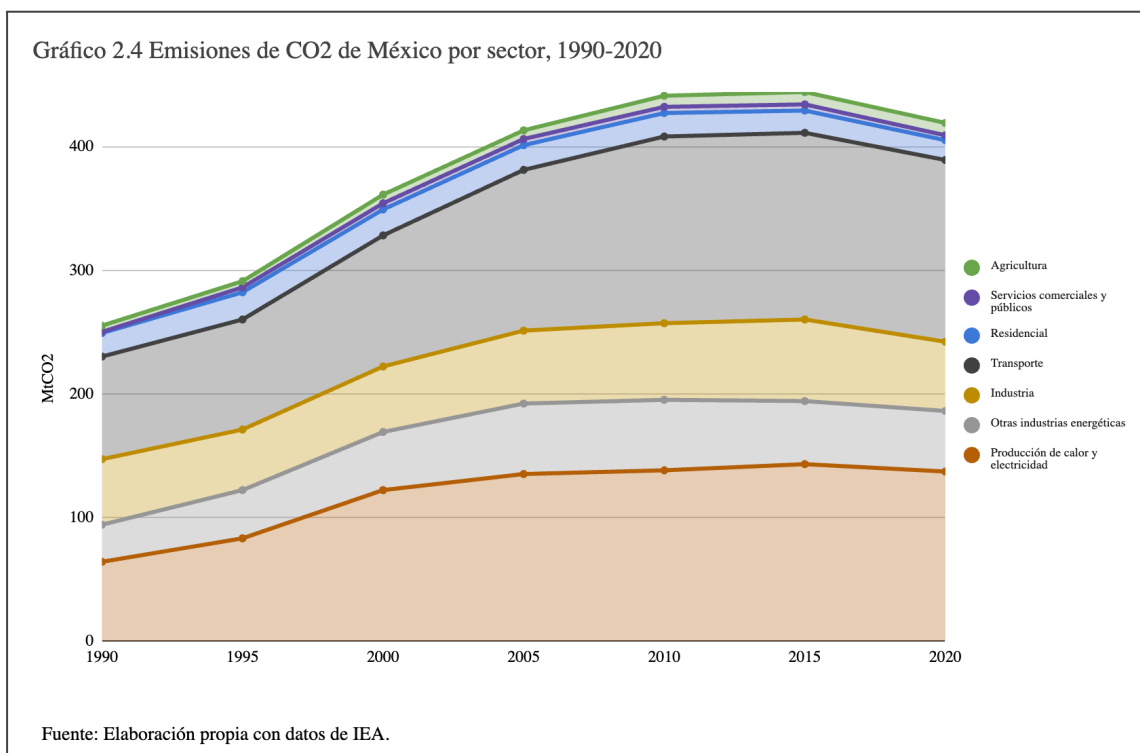
Se proyecta en el PRODESEN 2022-2035 que la capacidad instalada de energía eléctrica aumente de los 89,479 MW actuales hacia 140,000 MW para 2035. En meta de cumplir con los objetivos mencionados anteriormente, se establece una estrategia que tiene como base mantener la capacidad instalada por tecnología de combustibles fósiles, terminar los proyectos en construcción y planeación, pero no llevar a cabo nuevos; de tal forma que a partir de esta década la capacidad añadida instalada para satisfacer la demanda eléctrica en el futuro se debería cubrir con capacidad de energías limpias, principalmente renovables.

Si en la actualidad el porcentaje del total de estas tecnologías es el 27.19% de la generación total, el objetivo es que en 2035 sea de 57% de participación de la

⁴³ PRODESEN 2021-2035.

generación eléctrica total. En este periodo de tiempo, el consumo de gas natural será primordial con una incorporación gradual de las Energías Limpias, garantizando la confiabilidad (soporte de generación base) y viabilidad económica. En el escenario se contempla la futura incorporación de tecnologías emergentes entre las cuáles destaca el cambio de gas natural por hidrógeno verde, nuevos sistemas de almacenamiento de energía, energía mareomotriz, energía térmica solar, geotermia, entre otras. Estas tecnologías jugarán un rol importante a medida que reduzcan sus costos de capital, operación y mantenimiento, en el siguiente lustro y durante las próximas décadas.

México es el país de América Latina que más emisiones de CO₂ emite al año, sólo superado en la región por Brasil, principalmente debido a que es la segunda economía más grande de la región; entre ambos, emiten 1.39 por ciento de las emisiones totales. En 2020 el Transporte fue la actividad que mayor aportación en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) tuvo, produce 147 millones de toneladas de CO₂ (MtCO₂) por año, seguida del sector de Generación de calor y electricidad ⁴⁴ el cuál emite 137 MtCO₂, la Industria con 56 MtCO₂, Industrias de energía con 105 MtCO₂, el sector Residencial con 16 MtCO₂ y Agricultura con 10 MtCO₂; el sector que menos emisiones representa son los servicios comerciales con 4 MtCO₂. Los principales estados contaminantes son Tijuana, Monterrey, Guadalajara, Veracruz, y sobre todo la Ciudad de México.



⁴⁴ De acuerdo a datos de IEA.

La buena noticia, es que 68 por ciento de las emisiones de CO2 de nuestro país son sectores en los cuáles las innovaciones de descarbonización progresan a un ritmo acelerado, entre los que se incluyen la producción de calor y electricidad, el transporte, el residencial, servicios comerciales y públicos, y algunos sectores industriales. Ya sea con movilidad eléctrica de automovilidad ligera y mediana, la investigación del uso de hidrógeno verde para transporte pesado, energías limpias para producir electricidad y generar calor, abre un amplio escenario de posibilidades en el cuál la electrificación del transporte, generación eléctrica y de calor, y algunas industrias, pueda completarse hacia 2045, eliminando entre 68 y 86 por ciento de las emisiones de CO2 en México.

De acuerdo a las proyecciones de la Secretaría de Energía, las emisiones de CO2 crecerán de 86 millones de toneladas hacia 101 millones de toneladas (71% y 58% respectivamente), mientras que las evitadas serán 72 millones en 2035. Esperan que las tecnologías más beneficiadas sean la energía fotovoltaica y eólica.

Tabla 2.2 Capacidad instalada por tipo de energía 2035, de acuerdo a PRODESEN 2022-2035.

Tipo	Combustibles Fósiles	Limpia
Fotovoltaica	-	35,130
Eoloeléctrica	-	19,228
Hidroeléctrica	-	13,356
GD-FV	-	9,447
Nucleoeléctrica	-	6,292
Cogeneración eficiente	-	2,969
Geotérmica	-	976
CC Hidrógeno	-	734
Ciclo combinado	45,077	-
Térmica convencional	9,447	-
Turbogás	6,531	-
Carboeléctrica	5,463	-
Combustión interna	1,824	-

Fuente: Elaboración propia con datos de PRODESEN 2022-2035.

2.3.1 El papel de México en la COP 27 y el Plan Sonora

En la reunión más reciente del Panel Gubernamental del Cambio Climático, la COP 27, fueron presentados los compromisos actualizados que pretende asumir el Gobierno de México a través de la Secretaría del Medio ambiente en su contribución de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C para mediados de siglo. La meta de reducción de emisiones incrementa de 22 por ciento a 35 por ciento para 2030, implementando estrategias en la protección de recursos naturales, el transporte con bajas emisiones, y la generación de energías bajas en carbono, con una inversión total de \$48 mil millones de dólares. Para cumplir la reducción de hasta 52 millones de toneladas de dióxido de carbono se contemplan las siguientes estrategias:

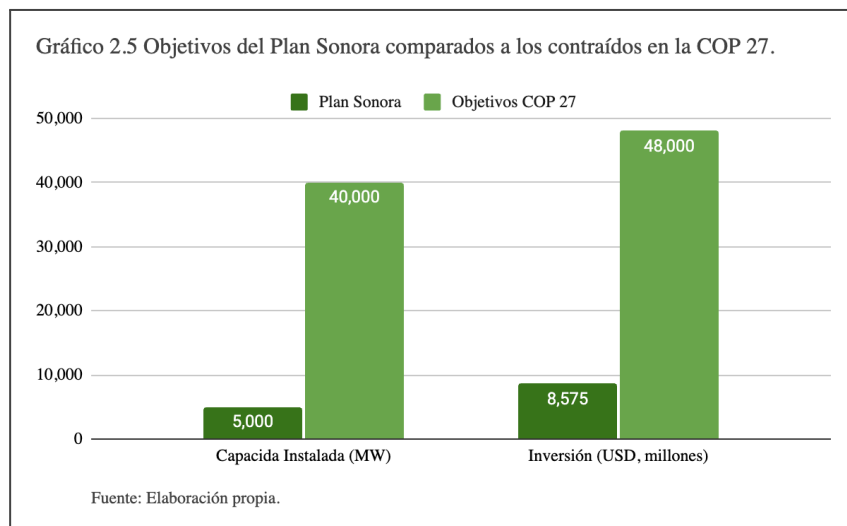
- Protección de recursos naturales con el aumento de *Áreas Naturales Protegidas* y con el *Programa Sembrando Vida*. Este último, pretende mitigar 4 millones de toneladas de Dióxido de Carbono (MtCO₂) mediante la reforestación de ecosistemas mexicanos con mil 188 millones de árboles en su meta final. No obstante, es necesario implementar sistemas de monitoreo y geo-referencia para garantizar que la tasa de supervivencia de los árboles plantados sea lo más alta posible. El presupuesto para dicho programa se espera que sea mil 856 millones de dólares tan solo en 2023.
- Propuesta de Transporte Bajo en Carbono, basada en el Pacto de Glasgow para la electromovilidad, el cuál pretende evitar 30 MtCO₂ hacia 2030, con una meta de participación del mercado de venta de vehículos eléctricos de al menos el 50 por ciento. Para ello es necesario políticas públicas que incrementen la competitividad de éstos vehículos, pues será difícil lograr incrementar en 7 años de 21,426 vehículos bajos en emisiones vendidos en el primer semestre de 2022 (de acuerdo a datos Asociación Mexicana de Industria Automotriz, los vehículos eléctricos vendidos fueron solamente 1,703 unidades) de 27 a los 600 mil vehículos que serían necesarios.
- En cuanto a Generación Eléctrica por fuentes limpias, se espera desarrollar 40 gigawatts de energía renovable en los próximos 8 años, lo que implica incorporar más de 35 GW netos a la actual matriz energética. Este plan lograría reducir 52 Mt CO₂ al año, aunque aún es necesario conocer más detalles, pues con la tasa de crecimiento actual de éste gobierno en energías limpias, sería imposible lograr consolidar el objetivo.

a) Plan Sonora, ¿Transición Energética en la Cuarta Transformación?

Fue anunciado en la COP 27 por parte del presidente del Consejo de Desarrollo Sostenible de Sonora, Francisco Acuña Méndez, junto al Secretario de Relaciones Exteriores Marcelo Ebrad Casaubón, y del enviado especial de Estados Unidos para el clima, John Kerry; un Plan de Desarrollo en el Estado de Sonora que pretende acelerar la Transición Energética en México, plantando los cimientos de una futura industria, de explotación de litio cómo de electromovilidad, y generación eléctrica renovable.

El primer eje rector de este plan se enfoca en el sector económico primario del estado, en especial, de la producción de energía basada en combustibles fósiles y electricidad. Entre sus elementos se encuentra la explotación minera de litio regida por LitiMX una expansión en la licuefacción de gas, la modernización del Puerto de Guaymas, y una inversión de \$1,640 millones de dólares en una nueva planta de generación solar en

Puerto Peñasco de varias etapas, propiedad de CFE y realizadas con inversión del Gobierno de México, de una potencia final de 1 GW con una generación anual de 1,041.71 GWh hacia 2027 -se ha discutido la posibilidad de desarrollar cinco plantas, siendo un total de 5 GW-, misma que deberá ser replicada en varios puntos del Estado a lo largo de la década. Al sol de hoy, es la planta solar en planeación más grande de América Latina; incluso se incluye la construcción de una línea de transmisión de 523 kilómetros de 115 kilovatios que conecte al Estado de Sonora con el Sistema Aislado de Mulegé, lo cuál permite reducir la dependencia energética de la Península de California con Estados Unidos (a través de las conexiones fronterizas con el Estado de California). En total, se esperan instalar 40 GW brutos y aproximadamente 35 GW netos de energía eólica y solar en los próximos 8 años; lo cuál implica expandir la matriz de generación eléctrica mexicana un 39.12 por ciento de la capacidad instalada actual. Como comparación, el sector privado actualmente tiene alrededor de 27 GW instalados, y la misma CFE aproximadamente 45 GW en total.



El segundo eje rector de este plan, es aprovechar la extracción de litio, propiedad de la nación, para la maquila de baterías y vehículos eléctricos, convirtiendo así a Sonora en un Hub nacional de la electromovilidad por su ubicación geográfica privilegiada y recursos naturales. Dentro del Plan Sonora sólo podrán operar empresas mexicanas, estadounidenses y canadienses, siendo las que se dediquen a la extracción de litio de propiedad mayoritaria del Estado mexicano. También, el plan incluye una meta de participación de vehículos eléctricos en el mercado de automóviles en México de al menos el 50 por ciento en 2030.

Por supuesto, éste plan tiene grandes implicaciones para la entrada de México a ésta nueva revolución industrial que año tras año, y el futuro industrial del país. No obstante, aunque se ejecutarán en completitud las ambiciones plasmadas del Plan Sonora, sería necesario incrementar hasta 8 veces más lo previsto en el plan para lograr cumplir la meta de 8 GW que declaró México en la COP 27. De los \$34,721 millones de pesos estipulados en el PEF 2022 que recibió CFE en 2022 para la construcción de infraestructura eléctrica, 45 por ciento irá destinado a el mantenimiento de centrales eléctricas (muy necesaria para la modernización del Sistema Eléctrico Nacional), lo cuál deja disponibles \$19,055.3 millones de pesos para la construcción de infraestructura de centrales eléctricas nuevas; si éste presupuesto asignado a la construcción de nuevas centrales se mantiene constante en los próximos años, serán \$171,497.7 millones de pesos, o en otras palabras, 17.86 por ciento de lo necesario para poder ejecutar exitosamente los objetivos climáticos en infraestructura de generación eléctrica hacia 2030.

De acuerdo a Proyectos México entre 2015 y 2017 se lograron captar hasta \$7,200 millones de dólares en las Subastas de Largo Plazo para la inversión en plantas solares, eólicas y geotérmicas mediante Asociaciones Público-Privadas, y a la fecha se ha instalado ya 81 por ciento de lo que se adjudicó; por lo tanto, será necesario acelerar el ritmo y volver a atraer a la iniciativa privada con instrumentos exitosos cómo el cuál fueron las Subastas a Largo Plazo-. No sólo será necesario una mayor inversión estatal, sino la creación y restauración de sinergías que permitan un flujo de inversiones extranjeras y nacionales, cómo lo fue en años anteriores. En el tiempo restante del gobierno actual, y sobre todo antes de 2025, se tendrán que anunciar más proyectos de centrales renovables, dar cabida de nuevo a la inversión privada, cómo se había hecho entre 2015 y 2018, y sacar el total provecho al Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (TMEC).

Imagen 2.9 Plan Sonora: 2022-2030

Primer eje: Generación Eléctrica	Segundo eje: Hub industrial eléctrico
<ul style="list-style-type: none"> -40 GW brutos de energía solar y eólica onshore en 2030. -Línea de transmisión Sonora-Sistema Mulege. -Inversiones tanto de CFE como privadas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Modernización Puerto Peñasco Proyecto de mina de Litio Sonora I y Sonora II. -Fabricación de baterías y Maquila de vehiculos eléctricos.

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 3. Análisis de tecnologías de generación eléctrica idóneas para nuestra Transición.

3.1 Energías limpias seleccionadas para la estrategia de Transición Energética

Las fuentes de energía limpia son aquellas que de acuerdo al Departamento de Energía de Estados Unidos, en su proceso de producción eléctrica no liberen de forma discrecional gases de efecto invernadero (GEI) o cualquier otro contaminante”.⁴⁵ Las tecnologías que cumplen con estos criterios, se pueden clasificar en dos clases: renovables y no renovables.

Entre las energías limpias tenemos dos tipos, las energías limpias renovables -esto es, que su disponibilidad se restablece naturalmente en el tiempo- entre las cuales están la energía eólica, solar, geotérmica, biomasa, hidráulica, y oceánica. Se pueden aprovechar con diferentes tecnologías, por ejemplo, la hidráulica mediante presas o la energía solar con paneles fotovoltaicos o por concentración solar; abundaremos sobre estas tecnologías más adelante. Por otra parte, las energías limpias no renovables, son las que no se restablecen naturalmente en el tiempo pero que durante su proceso de generación de energía emiten baja o nula cantidad de GEI. Entre algunos ejemplos de tecnologías de energía limpia son el hidrógeno de origen verde, la energía nuclear (tanto fisión nuclear, como la aún no existente, fusión nuclear), y las tecnologías de combustible fósil que cumplan con ciertos criterios de sustentabilidad, como la cogeneración eficiente o la captura de carbono. Una vez aclarado este punto, debemos evaluar cuales son más viables para la economía, geografía y medio ambiente de nuestro país. Del caso de la energía nuclear, se reconoce que los residuos que produce, aunque en poca cantidad, son altamente peligrosos, por los que se requiere su óptimo tratamiento, transporte y almacenamiento.

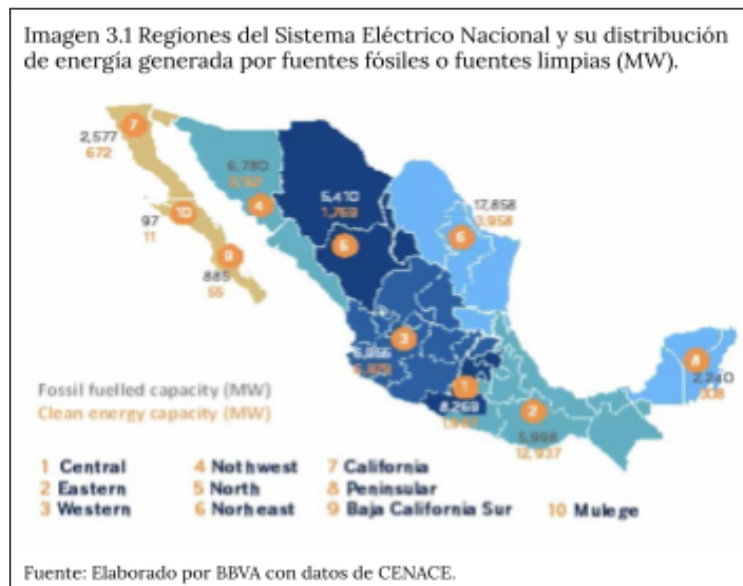
Actualmente, en México la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) gestionado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se satisface con una capacidad instalada de 94,868 MW (CFE, 2022). Como explicamos en el capítulo pasado, la demanda es atendida mediante el SEN el cual se administra siete regiones primarias de control (Centro, Oeste, Este, Noreste, Norte, Noroeste y Peninsular) y un pequeño sistema aislado (Baja California, el cual se conecta con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste de Estados Unidos). Dentro de estas regiones, las fuentes de energía y sus reservas de capacidad son compartidas, lo que permite un intercambio. A

⁴⁵ EERE. (2023). Clean Energy 2030: A Path to Sustainable Energy for America. DOE.

continuación se muestra un mapa elaborado con datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que muestra esta división regional, y la proporción de energía generada en cada una por fuentes limpias o combustible fósil. Cada una tiene en diferentes cantidades recursos naturales que pueden ser empleados para la generación eléctrica limpia, dentro de una Transición Energética.

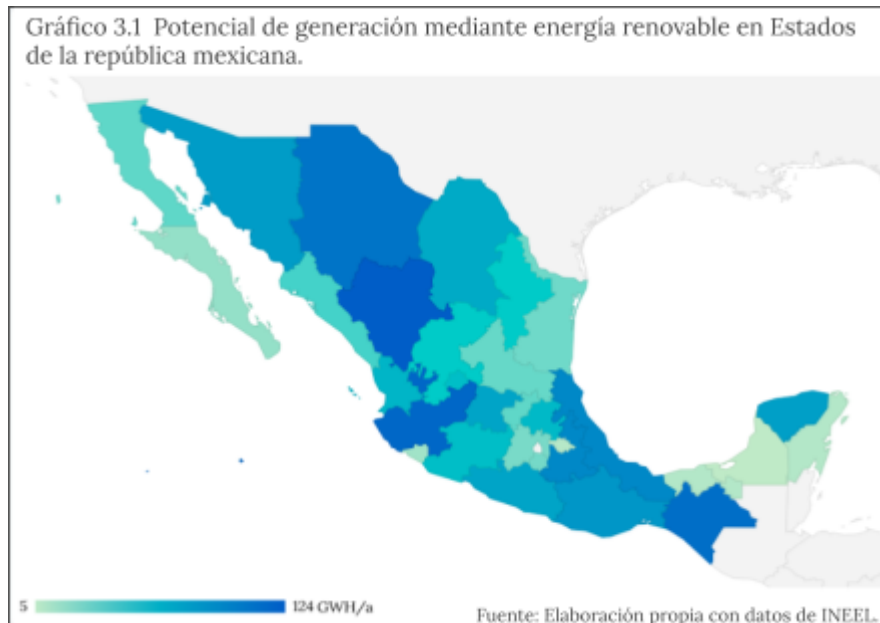
La región Este de México (contempla los Estados de Chiapas, Oaxaca, Veracruz, Guerrero, Tampico y Morelos), es la más desarrollada en materia de energía limpia debido a su gran capacidad instalada en energía eólica (en 2021, abarca 3,088 MW en la región, de 8,324 MW que es el total por generación eólica del país ⁴⁶), y gracias a la central nuclear Laguna Verde con una capacidad de 1640 MW (cuenta dos unidades generadoras de 820 MW cada una), entre otras fuentes renovables como la hidroeléctrica, con 8,209 MW. De tal forma, un análisis similar debe aplicarse al resto de regiones del SEN para entender el potencial que podrían tener en generación de energía limpia, para satisfacer la demanda futura.

La región Oeste del SEN coincide con una alto potencial geotérmico, y en menor medida, solar. El Noreste, Noroeste y Norte del país cuentan con una gran cantidad de radiación solar, óptima para ser aprovechadas tanto con tecnología fotovoltaica como solar térmica, así como la región de la península de Baja California, la cuál puede ser ideal para la tecnología nuclear, tanto una central nuclear de convencional o varios reactores modulares que pudieran ser un soporte estable para la península. En el caso del Noreste así como la región Peninsular, tienen un alto potencial eólico.



⁴⁶ De acuerdo a datos de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (2021).

La demanda eléctrica del futuro deberá ser proveída por las formas de obtener energía seleccionadas en éste capítulo, de forma progresiva entre 2022 y 2045, adecuada a las zonas geográficas en las cuáles se encuentra clasificado el SEN para poder aprovechar el máximo potencial energético limpio de México. México tiene unas condiciones ideales para la energía solar y eólica; abundaremos en esto más adelante.



De acuerdo al criterio de IEA, IRENA y SE⁴⁷, para definir a los recursos que se consideran cómo fuentes de generación de energía limpias, tenemos las siguientes tecnologías que en la actualidad, o en el futuro a corto, mediano y largo plazo, entran dentro de este criterio:

Corto plazo (actualidad-5 años):

- Solar (termosolar, fotovoltaica).
- Eólica (aerogenerador axial o vertical, onshore u offshore⁴⁸).
- Hidráulica (embalse, de pasada o desvío, rebombeo).
- Fósil con criterios de sustentabilidad

Mediano plazo (10 años-20 años)

- Fisión Nuclear
- Hidrógeno (celdas de combustible, combustión directa).
- Fósil con criterios de sustentabilidad (cogeneración eficiente)

⁴⁷ IEA = International Energy Agency, IRENA= , SE=Secretaría de Energía

⁴⁸ Se considera cómo energía eólica onshore, cómo aquella que se encuentra instalada sobre tierra; la energía eólica offshore, cómo aquella que está instalada sobre la superficie marítima mediante plataformas).

- Geotérmica (vapor seco, expansión súbita, ciclo binario).
- Biomasa (bioquímico, físicos, térmicos)

Largo Plazo (20 años-40 años)

- Fusión Nuclear
- Captura de carbono.
- Biocombustibles.
- Oceánica (undimotriz, mareomotriz, maremotérmica, gradiente salino).

Todas estos recursos de energía limpia son adecuados para una transición energética, y sin duda serán el futuro de la generación de electricidad a nivel global; tan solo entre 2022 y 2027, IEA pronostica que la capacidad instalada de energía renovable incrementa en 2,400 GW en el mundo, casi 25 veces la capacidad instalada total de México. No obstante, no todas las tecnologías son igualmente plausibles en un país. Por ejemplo, en Islandia la energía geotérmica e hidroeléctrica es idónea, debido a su alto gradiente geotérmico a lo largo de todo su territorio nacional, o la gran cantidad de recursos hidrológicos con los que cuenta, y por ende han construido su transición energética en torno a estos recursos; pero en este mismo país; por otra parte, la energía solar no resulta tan ideal, por ser un país localizado cercano al círculo polar ártico con una baja irradiación solar.

3.1 Análisis técnico de las tecnologías de energía limpia,

3.1.1) Energía Solar

No hay poder más grande que el de las estrellas. Nuestro sol irradia año tras año una cantidad de energía que mantiene vivo a éste planeta, y que puede determinar nuestro futuro en él. En el pasado hemos deteriorado nuestra atmósfera y océanos usando seres vivos que murieron millones de años atrás, pero podemos alimentar el futuro con la energía que da vida al planeta. Tan solo en un día se recibe una cantidad de energía que sería suficiente para cubrir la demanda energética mundial por más de 20 años (GENI, 2011); podemos hacerlo aprovechando el calor de la energía solar o con la radiación solar con el efecto fotoeléctrico; es una tecnología que se encuentra disponible al sol de hoy y que mejora década tras década su eficiencia. Inclusive a lo largo del presente apartado el lector podrá darse cuenta que en realidad es la energía del sol mueve a nuestro planeta, y todas las energías -a excepción de la energía fósil, mareomotriz, nuclear y fotovoltaica- utilizan un recurso que existe a por poder del sol.

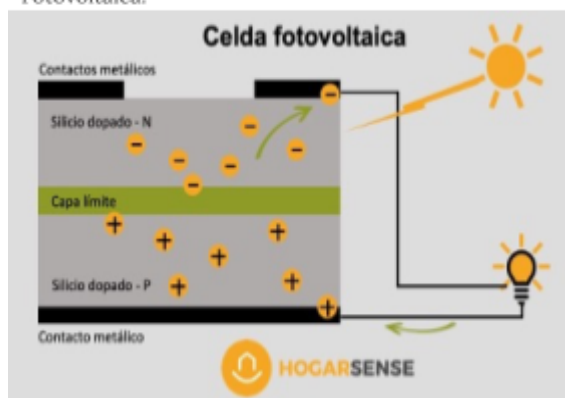
a) Energía solar fotovoltaica

Todo empieza por el *efecto fotoeléctrico*, descubierto por Heinrich Hertz en 1887 y explicado teóricamente en la obra *Heurística de la generación y conversión de la luz* por Albert Einstein en 1905, consiste en la emisión de electrones por un material expuesto a radiación electromagnética. El *efecto fotovoltaico* es el efecto fotoeléctrico manifestado entre dos placas, cada una con diferente carga, que transfieren electrones entre sí a través de un campo electromagnético; el dispositivo que utiliza este efecto es la celda fotovoltaica, cuyo funcionamiento básico es parecido a un sándwich. Cuando un fotón de la luz solar impacta el material, un electrón de la capa negativa es arrancado y atraído por el campo electromagnético a la capa positiva, creando una diferencia de potencial eléctrico que es aprovechado para producir electricidad. Veamos este funcionamiento a profundidad.

Una celda fotovoltaica de silicio -el material más usado para la fabricación de paneles solares- consiste en dos obleas de silicio (los átomos de silicio se encuentran entrelazados a través de cuatro electrones de valencia de forma estable). Una oblea de silicio superior tiene un dopaje tipo N, que consiste en ser inyectada con átomos de fósforo de cinco electrones, de tal forma que quede un electrón libre el cual es excitado por la radiación solar mediante el efecto fotoeléctrico. La otra oblea de silicio tiene un dopaje tipo p, en el cual se inyectan átomos de boro con tres electrones de valencia en el silicio de tal forma que queda un espacio para cada átomo extra de la primera oblea cargada; cuando ambas obleas se superponen, entre ambas se forma una *unión P-N*, en la cual los electrones negativos de la primera oblea migran a los espacios disponibles de la segunda, dejando una zona sin electrones libres ni espacios disponibles en los límites de ambas obleas, lo que se denomina *región de agotamiento*.

Debido al movimiento de electrones por la radiación electromagnética el límite de la oblea N se carga negativamente, y el límite de la oblea P se carga positivamente; este diferencial de cargas forma un campo eléctrico en la unión P-N que produce la fuerza motriz necesaria para empujar tanto a los electrones libres como a los agujeros fuera de la región de agotamiento hacia los extremos opuestos de los límites en las obleas. En estas regiones opuestas se da una concentración que produce una *diferencia de potencial*, la cuál se conecta mediante

Imagen 2. Funcionamiento de una Celda Fotovoltaica.



Fuente: HogarSense

una carga permite el flujo directo de electrones de la oblea superior N a la oblea inferior N, produciendo una corriente eléctrica directa.

Los paneles solares se componen de una capa formada de celdas fotovoltaicas interconectadas en serie y paralelo cubiertas de *láminas de eva* que protegen a las celdas fotovoltaicas de golpes, vibraciones, humedad o calor. Se transporta la corriente directa que producen a un inversor de potencia que transforma corriente directa a alterna, para poder ser conectados a la red eléctrica; este último paso sucede en todas las centrales de generación eléctrica. Las celdas de silicio monocristalinas tienen eficiencia de 14% a 24.7% mientras que el silicio multicristalino del 12% al 20.3%. Cuando los paneles solares se instalan en techos residenciales o comerciales, se denomina generación distribuida (DG); actualmente existen 2,015 MW instalados de DG.

b) Energía solar térmica

La radiación infrarroja del sol mediante el efecto fotoeléctrico excita los electrones del material, los cuáles escapan en forma de calor. Existen dos formas en que podemos aprovechar la energía térmica del sol, mediante una instalación pasiva (sin piezas móviles, ideal para calefacción de espacios) o con instalaciones activas, las cuales cambian su posición para optimizar la captación a medida que el sol se desplaza; a su vez, las instalaciones activas pueden funcionar por concentración o sin ella.

Las instalaciones activas se clasifican en función de la temperatura con la cuál operan. El primer rango es de baja temperatura el cual funciona hasta 90°C, insuficiente para producir electricidad, pero para satisfacer usos humanos como calefacción, mediante colectores planos no concentradores. Para un rango de temperaturas mayor es necesario usar concentración solar, la cuál se clasifica en dispositivos lineales de seguimiento por un eje (cilindros parabólicos o reflectores Fresnel lineales, temperaturas por encima de 400°C), o dispositivos de punto de foco (antenas parabólicas y torres solares) de seguimiento por dos ejes (ProMéxico, 2017).

Para la generación de electricidad los dispositivos térmicos más usados han sido sistemas de concentración solar (CSP, por sus siglas en inglés). Actualmente la tecnología más madura en éste sentido son los colectores parabólicos de un eje (PCT, por sus siglas en inglés), como cilindros parabólicos o reflectores Fresnel lineales, que pueden alcanzar una temperatura por encima de 400°C con aplicaciones de generación eléctrica y algunas industriales. No obstante, la tecnología de concentración solar con mayores eficiencias y menores costos son los dispositivos de punto de foco, en especial las torres solares que pueden lograr temperaturas de hasta 565°C con aplicaciones industriales, como la producción de hidrógeno verde. El mayor

inconveniente con esta tecnología es el elevado costo de capital, que aunque ha descendido a lo largo de la última década, aún no es competitivo con el resto de energías limpias.

3.1.2) Energía Eólica

Las corrientes del aire son un recurso altamente útil si podemos aprovecharlo con eficiencia. El sol es la principal fuente de energía que impulsa el viento. Cuando se calienta la superficie de la Tierra, hace que el aire ascienda y se enfríe, creando zonas de baja presión. Cuando el aire caliente sube, crea zonas de alta presión, y el aire empieza a fluir desde las zonas de alta presión hacia las de baja presión. Este movimiento de aire crea viento, que puede aprovecharse para generar electricidad.

Cuando el sol calienta la superficie terrestre de forma desigual, hace que el aire se eleve en algunas zonas y se hunda en otras. Esto crea una fuerza de gradiente de presión que impulsa el viento. La energía solar también provoca diferencias de temperatura entre la tierra y el mar, lo que también contribuye a la creación del viento. El sol también calienta la atmósfera y provoca su expansión, lo que da lugar a la formación de sistemas de alta presión. Al enfriarse, la atmósfera se contrae y forma sistemas de baja presión. El viento fluye de las zonas de alta presión a las de baja presión, creando patrones de viento que pueden aprovecharse para generar electricidad.

Hay varias fuentes de energía renovable que utilizan el viento para generar electricidad; entre ellas se encuentran:

- Aerogeneradores: Son grandes estructuras con aspas que giran cuando sopla el viento, generando electricidad a través de un generador.
- Parques eólicos: Son conjuntos de aerogeneradores que se construyen en zonas con vientos constantes, como colinas o mar adentro.
- Aerogeneradores de pequeña potencia: Son versiones más pequeñas de los aerogeneradores que pueden utilizarse para aplicaciones residenciales o comerciales.
- Cometas y velas: Son dispositivos que se hacen volar con el viento y se utilizan para generar electricidad tirando de un generador o turbina.

Existen dos formas para aprovechar las corrientes aéreas para generar movimiento en una turbina, se pueden clasificar en función de la posición de las aspas respecto a la turbina (en dirección del viento, Up-wind si se encuentra en frente a la turbina, o

Down-wind si se encuentra por detrás de la turbina), y si el eje de rotación es paralelo o perpendicular al suelo. También, si la instalación se realiza sobre tierra o dentro de un cuerpo de agua grande, como lagos o el océano. Hay muchos diseños que usan un eje horizontal o vertical, aunque el tipo de aerogenerador más utilizado tanto en la energía onshore como offshore es la *turbina de eje horizontal* (HAWT, por sus siglas en inglés), donde el eje de rotación es paralelo al suelo. Los componentes de una turbina eólica son la base, la torre, la góndola (la cual contiene el rotor, multiplicador de rotación, el generador eléctrico, y el transformador), el buje y sus aspas. ¿Cómo funciona?

El anemómetro es un instrumento que sirve para medir la velocidad del viento adecuada para producir electricidad -entre 3 m/s y 25 m/s-, en la dirección de la corriente la turbina se situará en su dirección mediante sistemas de giro y se desbloquean los frenos del rotor para comenzar el giro del mismo (Cobreiro, 2014). La corriente de aire provoca movimiento rotacional en el rotor a través del efecto bernoulli, convirtiendo la energía cinética de la misma en energía mecánica.

El otro tipo de energía eólica es aquella que se construye sobre un lecho marino, o de un lago grande. Entre las principales ventajas de la energía eólica offshore se encuentran el no tener limitaciones de terreno disponible para poder desplegar grandes proyectos, velocidades de viento más rápidas, menores turbulencias, proximidad a ciudades o subestaciones. No obstante, también presenta varios desafíos, pero los más importantes involucran el alto costo de capital debido a la especial instalación y servicio de estructuras involucradas, unas condiciones de trabajo más complicadas, mayor tiempo de respuesta de mantenimiento, una instalación más complicada -por ende, costosa- y prevención de corrosión. Sus elementos básicos además del aerogenerador consisten en la cimentación (fija o flotante) que estabiliza la torre respecto al lecho marino, la subestación eléctrica offshore que recibe la corriente directa producida por los aerogeneradores para transmitirlos a la subestación onshore, la cuál transmite dicha electricidad a las líneas de transmisión de la red eléctrica.

Cómo veremos más adelante, México cuenta con un enorme potencial de generación eólica offshore en toda la costa norte del Golfo de México y el Istmo de Tehuantepec, suficiente para satisfacer la demanda eléctrica. En la última década, el costo de capital de este tipo de instalaciones eólicas ha descendido en países que han desarrollado encadenamientos productivos alrededor de esta tecnología, como Dinamarca o Gran Bretaña. De acuerdo a NREL el potencial de generación eólica Onshore de México es de 3,669 GW.

3.1.3) Energía Hidráulica

El ciclo del agua impulsado por la acción del calor solar sobre los recursos hídricos del planeta se repone a lo largo del tiempo una fuerza que podemos aprovechar para producir electricidad; el agua por medio del proceso de evaporación regresará a sus sitios de origen, lo cual la hace virtualmente inagotable. Se aprovecha la *energía hidráulica* que tiene el movimiento de un cuerpo de agua como ríos, de la marea, las olas y la sal, para ser transformada de fuerza cinética a mecánica. De ellos los producidos por el ciclo del agua son las corrientes en ríos, en presas y lagos. Las mareas y olas son producidas por el tirón gravitacional de la Tierra con la Luna el cual produce el movimiento por mareas. Y energía hidráulica de sal, aún en investigación, se basa en la diferencia de concentración salina de agua de mar y agua dulce para producir una corriente de agua -del agua dulce a la salada- para producir electricidad.

Desde hace un par de siglos atrás -incluso desde la civilización helenística en la actual Grecia- se ha usado la fuerza mecánica del agua en molinos para triturar granos, pero a partir del siglo XIX se ha utilizado para producir electricidad por medio de un generador, la energía hidroeléctrica. Pueden ser centrales de pequeños tamaños menores a 1 MW, de tamaño medio en torno a 1 MW-250 MW, grandes centrales mayores a 250 MW, y las mayores del mundo superan los 1,000 MW, cómo es la central Hoover Dam en Estados Unidos de 2,000 MW o la mayor del mundo, la Presa Tres Gargantas en China de 20,000 MW. ¿Cómo funcionan éstas centrales?

El concepto básico de una central hidroeléctrica es que tenemos la entrada de un flujo de agua a una altura determinada, y una salida del flujo a una presión y velocidad determinadas. La cantidad de agua que entra a éste espacio se multiplica por la diferencia de presiones, la diferencia de altura, y por la diferencia de velocidades entre entrada y salida. Dicha cantidad de energía es la fuerza que se puede extraer al volumen de agua que entra.

El flujo de agua en su salida pasa a través de una turbina que aprovecha la velocidad o presión para provocar un movimiento de rotación que produce electricidad en un generador, cambiando la presión del agua al momento del flujo (turbinas de impulso) o las que sí provocan un cambio en la presión del flujo (turbinas reactivas). Las turbinas más usadas en el mundo son las Turbinas Pelton -empleadas en pequeñas centrales hidroeléctricas-; Turbinas Francis -ideales para presas de altura entre 40 a 600 metros, cómo Tres Gargantas en China, son las más usadas a nivel mundial- con una eficiencia del 90%; y las Turbinas Kaplan, que no cambian el flujo y de alturas de 1.5 a 20 metros (parecidas a la hélice de un barco), ideales para producir electricidad en barreras de contención. Una gran ventaja de las turbinas Francis es que pueden usarse para producir electricidad o para almacenar energía, funcionando como bombas en

sistemas de almacenamiento eléctrico en presas.

Entre los conflictos de ésta tecnología se encuentran el impacto ambiental por la pérdida de terrenos debido a la acumulación de agua, la recolocación de poblados en los lechos de los ríos inundados, y los daños a la fauna del cuerpo del agua. Por ejemplo, el accidente de 2018 en la Presa de Saddle Dam D localizada en Laos produjo la desaparición de 131 pueblos, la afectación de 10,000 personas y la muerte de decenas de seres humanos, además de heridos.

Contamos con medidas de mitigación de riesgos, cómo canales secundarios dónde los peces puedan nadar río arriba o protocolos de evacuación de poblados susceptibles a una inundación en temporada de lluvias. Ninguna tecnología está exenta de riesgos, la probabilidad de que existan nunca es cero pero lo importante es contar con protocolos para mitigarlos. Año tras año, se liberan de forma con discrecionalidad gases de efecto invernadero por la quema de combustibles fósiles que afecta la vida de millones de seres humanos, de la biodiversidad del planeta, y la salud de nuestros ecosistemas, sin protocolos de mitigación de estos impactos.

El país con mayor cantidad de centrales hidroeléctricas es Noruega, con 1,166 plantas, 27 MWh per cápita y una participación del 99% de su abastecimiento eléctrico. La mayor presa del mundo es Tres Gargantas, una altura de 80 metros que producen a través de 32 turbinas tipo Francis con un costo de capital de \$22,000 millones de dólares. Durante su operación ha tenido un daño ambiental por destrucción de flora, fauna, erosión y sedimento, la producción de deslizamientos y el desplazamiento de pueblos río abajo. Entre sus beneficios, es un costo de producción de electricidad bajo con una baja emisión de gases de efecto invernadero.

a) Energía mareomotriz

La energía mareomotriz se basa en la conversión de la energía cinética de las olas del mar en energía eléctrica. La energía cinética de las olas se origina principalmente a través de la acción térmica del sol en la superficie del océano, causando una expansión térmica del agua y generando vientos que impulsan las olas. Estos vientos son causados por la diferencia de temperatura entre zonas del océano, que a su vez es causada por la acción del sol en la superficie del agua.

Para convertir esta energía cinética en eléctrica, se utilizan dispositivos llamados generadores mareomotrices. Puede ser por medio de barreras fijas que controlan el flujo de agua de un cuerpo de agua a otro (por ejemplo, pensemos en las barreras de contención que existen a lo largo de Países Bajos) y por turbinas, tal como aerogeneradores, que funcionan de la misma forma impulsadas por las corrientes del agua. Finalmente, otra tecnología es la energía undimotriz, que utiliza el movimiento de las olas para transferir su energía cinética a electricidad, por ejemplo, las Waveroller. Se

clasifican en flotadoras, rotación, traslación lineal, colectores de olas y dispositivos oscilantes. No obstante, el mayor desafío técnico que enfrentan es el desgaste por la corrosión del agua salina. Finalmente, un campo experimental de la energía mareomotriz es la energía azul u energía domótica, la cual usa la diferencia de salinidad agua dulce y salada para provocar un flujo de agua de la primera a la segunda, que produzca electricidad. El mayor problema que enfrenta la energía mareomotriz es la corrosión del agua salina, lo cuál reduce el tiempo de vida de las instalaciones.

3.1.4) Energía por Biomasa y Biocombustibles

Los residuos materiales orgánicos producidos por la alimentación de los seres humanos, cómo residuos de procesos industriales o residuos de funciones biológicas humanas, como los desechos, pueden ser empleados para producir energía eléctrica o alternativas neutras en carbono para la gasolina o turbosina. ¿Cómo funciona la biomasa y los biocombustibles?

El uso histórico de la biomasa se remonta al fuego usado para crear fogatas en tiempos prehistóricos; en la primera gran revolución de la raza humana, la cocción de alimentos a comienzos del antropoceno impulsó la evolución cognitiva de nuestros cerebros. El carbón impulsó nuestra Revolución industrial a costa de un alto precio ambiental. Pero hoy en día retoma relevancia por su potencial *neutralidad en carbono* -cada gramo de carbono liberado se recupera por las plantas que lo convierten en material orgánico-; puede ser sustentable la biomasa si el origen no se encuentra en la deforestación de ecosistemas, tiene ciclos de carbono cortos como en el caso de plantas de caña de azúcar o alga, sus emisiones de dióxido de carbono son neutrales, se encuentra en grandes cantidades y tiene un bajo costo sobre todo si se tratan de desechos orgánicos (cómo de la alimentación o agricultura).

Existen diferentes tipos de biomasa, cómo residuos orgánicos/basura (restos de madera, agricultura, orgánicos industriales, excrementos, aguas residuales), de agricultura (cosecha de alimentos como caña de azúcar, algas o granos), o cosechas de madera o pasto. Dichos tipos de biomasa se procesan por métodos bioquímicos entre los cuáles están la *digestión* (por reactores de excremento para producir gas metano por baterías), *fermentación bioquímica* (con levadura o bacteria consume los azúcares/maderas para producir alcoholes o gas, cómo etanol), y *extracción de aceites* para producir biocombustibles como biodiesel. La conversión bioquímica en general se utiliza para producir combustibles, y electricidad en el gasto de la *digestión* de biomasa.

Los métodos termoquímicos (combustión, gasificación o pirólisis) para tratar la biomasa son útiles para producir calor o electricidad. En la *combustión* se queman

residuos orgánicos compactados en *palets* -parecidos al corcho- dentro de una cámara de combustión; la *pirólisis* es un proceso endotérmico que destruye material por medio de calor para producir alquitrán o gas; la *gasificación* consiste en transformar la biomasa en combustible de gas.

En la actualidad, son más frecuentes las cosechas energéticas de biodiesel por medio de extracción de aceite (girasol, soya o maíz) y la fermentación para sintetizar combustible de etanol, etanol puro o mezclado con gasolina (aunque a precios que a día de hoy no son competitivos). Uno de los países que más apuestan por la biomasa en el mundo es Alemania (IEA, 2022). En 2021 produjo poco menos de 35,000 GWh por medio de biogases, 11,343 GWh por biocombustibles primarios (pellets), 5,707 GWh por residuos residenciales, 888 GWh de desechos industriales y 293 GWh por biocombustibles líquidos; en total poco más de 50,000 GWh, o aproximadamente una sexta parte de la producción eléctrica anual de México en 2021.

La mayor ventaja de la biomasa es su fácil adaptación como sustituto a los combustibles fósiles que empleamos actualmente. Para mover nuestros vehículos, para producir electricidad, no es necesario una sustitución tecnológica como lo sería con el hidrógeno o la movilidad eléctrica. Sin embargo, requiere mucho material vegetal para abastecerse lo cual puede tener consecuencias medioambientales, sus costos por litro todavía no son competitivos, y tiene costos de capital altos por MW producido.

3.1.5) Energía Geotérmica

Nuestro planeta genera calor en sus entrañas por la desintegración radiactiva de los isótopos en el manto y cortezas terrestre -y en menor medida por el calor captado durante la formación del planeta-. El calor subterráneo impulsa la tectónica de placas, y con ellas la mayor parte de procesos geológicos de la Tierra. Se estima que la cantidad de energía de los flujos de calor desde el centro es de 47 terawatts (TW), una cantidad pequeña comparada a la energía que recibe desde el Sol, la cual ronda en 173,000 TW⁴⁹. Aun así, es un recurso que puede ser muy útil en una matriz energética limpia y diversificada.

El concepto básico de la energía geotérmica es que a medida que incrementa la profundidad a la cuál descienes, incrementa la temperatura a la que puedes acceder (el gradiente geotérmico). Normalmente, los pozos comerciales varían su profundidad entre 200 metros y 500 metros; construirlos es costoso, y técnicamente complejo.

⁴⁹ Archer, D. (2012).

Existen yacimientos de agua caliente (en mantos acuíferos a alta temperatura, por ejemplo los baños termales) en los cuales se aprovecha el vapor o el agua caliente, consisten en dos pozos, uno que extrae el agua caliente y reinserta el agua tibia, restableciendo el yacimiento hídrico. También existen yacimientos secos (los cuáles son capas de material caliente al cual se le puede inyectar agua, extraerla caliente y reinyectar para restaurar el recurso), géiseres (reservas de gas a nivel subterráneo), y de vapor seco, aunque los más utilizados son los de agua caliente. Se clasifican en función de la temperatura que presentan:

- La de muy baja temperatura -entre 20°C y 50°C- es ideal para calefacción residencial o comercial.
- De bajas temperaturas -entre 50°C y 70°C- de aplicaciones similares a la anterior.
- De media temperatura -entre 70°C y 150°C- para calefacción urbana o pequeñas centrales eléctricas.
- De alta temperatura -entre 150°C y 400°C- son las de mayor aprovechamiento para centrales eléctricas. Aquí yace lo complicado de la energía geotérmica, pues se requieren varias condiciones para que un yacimiento geotérmico pueda ser viable, cómo el estar cubierto por una capa de roca impermeable; un manto o depósito acuífero de permeabilidad elevada entre 300 metros y 2 kilómetros de profundidad; un suelo fracturado que permite circular fluidos por convección; y una fuente de calor entre 300 metros y 15 kilómetros de profundidad.

El principal problema de este recurso es que primero, la viabilidad del yacimiento es incierta hasta que comienza la perforación (lo cual involucra un riesgo financiero que inversionistas no suelen estar dispuestos a asumirlo), y segundo, que si no se toman medidas de seguridad se puede enfriar la temperatura del yacimiento por el agua reinyectada, hasta extinguirse. Su viabilidad financiera incrementa en geografías donde existen altos gradientes geotérmicos, en especial zonas cercanas a puntos de contacto de placas tectónicas, como el cinturón de fuego del pacífico o la actividad volcánica en Islandia. En México tenemos dos centrales geotérmicas localizadas en el límite de las placas del Pacífico y de Norteamérica (Cerro Prieto en Baja California Norte, y Tres Vírgenes en Baja California Sur); y dos en el límite de la placa de Norteamérica con Placa de Rivera y Placa de Cocos (Los Azufres en Michoacán, y Los Humeros en Puebla).

Una central geotérmica se compone de cuatro elementos geológicos como vimos anteriormente (una fuente de calor magmática, una capa de roca impermeable de alta temperatura, un manto acuífero y una capa sello superficial dónde se localizan las instalaciones). También de un pozo productor que extrae del manto acuífero el recurso (ya sea hídrico o vapor) a alta temperatura dónde se procesa en un campo geotérmico para extraer la energía a electricidad, y pozos reinyectores que devuelven el agua a baja y alta temperatura en la roca impermeable.

3.1.6) Energía Fósil con Criterios de Sustentabilidad

La energía fósil con criterios de sustentabilidad es definida como cogeneración dentro de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica como: “La generación de energía eléctrica usando una energía térmica secundaria. Esto puede ser cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica”.

Existe producción de electricidad por cogeneración con vapor y/o una energía térmica secundaria; producción directa o indirecta a partir de un energía térmica no aprovechada en un proceso; y producción directa o indirecta utilizando combustibles producidos durante un proceso; la cogeneración permite incrementar la eficiencia de la energía fósil a medida que disminuye su huella de carbono. No obstante, no elimina sus emisiones en el proceso, por lo que no termina de ser una energía completamente limpia.

Para solucionar el problema de las emisiones de carbono en la cogeneración, se ha propuesto la captura de gases emitidos durante su proceso, y su posterior almacenamiento; no solo con la generación de electricidad sino con aplicaciones en la captura de carbono de otros procesos industriales. Existen cuatro tipos diferentes de almacenamiento: en yacimientos de petróleo y gas agotados; la recuperación mejorada de yacimientos (EOR, por sus siglas en inglés); el almacenamiento en acuíferos no utilizables por el ser humano; y almacenamiento en mantos de carbón inexplorables. De ellos el de mayor utilización es el EOR, que consiste en inyectar el CO₂ capturado en yacimientos de petróleo para elevar la presión e incrementar el volumen de hidrocarburo extraído; aunque el de mayor potencial es el almacenamiento en mantos acuíferos no utilizables para el ser humano.

3.1.7) Energía Nuclear por Fisión y Fusión.

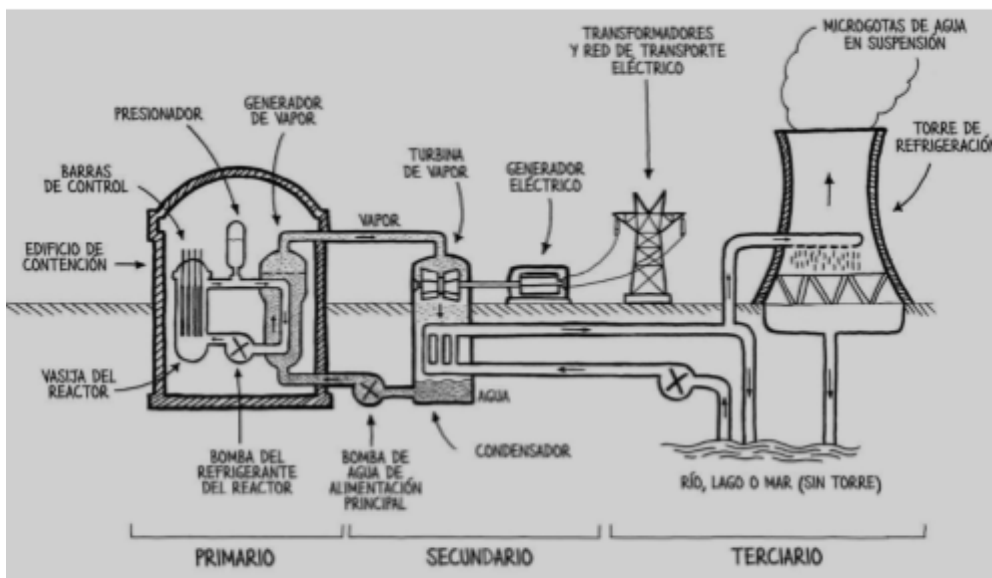
Las reacciones nucleares son la transformación y combinación de partículas y núcleos atómicos. En los reactores nucleares se utiliza la fisión nuclear, cuando un núcleo pesado como uranio es impactado por un neutrón con alta energía provocando la división en dos o tres núcleos más pequeños, se forman nuevos átomos. Cada fisión de un átomo emite 2 o tres neutrones que impactan con otros núcleos de uranio,

provocando nuevas fisiones, logrando así una reacción en cadena. En el proceso se emite radiación nuclear, neutrones y mucha energía. La energía del enlace nuclear fuerte es la necesaria para romper el núcleo, y es esta la energía que se utiliza en los reactores nucleares para obtener calor y producir electricidad.

Los neutrones viajan a muy alta velocidad, debido a ello para evitar la fuga de la mayor cantidad posible se utiliza un moderador que mantiene una velocidad estable para que la reacción en cadena pueda continuar (si no los neutrones saldrían del reactor debido a la alta velocidad), en la mayor parte de reactores dicho moderador es el agua, que a la vez sirve de refrigerante. La radiación nuclear es el tema más delicado de la energía nuclear por los efectos nocivos que puede tener en la salud en exposición a grandes cantidades. Por ello, las centrales nucleares tienen varias medidas de seguridad en su diseño y planes de mitigación de accidentes.

Una central nuclear típica de agua a presión (PWR por sus siglas en inglés), el tipo de reactor nuclear más utilizado en el mundo, tiene tres tipos de circuitos. El circuito primario es la refrigeración y extracción de calor generado dentro del reactor; el circuito secundario refrigera al primario y obtiene vapor para mover una turbina; y el circuito terciario refrigera al secundario con agua de un río, mar o lago. Como la reacción nuclear tiene lugar dentro del edificio de contención de la vasija del reactor, es radioactivo pero es un circuito cerrado que no tiene contacto con elementos externos; el circuito secundario, también cerrado, no entra en contacto directo con el primario. El único circuito abierto es el terciario, que consiste en una torre de refrigeración del agua (las famosas torres nucleares que conocemos, cuyo desecho son microgotas de agua suspendidas, o coloquialmente conocidas como nubes) y los ductos de extracción/retorno del agua al cuerpo hídrico del cual se obtuvo. Este último circuito no entra en contacto directo con el secundario, de tal forma que el agua que se devuelve es libre de radioactividad.

Imagen 3.2. Elementos de una central nuclear.



Fuente: García, Alfredo (2020), La energía nuclear salvará el mundo. (Pag 45)

Hay distintos tipos de reactor nuclear. Como los reactores de agua en ebullición (BWR por sus siglas en inglés) son los segundos más utilizados, producen el vapor directamente dentro del reactor y lo conduce a la turbina de generación eléctrica; en otras palabras, el circuito primario incluye también a la turbina, y el secundario es el terciario de un PWR. El contacto directo de la vasija con el generador eléctrico incrementa los requerimientos de medidas de seguridad para operar dichas centrales.

Existe otro tipo de central nuclear en experimentación, los Pequeños Reactores Modulares (Small Modular Reactors, SMR). Un problema de las centrales nucleares de II y III generación actuales es que su construcción son proyectos de gran tamaño poco estandarizados uno con el otro, que requieren una enorme cantidad de material, personal involucrado, y elementos como la vasija de contención o el generador eléctrico los cuales provienen de diferentes proveedores, elevando mucho el costo de capital. Durante esta última década ha avanzado el desarrollo de los SMR, aunque en realidad los hemos usado desde el siglo pasado en submarinos nucleares, portaaviones o barcos rompehielos. El tamaño del reactor no superaría los 16 metros cúbicos de tamaño, las piezas serían hechas en serie en la misma fábrica y podría ser transportado por carretera, ferrocarril o por mar, lo cual implica menores costos de producción y menores tiempos de producción. Mientras que un reactor nuclear convencional tiene una potencia instalada superior a los 1,000 MW, un SMR tendría entre 150 y 300 MW de potencia.

Por ejemplo, Rolls Royce está diseñando una central nuclear SMR que debe entrar en operación en 2029 a través de 8 reactores, la cual se encuentra en fase de licenciamiento por la Oficina de Regulación Nuclear y cuya aprobación se espera en 2024. El tiempo de construcción de cada reactor debería ser de menos de 500 días en un área no superior a dos campos de fútbol. Cada reactor tendría una potencia de 470 MWe (potencia acumulada de 3,360 MWe) y costaría \$2,500 millones de euros, con la posibilidad de descender a \$2,000 millones de euros a partir de los seis reactores construidos. Es una tecnología con aplicaciones en distintos sectores de la economía más allá de la generación eléctrica, como puede ser algunos procesos industriales que requieran temperaturas altas, la producción de hidrógeno, o la desalinización del agua de mar. Además de Reino Unido, otro país que desarrolla esta tecnología es Estados Unidos (NuScale Power, con su SMR de PWR de 23 metros de altura por 4.5 metros de diámetro y unos 50 MWe de potencia), China, Japón, y Rusia. Los SMR son por su tamaño y practicidad ideales para regiones con escasa o infraestructura aislada de red eléctrica (justamente como el caso de la península de Baja California en México, o la península de Yucatán). Su mayor ventaja, es la flexibilidad que podrían otorgar a una matriz de generación eléctrica.

¿Qué sucede con el peligroso combustible nuclear? Las centrales nucleares utilizan uranio enriquecido (entre 2% y 5% de uranio-235, el isótopo fisionable del uranio, y 95%-98% de uranio-238) para operar entre uno o dos años de forma continua; de forma intuitiva, a mayor cantidad de uranio-235 en el combustible, más fisionable y prolongado el tiempo entre recargas de combustible. Como referencia, un arma nuclear emplea en su ojiva un 90% de uranio-235 en su combustible. Es físicamente imposible que una central nuclear explote como un arma.

Para entender el peligro que representan los residuos de combustible nuclear es importante el término periodo de semidesintegración, el cual es el tiempo en que el contenido radiactivo de un elemento se reduce a la mitad por el decaimiento radiactivo, hasta terminar en cero. Los radioisótopos de semidesintegración larga son en lo general emisores de rayos alfa y beta (los cuales son seguros con una protección sencilla) mientras que los de semidesintegración corta emiten rayos gamma, los más nocivos para la salud humana. El decaimiento es exponencial, a mayor radioactividad en un isótopo más rápido decaerá primeramente y después durante largos periodos de tiempo en semidesintegración larga. Se clasifican los residuos radiactivos en función de su actividad inicial y en el periodo de semidesintegración: residuos de muy baja actividad RBBA (decaimiento radioactivo total en menos de 5 años), residuos de baja y media actividad RBMA (ropa o herramientas de trabajo, o materiales empleados en laboratorios de investigación, hospitales o instalaciones con actividad nuclear,, decaimiento radioactivo total en menos de 30 años), y los residuos de alta actividad RAA (tiempos de decaimiento total entre 30 años hasta más de mil años, en su mayoría combustibles consumidos de centrales nucleares). Una de las mayores ventajas de la energía nuclear es que genera una baja cantidad de residuos. De acuerdo al Consejo de Seguridad Nuclear español, la cantidad de residuos radiactivos que se han usado desde que comenzó la implementación de energía nuclear en España para la producción de energía eléctrica es de 47,193 metros cúbicos ⁵⁰. Dicho de otra forma, todo el combustible nuclear usado desde 1983 para abastecer un promedio de 25% de la demanda eléctrica en los últimos treinta años podría caber en un cubo de 36.13 metros por lado. Tan sólo en 2021 mismo país produjo 210.8 toneladas métricas de CO₂, de acuerdo a IEA.

Para almacenar residuos radiactivos de forma segura partimos del tipo de radiación ionizante del material, pues en función del mismo varía el tipo de barrera protectora que se puede usar para aislarlo del entorno humano. Para aislar efectivamente rayos alfa y beta presentes en los residuos RBBA y RBMA basta con utilizar aluminio para hacer nula la exposición. Para los rayos gamma en los residuos RAA, es necesario emplear hormigón, aunque también el agua es una gran barrera. En todo caso, las barreras deben ser diseñadas para salvaguardar la hermeticidad del residuo

⁵⁰ CSN (2020).

radioactivo hasta que su radiactividad tenga los niveles naturales. Existen cuatro tipos de instalaciones para procesar los residuos de una central nuclear de forma segura:

- ❖ Alberca de combustible usado: Almacenamiento temporal durante al menos cinco años.
- ❖ Almacén temporal individualizado (ATI): Almacenamiento en contenedores en atmósfera de helio, previo al centralizado. Vida útil entre sesenta y cien años.
- ❖ Almacén temporal centralizado (ATC): Diseñados para almacenar miles de toneladas de residuos radiactivos durante más de sesenta años.
- ❖ Almacén geológico profundo (AGP): Sistema de almacenamiento con seguridad pasiva a cientos de metros de profundidad en sitios con baja actividad geológica. Una vez llenado se cierra, sin vigilancia necesaria dentro de la bóveda. Almacenamiento a largo plazo.

Un destino alternativo para los residuos nucleares puede ser una nueva vida útil como combustible reutilizado. Desde la década de los años setenta se ha recuperado el plutonio y uranio no fisionado en los reactores; no obstante, la próxima generación de reactores de fisión nuclear podrá ser capaz de utilizar más del 95% de la energía del combustible -contra un 5% de los reactores actuales- y poder tener reutilizar los residuos de centrales nucleares existentes. E inclusive, se diseñan nuevos reactores los cuales emplearían Torio como combustible nuclear, un elemento que tiene varias ventajas: su residuo es menos radiactivo, es más eficiente el uso de combustible y no necesita enriquecimiento (lo cual implica en un menor costo de combustible), sus reservas son mayores que las de uranio. Se estima que los residuos de una central nuclear de Torio serían radioactivos por 200 años, mientras que los reactores actuales lo son por alrededor de 10,000 años (sin reutilización). Aunque no ha explotado el uso comercial del torio como combustible nuclear, es una alternativa muy interesante al uranio. Otra potencial alternativa a la minería de uranio tradicional es la extracción del mismo del agua de mar. Las cantidades de uranio en el mar es un proceso que se restablece de forma natural mediante la lixiviación (la disolución del uranio de la roca en contacto con el agua); de acuerdo a Alfredo García, operador nuclear, “Se calcula que los 4,000 millones de toneladas de uranio disueltas en los océanos alimentarán mil centrales nucleares durante unos 100,000 años”. Además, puesto que el uranio extraído se establecería naturalmente por la lixiviación, encaja en la categoría de “recurso renovable”. Aún no es rentable la extracción de éste mineral del agua de mar, no obstante si en las próximas décadas los avances técnicos lo permiten, la energía nuclear podría ser una nueva energía renovable.

Genera mucha energía, produce pocos residuos, y no contamina directamente al medio ambiente. ¿Qué sucede con Chernobyl?, ¿O Fukushima?, ¿Podría suceder una tragedia como aquellas en Laguna Verde o las centrales que construyamos en ésta y la próxima década?. Como veremos a continuación, los accidentes nucleares son cómo

los accidentes de avión, suceden por una acción sucesiva de accidentes que aisladamente no provocan una tragedia, pero que juntos la hacen. Durante la explicación de los accidentes nucleares no entraré en detalles técnicos y de física nuclear teórica, por lo que si dudas más precisas sobre estos aspectos llegasen al lector, se incluye bibliografía que explica con mayor profundidad dichos accidentes.

En 1979 sucedió un accidente nuclear en la central Three Mile Island, en uno de los dos reactores de agua a presión, ubicada en Pensilvania, Estados Unidos. Una falla en el circuito secundario del reactor provocó que la turbina se parase automáticamente, pero no el reactor; provocando que el suministro de agua hacia el reactor se detuviese por un motivo de diseño. Poco después, se detuvieron los generadores de vapor debido a que las válvulas cerradas no permitían suministro de agua auxiliar; el resultado fue un incremento de la temperatura y de presión dentro del circuito primario que activó la parada automática del reactor. Las válvulas de presión del circuito primario se abrieron, pero una de ellas no cerró correctamente; a continuación el agua inyectada para refrigerar el reactor salía por dicha válvula defectuosa, vaciando la vasija que los instrumentos mostraban cómo llena. Debido a esto, los operadores a cargo decidieron detener la inyección de agua, dejando la poca agua restante en la vasija del reactor fugarse. Esto provocó que una buena parte del núcleo del reactor quedase parcialmente descubierto del agua, se sobre calentara, y la posterior fundición del 45% del núcleo (las varillas que contienen el uranio). Al día siguiente, logró cerrar la válvula defectuosa, conteniendo la fuga de agua y reanudar la refrigeración del reactor. Lo que evitó que el accidente se convirtiese en una tragedia, fue el edificio de contención, el cuál aisló correctamente la vasija del reactor. La limpieza del reactor dañado se completó hasta 1990, mientras que el otro reactor continúa operando a la fecha. A raíz del accidente el Departamento de Salud de Pensilvania ejecutó durante 18 años un seguimiento a las más de 30,000 personas que residían en un radio de 8 kilómetros alrededor de la central nuclear; en 1997 cerró la investigación, tras no encontrar evidencia de afectaciones a la salud debida al accidente (más allá de el estrés psicológico durante y después del accidente). En conclusión, el accidente de Three Mile Island fue un error de alineamiento de los equipos de válvula, defectos en la instrumentación y en los sensores, y carencia de preparación frente accidentes de los operadores. Las lecciones aprendidas se aplican a otras centrales nucleares, mejorando la seguridad de todas.

Cinco años después, el 26 de abril de 1986 sucedió el accidente de la central nuclear Vladimir Ilich Lenin, mejor conocida como Chernobil. Una prueba de seguridad en la unidad cuatro de la central comprobaría que en caso de corte del suministro eléctrico exterior el reactor podría, con la energía residual durante el descenso de revoluciones del generador, alimentar 4 de las 8 bombas de refrigeración, y lograr con éxito el enfriamiento del núcleo del reactor.

El reactor instalado en Chernobyl era un RBMK, con un diseño primario enfocado a la fabricación de plutonio con fines armamentísticos; cada reactor tenía uranio enriquecido al 2% de uranio 235 (casi la mitad del combustible que se emplea hoy en día) pero hasta 190 toneladas de uranio, el doble de lo que usa un reactor actual. Estos reactores son intrínsecamente inseguros, pues un incremento en la potencia del reactor provoca un aumento en la temperatura, lo cuál a su vez provocaba un nuevo incremento en la potencia; esto se denomina como una suma de coeficientes nucleares positivos. Actualmente⁵¹, los reactores se diseñan para tener un coeficiente nuclear negativo, con lo cual un aumento de temperatura del reactor provoca una disminución de potencia, incrementando el control y seguridad del sistema.

Poco después de comenzar la prueba el administrador de la red eléctrica pidió la detención de la prueba durante alrededor de 9 horas, lo cual provocó un envenenamiento del reactor por xenón, gas que se genera como producto de la fisión de uranio. Dicho gas tiene una gran capacidad de absorción de neutrones, lo cuál disminuyó las fisiones dentro del reactor y su potencia hasta los 30 MW térmicos, muy por debajo de 700 a 1000 MW térmicos necesarios para la prueba. La potencia se incrementó a 200 MW térmicos, así como la concentración de xenon dentro del reactor. Para compensar la pérdida de potencia por envenenamiento de xenón, se extrajeron 24 de las 30 barras de control de gráfico del reactor (dispositivos de seguridad cuya principal misión es frenar la fisión), llevando todo el experimento a un riesgo de accidente crítico. A estas terribles imprudencias de operación hay que agregar que la parada automática del reactor y los equipos de refrigeración de emergencia estaban desactivados, pues así lo requería la prueba.

El resultado lo conocemos todos. Las cuatro bombas de refrigeración no fueron suficientes para refrigerar con éxito al reactor, y cómo los equipos de emergencia estaban intencionalmente desactivados, la fisión no pudo ser detenida. La temperatura del refrigerante incrementó -como bien recordará el lector lo escrito con anterioridad respecto a la temperatura en los reactores RBMK-, y provocó un proceso retroalimentado que elevó la potencia térmica hasta los 30,000 MW. Ante la alarmante situación, los operadores decidieron parar el reactor reinsertando las 24 barras de control restantes, sin embargo el reactor se había deformado, lo cuál sólo permite insertar las puntas de las barras... cuyo material es grafito, un moderador de neutrones. Es decir, insertar las puntas disminuye la velocidad de los neutrones provocando la fisión de nuevos núcleos de uranio, incrementando aún más la potencia del reactor. El refrigerante vaporizado desencadenó una explosión química que dañó la envolvente del reactor, el cual no tenía un edificio de contención; del reactor dañado en contacto con el oxígeno exterior, con el grafito y las altas temperaturas,

⁵¹ De acuerdo a World Nuclear Association, de los reactores en operación 65% de ellos son de agua a presión (PWR), el 17% son de agua en ebullición (BWR) y 11% de agua pesada presurizada (PHWR). El 7% comprende otras tecnologías,

provocando un incendio. Una segunda explosión, provocó la emisión a la atmósfera de contenido radiactivo, el cuál fue esparcido en las corrientes de aire continentales incrementando aún más el daño a la salud y medio ambiente.

Dicho accidente no podría suceder en la realidad. En primer lugar, las medidas de seguridad actuales jamás permitirían que los mecanismos de seguridad fueran desactivados; en segundo lugar, al momento del accidente la Unión Soviética no tenía un organismo autónomo que regulase con homologación internacional la operación de sus centrales nucleares, cómo si lo tienen las centrales nucleares actuales. En tercer lugar, los reactores actuales y de próxima generación son intrínsecamente seguros, al contrario de los RBMK; y el personal de operación está capacitado para toda clase de escenarios bajo altos niveles de exigencia, a diferencia de Chernobyl donde la mayoría de operadores carecían de la preparación adecuada. Y en cuarto lugar, porque todos los reactores nucleares actuales de tipo PWR, BWR y PHWR en operación tienen edificios de contención, auténticos sarcófagos que tienen como objetivo tolerar accidentes dentro y al exterior de la instalación, aislando por completo el interior. Si Chernobyl hubiese tenido un edificio de contención cómo los reactores de su época, o cómo la central nuclear de Three Mile Island lo tuvo en 1979, no hubiese sucedido la tragedia.

Finalmente, el accidente nuclear más reciente fue en la central nuclear de Fukushima, Japón, en 2011. Un tsunami provocado por un terremoto de magnitud 9 en escala Richter azotó la costa este de Japón, provocando la evacuación de más de 100,000 personas y tomando la vida de 20,000. La central nuclear pudo resistir el terremoto, pero la red eléctrica no funcionó y el tsunami fundió los generadores diesel de emergencia, impidiendo refrigerar tres reactores. Durante los 4 días siguientes, explosiones de hidrógeno (material acumulado dentro del reactor) provocaron la fuga de contenido radiactivo. Afortunadamente, no se produjeron muertes a consecuencia del accidente nuclear. En la mayoría de las zonas de Fukushima la dosis radioactiva expuesta a las personas no superó a la de una tomografía de abdomen, mientras que las dosis registradas más altas de 10 y 50 mSv⁵² estuvieron por debajo de los 100 mSv/año, el cual es el umbral de riesgo que incrementa la probabilidad de cáncer (equivalente a 100,000 radiografías). El Comité Científico de Naciones Unidas sobre los Efectos de la Radiación Atómica (UNSCEAR) presentó un informe final en 2014, en el cual no observó efectos de radiación en los 20,115 trabajadores que estuvieron en la mitigación del accidente, así cómo tampoco un incremento en tasas de cáncer o enfermedades hereditarias, puesto que la dosis de radiación a la cuál se expuso la población fue de 10 mSv; como comparación, un apersona durante toda su vida puede recibir hasta 170 mSv debido a causas naturales (como materiales de construcción,

⁵²El Sievert (Sv) es la medida de dosis de radiación ionizante en el Sistema Internacional de Unidades. El milisievert se representa con mSv.

dispositivos, alimentos, entre otros). La Compañía de Energía Eléctrica de Tokio (TEPCO) determinó que la dosis promedio de sus trabajadores en los 19 meses siguientes del accidente fue de 12 mSv, y 35% de los trabajadores tuvo una dosis superior a los 10 mSv. En 2015 la UNSCEAR realizó una evaluación sobre la información disponible revisada por pares; concluyendo que ninguna persona sufrió lesiones o afecciones agudas por radiación ionizante, sin muertes producidas entre los trabajadores y el público.

De los errores lo único que nos queda es aprender. Todos estos accidentes pudieron haber sido evitados con medidas de seguridad adecuadas, justo cómo las que hoy en día se aplican activamente en todas las centrales nucleares del mundo, en un esfuerzo de colaboración internacional notable.

A raíz de los accidentes anteriormente descritos se han creado diversas organizaciones que tienen como deber evitar nuevos accidentes, como WANO (Asociación Mundial de Operadores Nucleares, con el objetivo de compartir experiencia operativa), el INPO (Instituto de Operaciones de Energía Nuclear, por sus siglas en inglés), el Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA) de las Naciones Unidas, o el UNSCEAR. En México, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) regula los cumplimientos de seguridad operativa de Laguna Verde y el resto de instalaciones nucleares y radiactivas del país, y salvaguardar la integridad de los trabajadores y habitantes en zonas cercanas a la instalación nuclear; tan sólo en 2021 se realizaron 104,000 inspecciones en instalaciones nucleares y radiactivas, de las cuales 19,000 fueron a la Central Nuclear de Laguna Verde (CNLV), en Veracruz.

He sido extenso en este rubro debido al desconocimiento general de la energía nuclear el cual he identificado en las personas, debido en gran parte al miedo derivado por los accidentes nucleares de Chernobyl y Fukushima, y en menor medida, al trabajo de organizaciones ecologistas antinucleares, que no en todas las ocasiones utilizan argumentos basados en evidencia científica. Es importante desestigmatizar porque es un tipo de tecnología con enorme potencial de generar una enorme cantidad de electricidad con emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) bajas y un bajo impacto ambiental, como veremos más adelante. Cuando se implementan estos proyectos deben venir acompañados con una campaña para informar a la población local acerca de los aspectos científicos de la tecnología con la cuál van a convivir; cómo debió haber sido el caso con la CNLV.

Hay 3,891 personas viviendo en poblados en un radio de entre 2 a 8 kilómetros alrededor de la central de acuerdo al Plan de Emergencia Radiológico Externo 2021, y hasta 8 pastizales de ganadería entre 1.7 y 2.7 kilómetros a la redonda. Los residuos

radiactivos se custodian de forma segura en tres almacenes temporales (AMAC 1 & 2, DDRSS) y otros tres en construcción (ADYR 1,2 & 3). Se detectaron impactos en tres diferentes factores ambientales: factores abióticos (en el agua, aire, suelo y paisaje), factores bióticos (la flora y fauna) y factores humanos (socioeconómicos). Debido a que los circuitos primarios y secundarios del reactor se encuentran herméticos, no hay riesgo de fuga radioactiva en la operación más allá del combustible cambiado, el cual se almacena con seguridad como describimos anteriormente. Los riesgos contemplados se centran durante la preparación del sitio y la construcción de la central nuclear, por ejemplo en los factores socioeconómicos se encuentran incrementos en la densidad poblacional del sitio, saturaciones en la infraestructura y servicios regionales, en el empleo y calidad de vida de la población. Los trabajadores de construcción así como los más de 2,000 operadores de la planta nuclear suponen cambios socioeconómicos a la población local.

A raíz del accidente de Chernobyl se constituyó en 1987 una asociación civil llamada *Grupo Antinuclear de Madres Veracruzanas*, compuesta por 30 mujeres de Xalapa, Veracruz. El objetivo de su lucha social ha sido conseguir el cierre de la central nuclear en materia debido a tres razones: “La primera razón es que todas las plantas nucleares, aun en su funcionamiento normal están contaminando. La segunda es que, sin excepción de modelo, ni del lugar en que estén ubicadas, todas las plantas nucleares tienen intrínsecamente la posibilidad de sufrir un accidente. La tercera razón es que ningún país, hasta el momento, sabe qué hacer con los desechos nucleares generados”, declaró la Maestra. Mirna Benítez, integrante del movimiento en una entrevista para Política.TV. En cuanto a su primer argumento, las plantas nucleares en funcionamiento tienen un impacto ambiental, como todas las tecnologías humanas para producir electricidad, pero como veremos más adelante dentro de la Viabilidad ambiental, tiene el impacto ambiental en su ciclo de vida más bajo junto a la energía eólica; y sus externalidades (que comprenden aspectos como el radiológico) son comparables al de la energía solar fotovoltaica. Respecto al segundo argumento, es correcto que todas las centrales pueden tener riesgos -toda tecnología los tiene- pero las inspecciones nucleares que se realizan año tras año por parte de la CNSNS, junto a la experiencia aprendida de incidentes y accidentes nucleares anteriores a través del WANO, disminuyen al mínimo la probabilidad de un accidente. Por último, su tercer argumento es falso, pues las soluciones de almacenamiento temporal actuales que se emplean garantizan la seguridad de los desechos por periodos superiores a los 40 años, y podría construirse un Almacén Geológico Profundo, el cual elimina definitivamente la posibilidad de compartir el riesgo de los residuos a las generaciones futuras.

El Sistema Nacional de Vigilancia Radiológica Ambiental (SNVRA) presentó en su reporte anual de resultados de 2017 niveles radiológicos en CNLV cercanos al promedio de 19 puntos de observación diferentes, por lo que no existen motivos para

una preocupación de los habitantes locales⁵³. Cabe decir que ante las preocupaciones de la Asociación civil la postura de las autoridades no ha sido la más deseada. El Instituto Federal de Acceso a la Información (IFAI) junto a CFE y el Gobierno de México no han atendido debidamente las dudas del movimiento ni han compartido información que las clarifiquen, y la campaña de comunicación previo, durante y después de la construcción no fue debidamente realizada (de haberlo hecho, no habría motivos para un movimiento antinuclear de dicho carácter).

No es la única tecnología exenta de conflictos sociales, también han habido protestas sociales en el Parque Eólico La Venta, Oaxaca. Es necesario acompañar a los proyectos que se vayan a construir de una campaña de comunicación eficiente y centros de asistencia por parte de CFE y las instituciones de seguridad competentes, para minimizar lo más posible el miedo en la población local, y por lo tanto el rechazo.

Es posible que cuando Laguna Verde haya alcanzado el límite de operatividad, entre esta o la próxima década, y las centrales nucleares construidas durante esta década y las próximas hayan alcanzado la rentabilidad económica, tengamos listo su sustituto tecnológico más idóneo. Una tecnología *más potente* que cualquier forma de obtener energía en la actualidad, sin residuos contaminantes, y con cuyas reservas de combustible nos podría dar energía por miles de años: la fusión nuclear.

3.1.8) La fusión nuclear

La energía del sol impulsa los ciclos que mantienen vivo al planeta, así como pueden alimentar a nuestra civilización de energía eléctrica durante los siglos por venir. Pero, ¿Hay algo más poderoso que la energía que produce una estrella? Si, la energía que le da vida.

Nuestro sol, así como el resto de estrellas del universo, transforma la materia en energía con la fusión de hidrógeno a helio; debido a su gran tamaño la temperatura en el centro del sol es de alrededor de 15 millones de grados celsius, lo cual convierte el hidrógeno en un plasma donde los electrones con carga negativa se separan de iones cargados positivamente. Las enormes presiones que se dan en el centro de la estrella junto a la velocidad que adquieren estos neutrones e iones debido a la altísima temperatura, provoca que los iones salven las fuerzas de repulsión electrostáticas y se fusionen, produciendo energía (luz, calor y partículas). Dicha energía calienta a todo nuestro sistema solar. ¿Cómo podríamos construir un pequeño sol en nuestra Tierra?

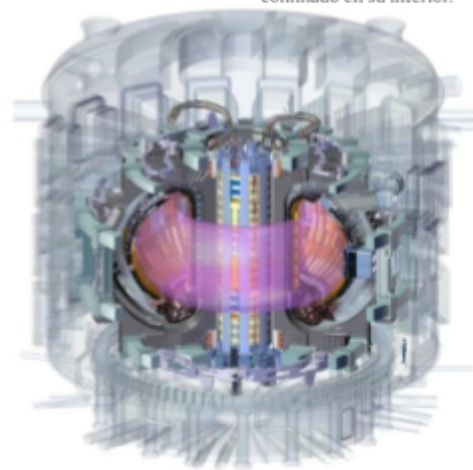
⁵³ A excepción de niveles de Cesio-137, un elemento radiactivo producto de la fisión, superiores al promedio. No obstante, en una central nuclear se produce a la vez Cesio-134. Por lo tanto, el Cesio-137 encontrado concluye que debe ser debido a pruebas nucleares realizadas en la atmósfera en décadas pasadas, cómo era el hábitat durante la Guerra Fría.

Un hipotético reactor de fusión nuclear artificial tendría que ser capaz de fusionar dos núcleos de deuterio (DD) en un plasma calentado a más 150 millones de grados celsius⁵⁴. Los neutrones producidos por la fusión serían liberados y absorbidos por una capa de material con una cierta cantidad de Litio para transformarlo en Tritio, “cayendo” dentro del plasma de la fusión y así abastecer el proceso continuamente. La energía térmica capturada en capa de material con litio se podría extraer con un refrigerante (por ejemplo, agua o helio) que sería utilizado para producir electricidad mediante una turbina y un generador⁵⁵.

Para lograr la fusión nuclear se estudian hasta diferentes técnicas, principalmente el confinamiento magnético y el confinamiento inercial, junto a otros menos desarrollados como el confinamiento por pinzamiento y gravitacional. El confinamiento magnético (MFC) consiste en fusionar los núcleos de deuterio y tritio (DT) ambos isótopos de hidrógeno en uno de helio con un neutrón libre, la cual en teoría puede producir hasta cuatro veces más energía que la fisión del uranio. Se confina plasma dentro de un campo magnético que evita que dicho plasma toque la superficie del reactor (pues no existe material hoy en día que pueda resistir un contacto directo con el plasma de fusión). Un reactor MFC son llamados Tokamak, de forma toroidal (como una dona), se encuentran en investigación desde los años 60 del siglo pasado; entre sus principales desafíos se encuentra alcanzar una fusión sostenida a las temperaturas necesarias, no en microsegundos como han logrado los reactores experimentales, sino durante meses o años; también que la reacción de fusión logre producir más energía de la necesaria para calentar el plasma y contenerla, esto se llama ganancia de energía neta. Otro tipo de reactor MFC es el Stellarator, el cual usa una forma de dona pero torcida, lo cual puede beneficiar el sostenimiento de la fusión pero incrementa la complejidad técnica, por lo tanto no es un reactor tan popularizado en los laboratorios.

El confinamiento inercial usa varios rayos láser o iónicos que apuntan al mismo objetivo, una pila de combustible de DT de no más de 5 milímetros de diámetro, provocando que quede suspendida en el aire. La energía de los láseres calienta la capa exterior de la pastilla, provocando su explosión y una compresión hacia adentro. Dicha explosión comprimida provoca una enorme cantidad de energía que calienta el deuterio y tritio,

Imagen 3.3 Reactor Tokamak de ITER. En el centro podemos observar el reactor toroidal y el plasma confinado en su interior.



Fuente: ITER.org

⁵⁴ Hasta diez veces más temperatura que el Sol. Como evidentemente sería más pequeño que nuestra estrella, la temperatura y presión necesarias para lograr la fusión nuclear se disparan.

⁵⁵ No deja de ser curioso que la evolución técnica de la producción de energía, extremadamente simplificada, no es más que una carrera por tratar de calentar a más altas temperaturas un refrigerante para hacer girar un generador.

provocando la fusión nuclear.

El proyecto de investigación más grande es el proyecto internacional ITER, un reactor tokamak desarrollado por un consorcio internacional compuesto por científicos e ingenieros de China, India, Japón, Rusia, Corea del Sur, Estados Unidos y la Unión Europea. Con un peso de 5,000 toneladas, un radio de 29 metros y 11 metros de altura tiene el objetivo de producir su primer plasma en la segunda mitad de esta década, y generar una potencia térmica de 500 MW con menos de 50 MW de energía de calentamiento del plasma, 10 veces más la energía inyectada. La central ITER sería la antesala de un prototipo de reactor que si produzca electricidad, llamado DEMO cuya construcción empezará antes de 2040 y su objetivo sería producir 2 GW térmicos. Estos últimos dos proyectos no verían la luz dentro de dos décadas o tres; pero hay dos avances recientes que han revolucionado por completo el panorama de la fusión nuclear a corto, mediano y largo plazo.

En enero del 2022 Instituto de Física de Plasma de la Academia China de las Ciencias realizó un nuevo hito en la investigación nuclear dentro de su reactor EAST (Experimental Advanced Superconducting Tokamak); se logró mantener el plasma de fusión en una temperatura de hasta 70 millones de grados celsius por 1,056 segundos, o algo más de 17 minutos y medio. Esto es algo increíble, si tenemos en cuenta que otros países habían logrado solamente mantener temperaturas de ese nivel durante pocos segundos; superó el récord de 309 segundos con temperaturas similares del reactor experimental francés Tora Supra Tokamak en 2003. Se espera que el proyecto EAST evolucione en una central de fusión nuclear comercial a comienzos o mediados de la década de los años treinta.

El segundo mayor logro en fusión que hemos visto este año fue realizado en el Laboratorio Nacional de Lawrence Livermore en Estados Unidos, en el reactor experimental por confinamiento inercial NIF (National Ignition Facility), es el experimento con láseres de alta energía más grande del mundo, construido en 2009 con \$3,500 millones de dólares. El proceso es el siguiente: 192 láseres de alta energía disparan a una esfera de Deuterio-Tritio de 2 milímetros de diámetro, la ignición sucede cuando la energía de la implosión logra superar a la de los láseres. En noviembre de 2022 el NIF logró producir 2,5 megajoules de energía, más que los 2,1 megajoules necesarios para la fusión con hidrógeno.

El objetivo final es una producción de 1 GWe, lo cual sería el paso previo a una central nuclear comercial de fusión por confinamiento inercial llamada LIF, la cual con un láser de 37 MW debería producir una energía térmica de 2900 MW, de la cual 1000 MW sería producción eléctrica.

Los desafíos técnicos superados para ambos proyectos son apenas el comienzo del camino. El EAST chino debe ser capaz de sostener el doble de temperatura por meses o inclusive hasta por un año para poder derivar en una central comercial. Para el NIF estadounidense, sus láseres sólo pueden disparar una vez por día, cuando sería necesario hasta 900 veces por minuto para poder producir energía eléctrica comercial. No obstante, en 2022 atestiguamos logros que no se esperaban sino hasta bien entrada la próxima década; estamos al comienzo de no solo una carrera internacional en las energías renovables, sino también entrando a una carrera por la fusión nuclear, ¿Qué nación lo logrará primero?

Aunque parezca que las inversiones que se han realizado son demasiado elevadas, son poco comparadas al enorme potencial que puede tener esta tecnología. Emplea deuterio (el cual está presente en el agua de mar en una concentración de 30 gramos por metro cúbicos) y el tritio puede fabricarse en las centrales nucleares existentes. Una central de fusión nuclear sería más segura, pues genera como residuo solamente tritio, el cual tiene baja radioactividad; y en cuanto el suministro de combustible se viese cortado, la fusión pararía al no poder autosostenerse. También, nos daría acceso a una cantidad de energía virtualmente inagotable y tremendamente eficiente; LIFE podrá producir 27 veces más energía eléctrica de la que recibe en sus láseres. Si se pudiera hacer la fusión nuclear con una potencia de láser de 370 MW, la electricidad producida sería de 10,000 MW. En dicho caso, cinco centrales serían suficientes para satisfacer la demanda de energía de todo México en 2021. Es una tecnología que cambiaría el paradigma energético de la humanidad.

En el mejor de los casos dentro de un par de décadas podremos contar con la fusión nuclear (a un precio por MW que por el momento no podemos estimar). ¿Pausar la Transición Energética para esperar a la fusión? Para nada. Debemos hacer los mayores esfuerzos posibles para alcanzar una matriz energética completamente limpia para 2050-2060. La Transición energética a corto y mediano plazo es deber de la eficiencia energética, las energías limpias y la captura de carbono. Cuando la fusión nuclear esté lista, nos dará junto a las energías renovables un crecimiento energético sostenible en los siglos -esperemos milenios- por venir.

3.2 Tecnologías consideradas para mi estrategia de transición energética.

Para mi posterior construcción de la estrategia para consolidar una generación completamente limpia en el sector eléctrico consideraré como tecnologías a emplear a la energía solar (con sus tecnologías fotovoltaica y térmica), la energía eólica

(offshore y onshore), la energía hidroeléctrica, la geotérmica, y la nuclear. Las tecnologías que aprovechan la energía oceánica no tienen, al momento, un nivel de desarrollo suficiente para ser aprovechadas a escala masiva, al menos por los próximos 15 años, así como los aerogeneradores axiales. Por ese motivo, no las incluyo en el análisis actual pero sin duda pueden ser útiles en la segunda mitad de la década de los años treinta. Tampoco incluiré el hidrógeno, pues aunque promete ser clave para descarbonizar otros sectores industriales -cómo el transporte pesado-, su aplicación a gran escala para la generación eléctrica es más inviable por temas económicos (lo mismo aplica para los biocombustibles, que son más idóneos para otros sectores), que otras tecnologías como la eólica, solar o nuclear. Más bien, las energías de generación eléctrica pueden emplearse para producir hidrógeno, el cuál alimenta otros sectores de la industria difíciles de descarbonizar. Hacia la siguiente década, se considera un extra de generación eléctrica para producir hidrógeno limpio, pero no para producir energía eléctrica per se.

Lo mismo aplica a la fusión nuclear, la cuál se encuentra apenas en investigación mediante proyectos como el ITER (que se espera entre en operación comercial en la década de los sesenta de acuerdo a IEA, aunque hay proyectos comerciales de empresas privadas que esperan adelantarla hacia la década de los años cuarenta). Las tecnologías oceánicas, y biocombustibles aún se encuentran en una etapa temprana de desarrollo, o en caso de los biocombustibles, no son económicamente viables, pero su competitividad incrementará drásticamente en las próximas décadas en función de su escalabilidad y progresos de investigación. Descarto la energía fósil con criterios de sustentabilidad, porque cómo explicaré detalladamente después, pienso que los recursos económicos deben ser orientados a las tecnologías que tengan menor intensidad de carbono -esto es, que tengan menos emisiones GEI a lo largo de ciclo de vida- que incentiven a crear encadenamientos industriales a gran escala, así como de inversión, en el país para ayudar a que sea una transición exitosa con los menores contratiempos posibles. La captura de carbono puede ser una herramienta que sea determinante en la lucha contra el cambio climático, no obstante, aún está en una etapa temprana de desarrollo.

En este sentido, no toda una transición energética es inmediata, sino que se divide a lo largo de etapas; lo mejor sería clasificar los años restantes hacia 2045 en periodos distintos, cada uno con objetivos individuales a lograr. Normalmente, un proyecto de planta generadora de energía limpia toma entre 3 y 7 años en construirse, dependiendo de la tecnología que se trate; por ello, establecer los periodos 2023-2028, el segundo entre 2029-2037, y el tercero 2038-2045, será más ilustrativo para el lector.

En el presente⁵⁶, la generación eléctrica de nuestro país por fuentes de combustible fósil tienen el mayor peso de generación (76 por ciento de la generación total), a través del ciclo combinado (59 por ciento), térmica convencional (6 por ciento), carboeléctrica (3 por ciento), turbo gas (4 por ciento) y combustión interna (1 por ciento), todas estas basadas en el gas natural y el carbón. Por ende, la tecnología de energía limpia que empleemos para sustituirlas deberá cubrir sus características principales, que son *escalabilidad, continuidad en su suministro, potencia de generación, y costo bajo*. Esta será la primera etapa, entre 2023 y 2028, tecnologías energéticas que en pleno 2022 ya cuentan en su mayoría con éstas características, por lo que tendrán una mayor utilidad en su implementación en los próximos 8 años sobre todo dentro del Plan Sonora, que son la energía solar fotovoltaica, energía eólica onshore, energía nuclear de segunda generación, y la mejora de las centrales hidroeléctricas. Debido a los problemas económicos que México enfrenta desde 2019 lo ideal sería apostar por tecnologías con un costo de capital bajo, en ese caso la energía solar fotovoltaica y la eólica Onshore serían el principal timonel de la primera etapa. Al sol de hoy, la Secretaría de Energía no se ha pronunciado respecto a construir centrales eólicas Offshore, las cuáles también podrían ser una excelente opción.

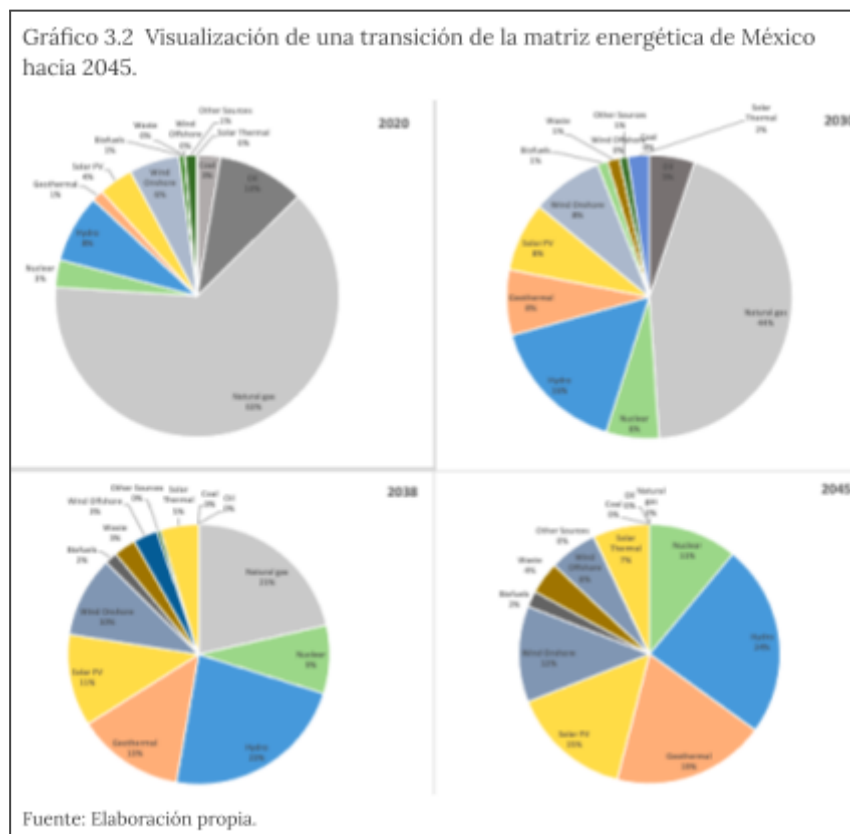
No obstante, el escenario a corto plazo se encuentra en una situación particular, cómo vimos en el capítulo anterior. Las decisiones de la actual administración han condicionado el progreso de México en las tecnologías de generación limpia; de acuerdo a la Secretaría de Energía, el objetivo de generar 35% por energías limpias en 2024 se cumplirá un año después, además de los daños al ecosistema de inversión extranjera directa en México que limitan el escenario de posibilidad dentro de los próximos 2 a 4 años. El Plan Sonora puede ser un factor que ayude a recuperar lo perdido, aunque como vimos anteriormente, tendría que ser hasta 8 veces más ambicioso para poder alcanzar sus metas. Estos son aspectos a tener en cuenta, en especial importante en la primera etapa, pues es importante conocer de dónde partimos y que requerimos para crear un ecosistema de inversión confiable y atractivo para la inversión extranjera.

En la segunda etapa, entre 2029 y 2037, contamos con energías que no están plenamente desarrolladas en 2022, o al alcance técnico-económico actual, pero que en esos años pueden desempeñar un rol importante en la transición energética. Si México se vuelve a posicionar entre los mejores países para las inversiones de capital en tecnología limpia, podrá tener a su disposición las tecnologías más avanzadas que den robustez a la matriz energética. En esta categoría está la energía eólica Offshore, las centrales termosolares por torre solar o parabólicas, los reactores de fisión nuclear modulares (SMR por sus siglas en inglés), energía oceánica, y biocombustibles. Así mismo, será importante la generación por biomasa y residuos para las ciudades más

⁵⁶ Datos de CENACE, Octubre de 2022

grandes de nuestro país durante esta etapa, un buen ejemplo de cómo podría ser en el futuro es el proyecto de planta de carbonización hidrotermal de la Ciudad de México Bordo Poniente, que en su fase final antes de 2026 debe procesar 2,500 toneladas de residuos orgánicos anualmente para generar energía eléctrica a través de gasificación. No obstante, para nuestros escenarios de Transición energética emplearemos solamente la energía eólica Offshore, las centrales termosolares por torre solar y la biomasa, debido a que hay más certidumbre respecto a sus costos. Dentro de esta etapa comenzará la implementación de hidrógeno para descarbonizar sectores industriales; México, debido a su exposición a recursos renovables sobre todo solares, tiene el potencial de producir hidrógeno verde a precios competitivos (de acuerdo a la Asociación Mexicana de Hidrógeno).

Finalmente la tercera etapa está comprendida entre 2038 y 2045. Al comienzo de esta etapa México debería producir 79% de la energía eléctrica con tecnologías limpias, es un punto de partida excelente para comenzar la descarbonización acelerada en la década de los años cuarenta; será un periodo de consolidación de la transición energética en general, en el cuál se ampliará la capacidad instalada de energía renovable, energía nuclear, biomasa, y sobre todo de generación de hidrógeno verde, e incluso podemos pensar en tecnologías que a día de hoy están en una etapa de desarrollo experimental, como la energía mareomotriz. La capacidad añadida permitirá producir hidrógeno libre de emisiones GEI, que junto a la electrificación de la mayor cantidad de sectores de la economía y la mayor eficiencia energética, nos pondrán en la posición correcta para lograr una Transición Energética completa hacia mediados del siglo XXI.



Capítulo 4. Viabilidad de las distintas tecnologías de energías limpias en México

4.1 Unas tecnologías son más idóneas que otras.

De acuerdo a la experiencia de otros países en transición energética, tomemos por ejemplo el caso de Francia. Debe existir el paradigma adecuado para que sea implementada con éxito la tecnología de energía a emplear; en Francia, tuvo que existir no sólo un entorno político que apostara decididamente por plantas nucleoelectricas -y una oposición sin sesgos ideológicos-, sino también un contexto económico positivo para sostener tales inversiones, plazos de retorno de inversión, y sobre todo tasas de interés, además de su capacidad técnica para desarrollar sus propias centrales en tiempos establecidos sin depender de tecnología extranjera, a excepción de la década de los años cincuenta, cuando adquirieron el conocimiento inicial mediante asociaciones con universidades y centros de investigación estadounidenses. O el caso más reciente de China, que se ha convertido en una potencia mundial de fabricación e instalación de plantas fotovoltaicas, con su propia tecnología y encadenamientos productivos.

Por ello, tras analizar los casos de Francia, Gran Bretaña, Dinamarca, entre otros, me parece adecuado proponer tres criterios fundamentales para evaluar las tecnologías que un país pueda desarrollar, adoptar y ejecutar para producir energía limpia de forma total. La Viabilidad Geográfica, significa cuál es la exposición de cierta zona geográfica a los recursos naturales aprovechables para la generación eléctrica -cómo lo pueden ser la irradiación solar que se recibe por latitud o altitud-, incluyendo el potencial teórico de generación por el aprovechamiento total de dichos recursos renovables. La Viabilidad Ambiental, considero que debe cumplir el criterio primordial establecido por IRENA e IEA para considerar una tecnología como energía limpia; así como su impacto ambiental a lo largo de su ciclo de vida (LCA, por sus siglas en inglés), su uso de tierra relativo -la extensión de área que requiere dicha tecnología- y su estrés hídrico, pues a medida que los efectos del cambio climático se intensifiquen, es prudente procurar tecnologías que no interfieran de forma grave con los ciclos del agua naturales, pero sobre todo, con el abastecimiento de agua potable para la vida humana y actividades económicas. Finalmente, la Viabilidad Económica, cuyo principal criterio es el capital necesario en dólares americanos por megavatios para instalar una central de cierto tipo de cierta potencia instalada (los proyectos de inversión comienzan con una cantidad inicial del monto final destinado al proyecto, de tal forma que los montos mencionados se reflejan al final a medida que la construcción de dicho

proyecto se complete), el Levelized Cost of Electricity (LCOE), y las externalidades negativas y positivas de cierta tecnología.

Finalmente, se debe considerar el efecto que tengan las políticas públicas existentes en 2022 sobre ciertas tecnologías, proyectos en ejecución y posturas del gobierno ejecutivo actual respecto a ciertas tecnologías influye en la ejecución de futuros proyectos energéticos a gran escala, a favor o en contra. Dependiendo de la perspectiva del gobierno, se priorizan ciertas formas de obtener energía sobre otras, como el caso de la propuesta a Reforma a la Ley Energética que evaluamos con anterioridad, que implicaría favorecer la energía nuclear e hidroeléctrica en propiedad de CFE pero afectar a la generación fotovoltaica-eólica de inversión privada, o la estrategia ideológica alemana de sustituir centrales nucleares operacionales por plantas carboeléctricas e instalar centrales fotovoltaicas y eólicas para ampliar la capacidad de generación. Nos encontramos en la mitad de un sexenio que tiene una apuesta firme en generación eléctrica tradicional mediante combustóleo, carbón y gas natural, la cuál limitó durante los primeros cuatro años de gobierno la creación de nuevas Subastas de Largo Plazo de proyectos de proyectos energéticos renovables de origen privado. El cambio parcial de narrativa en los nuevos planes del gobierno, incluyendo las centrales hidroeléctricas, nucleares, solar y eólica propiedad de CFE, y el Plan Sonora, abre la posibilidad de mejorar el panorama de las energías renovables en México. En todo caso, la posibilidad de que un próximo gobierno con una postura más favorable para las energías limpias planea proyectos a gran escala aún está presente en ésta década. En promedio, los proyectos de generación eléctrica limpia tienen tiempos de construcción entre los tres y siete años, dependiendo del tipo de tecnología. Por ello, las propuestas de capacidades instaladas propuestas en este trabajo de investigación que tienen lugar entre 2028 y 2033 tendrían que comenzar a plantearse a más tardar entre 2024 y 2025, alineado a un próximo sexenio.

Ampliaremos en el análisis específico de estos criterios de viabilidad aplicado a las tecnologías de obtención de energía limpia seleccionadas a medida que avancemos, para después poder crear conclusiones entorno a qué tecnologías son las más viables para el contexto actual y futuro de nuestro país, y por ende, que tengan una mayor prioridad en nuestra estrategia de transición energética hacia 2045.

Tabla 4.1 Criterios de viabilidad de energía limpia propuestos.

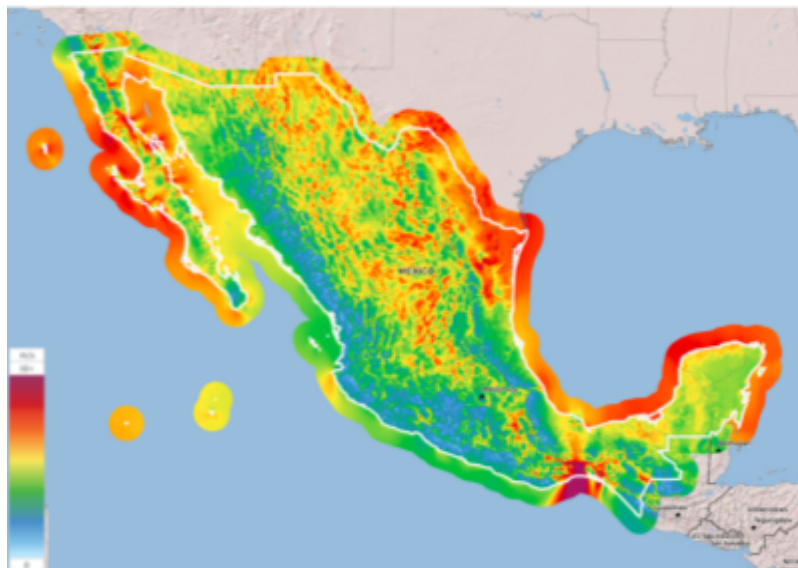
Viabilidad Geográfica	Viabilidad Ambiental	Viabilidad Económica
Localización SEN	LCA	LCOE
Disponibilidad del recurso natural	Uso de tierra relativo	USD/MW
Potencial de generación	Estrés hídrico	Externalidades

Fuente: Elaboración propia.

4.1.1) Viabilidad Geográfica

Las energías limpias usan recursos renovables como lo pueden ser las corrientes de aire o marinas o la actividad volcánica. Dada la localización geográfica destinada a acoger dicha instalación tecnológica, varía la cantidad de recursos naturales renovables accesibles para generar electricidad. Se tiene un potencial interesante de generación eolieléctrica tanto onshore como offshore en el noreste del país (Tamaulipas y su costa, Nuevo León, Chihuahua), en el noroeste (centro de la península de Baja California), en la región del Istmo de Tehuantepec (Chiapas, Oaxaca), y en menor grado, el altiplano septentrional (Zacatecas, Durango, San Luis Potosí) y en las penínsulas de Yucatán y Baja California. De acuerdo al Reporte de Energía Limpia de México realizado por la *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) del Departamento de Energía de Estados Unidos, el potencial de generación eólico onshore es de 3,669 GW, y una capacidad instalada offshore de 869 GW, de acuerdo al Global Wind Atlas del Banco Mundial.

Imagen 4.1 Velocidad de las corrientes aéreas continentales dentro del territorio mexicano (a 100 metros de altura), 2022

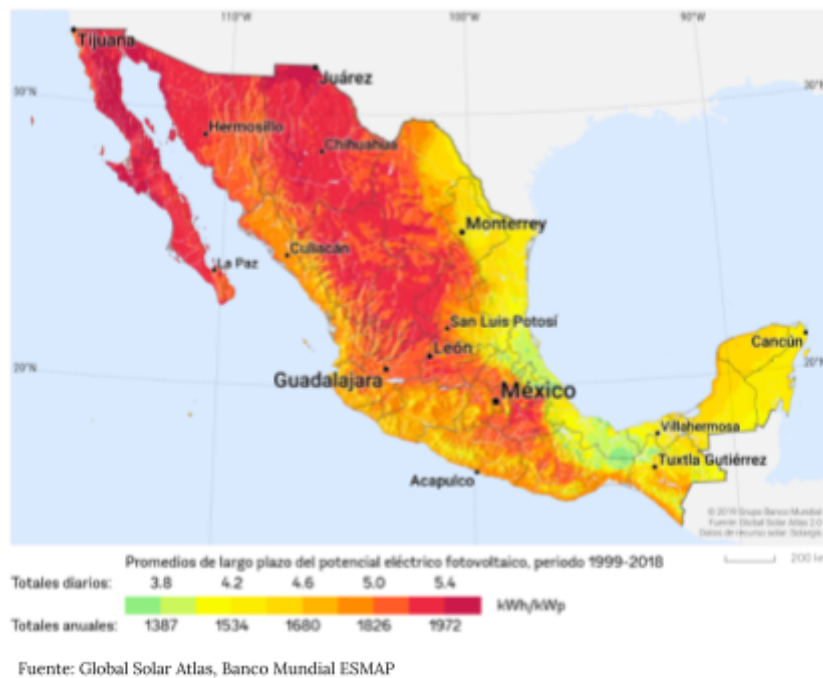


Los valores van desde 0 m/s hasta 10 m/s, asignando colores que van desde azules (dónde la velocidad es menor) hasta rojos (dónde la velocidad es mayor).

Fuente: Global Wind Atlas, ESMAP, Vortex, World Bank Group

Por otra parte, la **radiación solar** que recibe el territorio nacional en promedio anual es abundante sobre todo en el noroeste de la república, el altiplano septentrional, y la península de Baja California; en menor medida están Puebla, Morelos y Guadalajara. De acuerdo al Global Solar Atlas del ESMAP, hasta 67.8% del territorio nacional tiene un coeficiente mayor de 5.4 kWh/m², con 28.1 por ciento mayor a 7 kWh/m², siendo de los valores más altos. Es mayor a comparación de países como Alemania, en el cual la intensidad de radiación solar en su territorio es similar a la de Veracruz. En nuestro país gozamos de una alta intensidad en gran cantidad del territorio nacional; como comparación, en España sólo 29 por ciento de su territorio tiene una irradiación mayor a 5.6 kWh/m² -con la mayoría entre 5 y 5.6 kWh/m², o China, quien es la mayor potencia de generación solar del mundo, tiene 30.7% de su territorio con una radiación mayor a 4.6 kWh/m². De acuerdo al Reporte de Energía Limpia de México realizado por la *National Renewable Energy Laboratory* del Departamento de Energía de Estados Unidos, el potencial de capacidad instalada por centrales fotovoltaicas es de 24,918 GW (hasta 296 veces la capacidad instalada de México en 2021), una generación de 50,196 TWh por año.

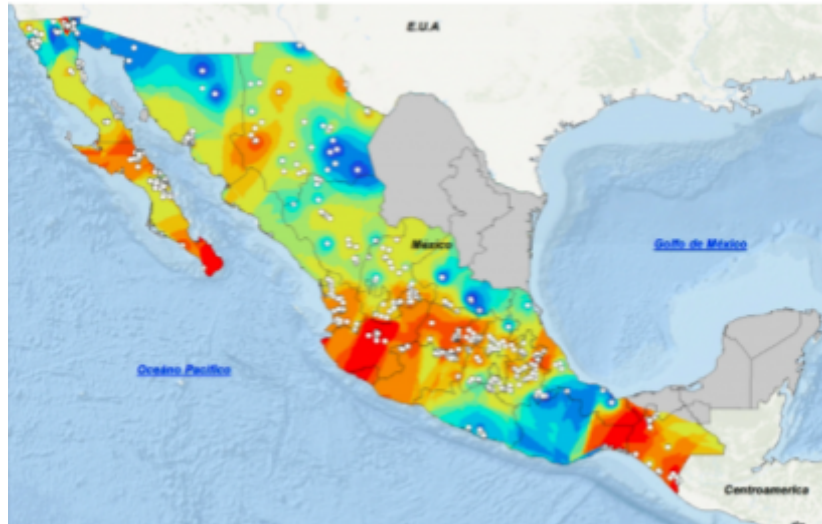
Imagen 4.2 Potencial eléctrico fotovoltaico en México, irradiación promedio de largo plazo 1999-2018.



En cuanto a energía geotérmica, México es el sexto país del mundo con mayor capacidad de generación eléctrica instalada en geotermia, con 906 MW, siendo Coahuila, Guadalajara, Baja California Sur, y Chiapas, los estados de mayor potencial para su aprovechamiento. Como revisamos en anterioridad, uno de los conflictos de la energía geotérmica es la certeza del yacimiento geotérmico, pues el determinar su temperatura y la abundancia del recurso es un proceso costoso que involucra un

riesgo económico que muchas veces es difícil que un inversor quiera asumir (sobre todo cuando se tienen alternativas con mayor certidumbre como la energía solar o eólica). De acuerdo a NREL, el potencial de capacidad instalada de esta tecnología es de 2.5 GW.

Imagen 4.3. Gradiente geotérmico del territorio mexicano, 2011.



Fuente: CEMIEGEO (2011)

En cuanto a la energía hidroeléctrica, los lugares con mayor potencial de aprovechamiento del recurso hidrológico son Nayarit, Chiapas, Veracruz y Guerrero. De acuerdo al Inventario Nacional de las Energías Limpias, el potencial de generación de energía hidroeléctrica en el país es de 130,000 GWh (una potencia instalada de 14 GW aproximadamente). Modernizar las centrales hidroeléctricas incrementando su capacidad con mejoras podría dar una capacidad añadida de 1.2 GW, o 1,200 MW a mediano plazo (NREL, 2021).

Imagen 4.4. Generación y potencial en centrales hidroeléctricas por estado (MW/GWh) y Mapa de disponibilidad hídrica.



Fuente: Prodesen 2017-2031, SENER.

El resto de energías limpias no renovables, cómo la nuclear o biomasa, no dependen de un recurso renovable pero sí de la gestión de un recurso mineral (uranio, en el caso de la nuclear) u orgánico (en el caso del biomasa), que deben ser gestionados adecuadamente. De acuerdo a URAMEX, las reservas de uranio considerando tanto el producto principal cómo los subproductos son de 162,491 toneladas, lo cual nos sitúa en el lugar número 11 de los países con mayores cantidades de reservas de uranio, por delante de Jordania y detrás de Perú. Una central nuclear consume en promedio anual 30 toneladas de uranio (SGM, 2017), por lo que nuestras reservas permitirían abastecer de combustible a CNLV por los próximos 5,416 años. Si México tuviera toda su capacidad instalada de generación eléctrica de tipo nuclear (que son 94,868 MW, CFE 2022), podríamos tener combustible para los próximos 100 años, contando que los reactores actuales de CFE explotan el 5% de la energía del combustible, en lugar del 95% que lograrían los reactores de próxima generación. En 2010 CFE consideró un programa de expansión nuclear, que en su escenario de mayor expansión la construcción de otros 6 reactores nucleares, dos extras en la CNLV, dos en Noroeste, Tamaulipas, y dos en Oriente, Sonora, a un costo de capital por unidad de 4,390 millones de dólares, por una potencia de 1,400 MWe.

Las condiciones geográficas también consideran la extensión de terreno disponible para construir centrales eléctricas; zonas urbanas con alta densidad poblacional sólo podrían ser eficientes en energía solar si se emplea en el techo de los edificios/casas, -al contrario de si usamos energía eólica, que no sería viable en áreas citadinas por la gran extensión de terreno que requiere y su contaminación auditiva-, también podrían ser eficientes las centrales nucleares o biomasa en los exteriores de un centro urbano, caracterizadas por no requerir instalaciones extensivas.

Para determinar la ubicación dónde se ejecutará un proyecto de energía limpia es muy importante la cercanía de la hipotética planta con la línea de transmisión más cercana (para evitar incurrir en sobrecostos por instalación de red añadida). El Sistema Eléctrico Nacional tiene una gran cantidad de conexiones en el noroeste del país, bajío, centro y el litoral del Golfo de California; se extienden en menor grado hacia el noreste y suroeste; y son escasas en el suroeste del país (a excepción de Chiapas, dónde hay una línea de transmisión que conecta a los parques eólicos e hidroeléctricos del estado al SEN), y la península de baja california, que opera cómo un sistema separado a la Red Eléctrica Nacional.

Imagen 4.5. Localización de los tipos de energía eléctrica dentro del Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: Elaboración de BBVA con datos de CENACE.

Esta infraestructura favorece a ampliar sustancialmente la capacidad instalada de México en energía solar, geotérmica, y nuclear en el centro y norte del país, pues los principales nodos de la red están en zonas geográficas con alto potencial en estos recursos. Los principales cambios, además de renovar líneas de transmisión obsoletas y dar mantenimiento a existentes, sería construir líneas nuevas que conecten a gran escala los estados de Oaxaca, Chiapas, Guerrero y Tamaulipas (para aprovechar a nivel nacional su potencial eólico, hidroeléctrico y geotérmico). Las zonas que en la actualidad están bien interconectadas, destinadas a ser las más importantes en el futuro energético del país, será el norte y noreste del país (que goza de gran cantidad de irradiación solar anual y eólica), el sureste del país (por su gran disponibilidad de generación hidroeléctrica, eoloeléctrica, y geotérmica), y la costa del Golfo de México (interesante por su potencial eoloeléctrico así como de energía nuclear). En menor grado está el Bajío y el centro de México, que cuentan con buena cantidad de irradiación solar y gradientes geotérmicos, así como un potencial de generación nuclear en la costa de Jalisco. Hay distintos criterios para determinar la ubicación de una central nuclear; en el caso de la Central Nuclear de Laguna Verde (CNLV) se enfocaron en su cercanía con los mayores centros de consumo (en especial la Ciudad de México), disponibilidad de agua de enfriamiento, estabilidad sísmica del lugar, y un suelo que soporte una cimentación fuerte.

4.1.2) Viabilidad Ambiental

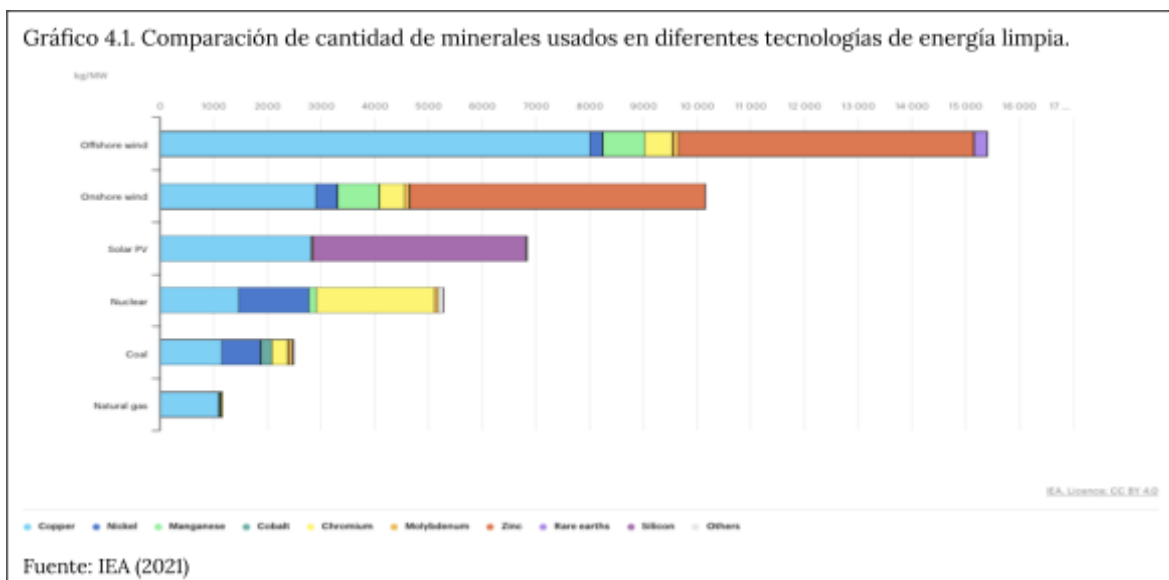
En el espectro de la viabilidad ambiental evalúo distintos criterios. Primero, el Análisis de su Ciclo de Vida (*LCA por sus siglas en inglés*), es el análisis de los impactos ambientales de un producto, proceso o servicio a lo largo de su ciclo de vida. Por ejemplo, si nos referimos a un automóvil habremos de considerar el impacto desde la extracción de materiales, la manufactura, el traslado, sumado al uso que se le da a lo largo de su ciclo de vida; o en el caso de la energía, habremos de pensar el impacto ambiental por los materiales con los cuáles se fabrica la tecnología a analizar (considerando también las emisiones de GEI emitidas durante la producción), la cantidad de años que puede durar en operación, la cantidad de GEI u otros contaminantes que produzca durante su ciclo de vida, y la cantidad de energía que produce durante su ciclo de vida.

La Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE por sus siglas en inglés), en su reporte “Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options” presenta un análisis exhaustivo por medio del método LCA de distintas tecnologías de generación eléctrica, entre las cuáles están las incluídas en la presente investigación. La métrica que se obtiene por este parámetro es el impacto ambiental por Teravatio hora (TWh)⁵⁷, dónde la unidad base es 100, y de acuerdo a ella se pondera el valor LCA de distintas tecnologías siendo 0 el impacto ambiental menor y 100 el mayor. Los factores a considerar dentro del impacto ambiental, son el uso de recursos, minerales-metales; la extensión territorial; uso de recursos fósiles; uso de agua; efectos en los niveles de ozono naturales y formación de este; toxicidad a la vida humana (sin incluir enfermedades relacionadas al cáncer); radiación ionizante; toxicidad a la vida humana (incluyendo cáncer); eutrofización terrestre; eutrofización marina; eutrofización de agua dulce; ecotoxicidad del agua dulce; acidificación y contribución al cambio climático.

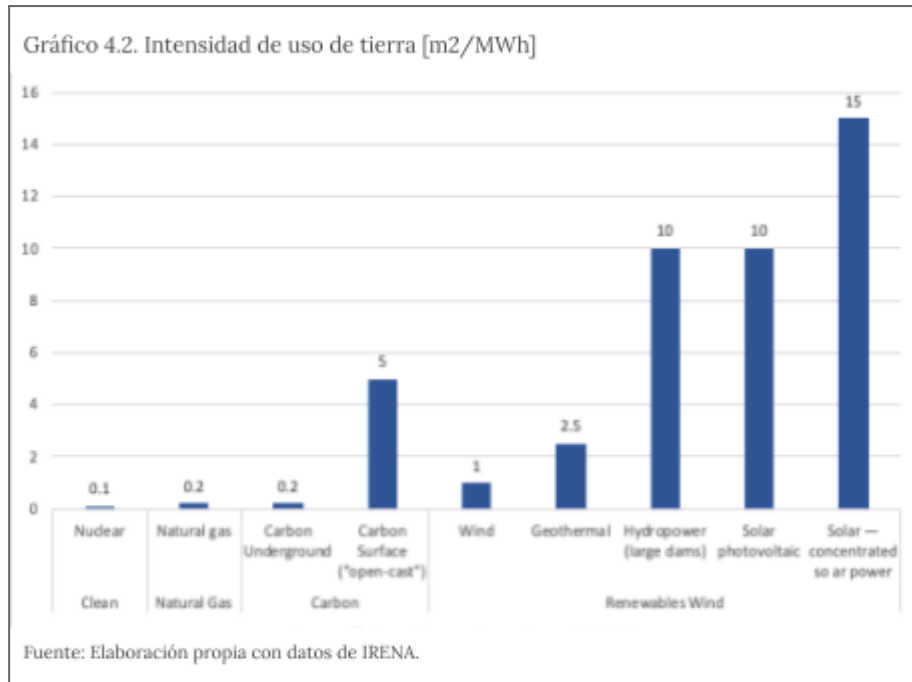
De acuerdo al estudio, las tecnologías con un impacto ambiental medido por LCA menor a 25 unidades son la energía nuclear, energía solar fotovoltaica y por concentración solar (CSP por sus siglas en inglés), energía eólica -tanto onshore cómo offshore-, la hidroeléctrica y el gas natural. No obstante, cómo podemos ver en el gráfico, entre las más bajas sobresalen la energía nuclear, termosolar por concentración en torre, y la energía fotovoltaica a gran escala, todas las anteriores con valores menores a 10. Los mayores impactos ambientales se producen durante la minería de los minerales con los cuales se fabricarán los materiales necesarios, y al final de su vida útil cuando se pueda reusar o reutilizar los elementos empleados en dicha central.

⁵⁷ Producir un teravatio hora (TWh) de electricidad tiene la huella ambiental de 100 personas a lo largo de un año.

En cuánto a la extracción de minerales necesarios para la producción de centrales de energía limpia, por ejemplo, el silicio para las centrales fotovoltaicas o el zinc en la energía eólica. Esta actividad enfrenta diferentes desafíos, cómo cuellos de botella por falta de capacidad de extracción/producción de los recursos, conflictos sociales en su extracción, contaminación ambiental, exposición a estrés hídrico y climático, falta de sustitutos y geopolítica sobre la ubicación geográfica de los minerales. A continuación un gráfico obtenido del reporte *Reliable supply of minerals* de IEA que muestra la cantidad de los minerales más usados en las diferentes tecnologías de producción eléctrica -energía eólica offshore y onshore, solar fotovoltaica, nuclear, carbón y gas natural) en kilogramos por megawatts (kg/MW). Están ausentes tecnologías consideradas en la presente tesis, no obstante, nos demuestra la importancia del LCA y otras métricas referentes al impacto ambiental de las nuevas tecnologías de producción eléctrica, un asunto de mayor preocupación dentro de la transición energética donde la demanda de minerales incrementará hasta seis veces bajo un escenario net zero hacia 2050, de acuerdo a IEA.



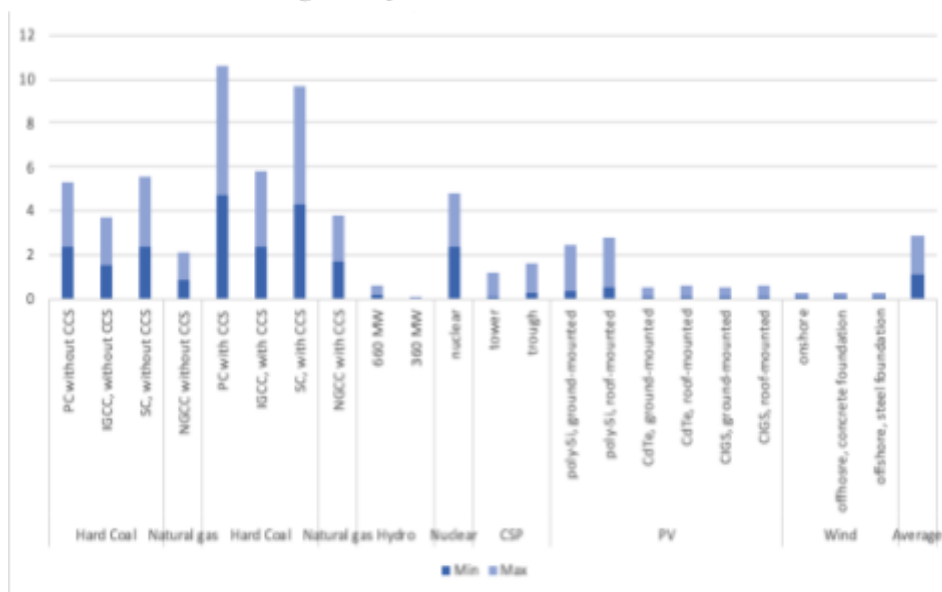
El reporte “Energy and Land use” realizado por IRENA (International Renewable Energy Agency) en colaboración con las Naciones Unidas, el uso de tierra en cuanto a extensión geográfica se mide de acuerdo a la cantidad de megawatts-hora (MWh) por metro cuadrado, aplicado a recursos primarios de electricidad entre los cuales consideraron energía nuclear, gas natural, carbón, eólica, hidráulica, solar, y biomasa. Las mediciones obtenidas indican que las tecnologías que menos intensidad de uso de tierra presentaron fue la energía nuclear, el gas natural y carbón (valores entre 0.1 y 0.2), mientras que la más elevada fueron la hidroeléctrica, la solar fotovoltaica, y solar por concentración termosolar por torre (con valores de 10, 10, 15, respectivamente). Tanto eólica cómo geotérmica fueron evaluadas con valores cercanos al promedio.



Finalmente, tendremos que considerar el estrés hídrico que tienen estas tecnologías. Este tema ganará mayor importancia a medida que el cambio climático se intensifique, pues con los cambios en las estaciones de lluvia y su precipitación media, la cantidad pluvial y fluvial, desertificación de suelos, entre otros cambios, puede ser contraproducente apostar fuertemente por una tecnología que fuese intensiva en recursos hídricos. Existe evidencia que lo ratifica. El equipo de investigación de la calificadora Moody's en México evaluó en 2021 la posibilidad de que la sequía intensa que se padeció durante ese año tuviese un impacto en la generación de electricidad por medio de las presas de CFE. El resultado fue claro: "La escasez de agua limitará la capacidad de generación de energía hidroeléctrica, lo que complica los esfuerzos de México por alcanzar su objetivo de generar el 35% de la electricidad a partir de fuentes de energía limpia para 2024", declaró Roxana Muñoz, Assistant Vice President de Moody's, coautora del informe. De acuerdo con Conagua, los efectos del estrés hídrico sufrido fueron perceptibles tanto a nivel estatal como federal, afectando a 30 de 31 estados de la república mexicana.

El mismo reporte de IRENA *Energy and Land Use* analiza esto bajo el término de agua disipada, lo cual significa que su uso habitual en el medio ambiente local se ve afectado, lo cual nos indica la escasez del recurso hídrico. El agua que se devuelve al cuerpo de agua no cuenta como disipada, como si es la que se evapora o se usa en la elaboración de un proceso. Por ejemplo, las plantas térmicas usan gran cantidad de agua evaporada para su operación, o "agua disipada" en este caso. Las mediciones que se obtuvieron por parte de IRENA fueron las siguientes:

Gráfico 4.3. Valores de agua disipada.



Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA.

Dentro de las energías limpias seleccionadas, la peor valorada en cuanto a agua disipada fue la energía nuclear, que emplea el agua de un cuerpo fluvial, lacustre o marítimo cercano para extraer el calor del núcleo del reactor en forma de vapor. No se preocupe el lector, el agua que se emplea en un reactor nuclear para aprovechar el calor es devuelta a su medio natural en condiciones controladas, temperatura adecuada, y nivel de radioactividad seguros para el medio natural. De todas formas, aún emplea grandes cantidades de agua para refrigerar el reactor y el combustible usado. Se espera que la siguiente generación de reactores nucleares que entre en operación entre finales de ésta década y mediados de la próxima empleen poca o nada de agua durante sus operaciones. En este caso, el escenario mejoraría notablemente para esta fuente de energía. Otra tecnología con un alto nivel de agua disipada es la energía solar fotovoltaica instalada sobre los techos comerciales o residenciales - lo que en México se denomina *generación distribuida*-, sobre todo porque al ser en una escala menor, el agua empleada en la fabricación tiene un impacto marginal mayor.

El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias mide el impacto ambiental de una tecnología de generación eléctrica por distintas etapas:

1. Extracción de materiales para fabricación u obtención de combustible.
2. Transporte de combustible, equipos, desechos y otros materiales.
3. Construcción, operación y desmantelamiento de la planta.
4. Transmisión y distribución de la electricidad.
5. Disposición de los residuos.

Estos impactos se reflejan en las operaciones diarias de la instalación, hacia el medio ambiente (por emisión de sustancias como gases GEI, NOx, entre otras partículas y compuestos orgánicos; contaminan agua, suelo y aire). También existen efectos hacia la salud humana, como puede ser enfermedades respiratorias agudas, crónicas o incluso muerte debido a los residuos contaminantes, incluso accidentes de trabajo y contaminación auditiva. Pero también pueden haber efectos positivos, como el desarrollo de infraestructura eléctrica, de caminos, generación directa o indirecta de empleos, o mejores servicios. Por ejemplo, una externalidad negativa de la energía nuclear es la contaminación en la etapa de extracción de uranio en los procesos de trituración y molienda, pero una externalidad positiva sería que el calor generado por su reactor podría servir para descarbonizar otras industrias no electrificadas, como el acero o cemento; en el caso de la eólica, una externalidad positiva es la infraestructura eléctrica y de caminos que trae a la zona donde se establece, pero tiene impactos negativos como la contaminación acústica, daños a fauna local, o conflictos de propiedad y uso del terreno con las sociedades existentes en el lugar (como ha sido el caso con La Venta, planta eólica perteneciente a CFE). La Comisión Europea (CE) en el proyecto *Cost Assessment for Sustainable Energy Systems* (CASES, 2011), empleó una muestra de 27 países de la CE, de diferentes tecnologías de producción eléctrica y costos externos, como la salud humana, el medio ambiente, residuos radionúclidos, o el costo marginal de daños por gases de efecto invernadero. Dentro de las energías limpias la que fue computada con menor costo en forma de externalidad negativa fue la hidroeléctrica (0,11) mientras que la energía nuclear fue la más elevada (0,30). Como comparación, una central de combustóleo tuvo externalidades por 3,31 USD/kWh, y de gas natural 1.92 USD/kWh.

Tabla 4.2. Externalidades de la generación eléctrica en la CE (USD/kWh), 2007

Concepto	Nuclear	Combustóleo	Gas natural	Hidroeléctrica	Eólica onshore
Salud humana	0,21	2,47	1,73	0,08	0,1
Ambiente	0,02	0,24	0,22	0	0,01
Radionúclidos	0,003	0	0	0	0
Costo marginal daños por GEI	0,006	0,6	1,24	0,02	0,03
Total costos externos	0,30	3,31	1,92	0,11	0,14

Fuente: Obtenido de CASES, 2011.

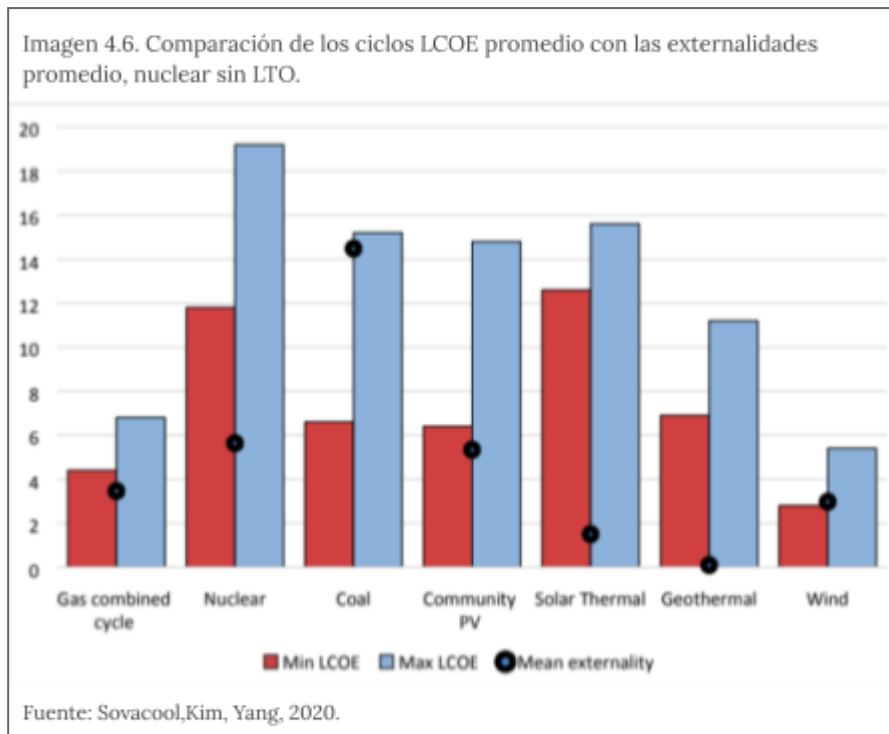
Un estudio más reciente sobre externalidades fue elaborado en 2018 por la Universidad de Hanyang (Corea del Sur), Universidad de Sussex (Reino Unido) y la Universidad de Aarhus (Dinamarca). En él se hace de igual forma una evaluación por etapas desde la extracción de materiales, la manufactura/construcción, la operación de la planta, combustible y transporte. Entre las externalidades consideradas están la

contaminación del aire, contribución al cambio climático, accidentes crónicos o catastróficos, contaminación sonora, deforestación y daños a la tierra, al aire, a la biodiversidad, y a la salud. Estas externalidades se monetizan por medio de evaluación contingente, control de costo, ruta de impacto, ciclo de vida, y meta análisis. Sus resultados fueron los siguientes:

Tabla 4.3. Externalidades negativas asociadas al suministro de energía eléctrica (c/kWh)						
Source	# of obs.	min	median	mean	max	s.d.
Bio	34	-11.672	0.772	5.9	104.112	21.051
Coal	71	0.019	8.1	14.479	157.885	27.727
Fuel Cell	5	1.47	3.554	4.008	7.053	2.13
Gas	46	0.067	2.947	3.461	13.572	2.98
Geothermal	2	0.071	0.093	0.093	0.115	0.031
Hydro	26	-0.511	0.127	1.756	21.216	5.398
Nuclear	19	0.002	0.379	5.635	54.048	14.503
Oil	34	0.606	6.639	7.639	27.217	6.26
PV	16	0.085	0.666	5.338	74.496	18.449
Solar Thermal	6	0.088	0.232	1.502	7.964	3.166
Waste	5	7.819	10.034	14.615	31.764	9.976
Wind	24	0.007	0.199	2.976	42.099	9.486
Total	288	-11.672	2.328	7.152	157.885	17.578

Fuente: Obtenido de Hanyang, Sussex, Aarhus, 2018.

Siendo la unidad de medida los centavos por kilowatt hora, la tecnología mejor evaluada fue la energía geotérmica con un promedio de 0.093 c/kWh. Dentro del grupo de energías limpias, la que fue peor evaluada fue la biomasa, con 14.615 c/kWh; le siguen la energía nuclear (5.635 c/kWh), la energía solar fotovoltaica (5.338 c/kWh), la celda de combustible de hidrógeno (4.008 c/kWh), la energía eólica (2.976 c/kWh), la hidroeléctrica (1.756 c/kWh), y la solar térmica (1.502 c/kWh). Como referencia, la evaluación de tecnologías de combustibles fósiles son más elevadas, por ejemplo el carbón fue evaluado con 14.479 c/kWh, el petróleo con 7.639 c/kWh, y el gas natural con 3.461 c/kWh.



4.1.3) Viabilidad Económica

La Organización Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), usa el enfoque Levelized Cost of Electricity ⁵⁸ (LCOE por sus siglas en inglés) como métrica a través del método de *flujos de fondos descontados* (Discounted Cash Flow) para calcular el costo base -sin considerar los costos de distribución y transmisión- en el tiempo de operación, representado en dólares por megavatio/hora (MWh), de cierta tecnología sobre la cual se aplique la métrica. En su reporte anual *Projected Costs of Generating Electricity 2020*, se presenta los resultados del LCOE para tecnologías de combustible fósil (carbón, lignito, gas natural) y tecnologías de baja intensidad de carbono (nuclear y nuclear LTO⁵⁹, eólica onshore, eólica inshore, solar fotovoltaica, solar térmica, hidroeléctrica con almacenamiento, hidroeléctrica sin almacenamiento, geotérmica, biomasa). Con una perspectiva a mediano-largo plazo como la que se tiene en esta planeación, es óptimo incluir los costos a largo plazo, pues la transición de nuestra generación eléctrica de combustibles fósiles a completamente renovables será un proceso que se amortice en 20, 30 o 60 años, dependiendo de la tecnología; a pesar de

⁵⁸ El método LCOE evalúa el costo de a través de la duración total del ciclo de vida del objeto, balanceando a través de los años el costo descontado.

⁵⁹ La Operación a largo plazo (LTO por sus siglas en inglés), considera al momento de evaluar la energía nuclear o hidroeléctrica, sus plazos de duración extendidos entre 20 y 30 años -extensión fundamentada en centrales en operación que ya han obtenido permisos para postergar sus fechas de cierre más allá de los 40 años base establecidos por las regulaciones.

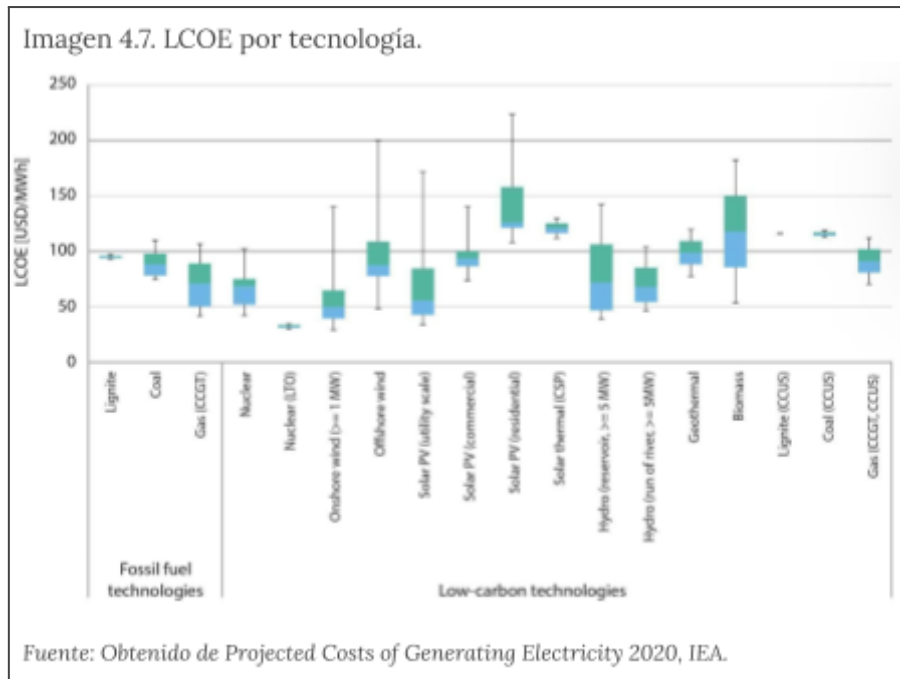
que los costos iniciales pudieran parecernos altos -en especial con la energía nuclear-, hay tecnologías a largo plazo con menor costo que otras, por lo que servirá para dimensionar mejor las inversiones destinadas a la instalación de las plantas.

Cabe añadir que para financiar grandes proyectos de infraestructura de energía limpia es de gran importancia codificar entornos políticos o económicos tanto estables como transparentes para la inversión nacional así como extranjera, a través de organismos reguladores y políticas públicas funcionales, un diseño competitivo de mercado, un desempeño del sistema legal óptimo, entre otros aspectos. Por ende, en este ensayo reiteró la necesidad de avanzar en el terreno de política pública y fiscal para tener progresos notables en nuestro proceso de Transición Energética. Desde luego, este trabajo se encuentra enfocado en el aspecto técnico, geográfico, económico y financiero, pero es imperativo no sólo restablecer, sino mejorar, el ecosistema de inversión privada que se tenía en México antes de la presente presidencia.

Considerando una tasa de descuento de 7%⁶⁰, las energías con el LCOE (USD/MWh) más bajo fueron la energía nuclear (LTO⁶¹) de 40 USD/MWh, la energía eólica onshore con potencia instalada mayor a 1 MW entre 45 y 60 USD/MWh, la energía fotovoltaica entre 48 y 80 USD/MWh, la energía nuclear sin LTO entre 52 y 57 USD/MWh, y la hidroeléctrica sin almacenamiento entre 55 y 80 USD/MWh. A partir de aquí, el resto de energías limpias consideradas por su evaluación (hidroeléctrica con almacenamiento, geotérmica, solar residencial, solar térmica, biomasa, offshore wind) son más costosas que las tecnologías de combustible fósil mencionadas anteriormente.

⁶⁰ En el financiamiento de infraestructura, la **tasa de descuento** -el costo del capital- es fundamental al momento del análisis LCOE, pues mientras más capital requiere una tecnología, más sensible es la métrica a los cambios de la tasa de descuento; que a su vez, reflejan la estabilidad y seguridad del mercado financiero donde esté tomando lugar el proyecto. Mientras más baja sea la tasa, mayor certeza y confianza hay, y por lo tanto, más competitivas pueden ser tecnologías intensivas en capital, como la energía nuclear. México en el último par de décadas, ha tenido una tasa muy cercana a 7%, de acuerdo a datos de Banxico.

⁶¹ El término **Long Term Operation** se refiere a la extensión de vida operativa de una central nuclear. Las centrales nucleares existentes están diseñadas para operar al menos durante 40 años, esto debido a la amortización del proyecto. No obstante, a lo largo del tiempo se ha demostrado la viabilidad de extender su tiempo de vida operativa por 10, 20, o inclusive 30 años más. Por ejemplo, Estados Unidos fue de los primeros países en otorgar licencias de operación LTO hasta los 60 años.



Por ello es importante que el Gobierno, para incrementar la competitividad de las energías renovables más costosas, introduzca impuestos a la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, o de incentivos para las tecnologías de energía renovable más costosas.

Precio por megawatio instalado (USD/MW).

La potencia de una planta de energía solar depende del tipo de captación que se emplee, si es una central térmica solar o fotovoltaica. Dada la potencia que tenga la planta, y la inversión necesaria para construirla, nos permite determinar el costo de capital (el dinero que “costó” por cada megawatt (MW) construido de la central de generación). Esta es una medida para poder comparar el costo a corto plazo de las distintas tecnologías así cómo para determinar en el capítulo siguiente la inversión total que se necesitará para desarrollar una transición energética en el sector eléctrico hacia las energías limpias. Para obtener dicho cálculo investigué en 64 proyectos desarrollados en los últimos 15 años de las diferentes tecnologías en varios países, priorizando que sean países pertenecientes a la OCDE o que cuenten con entornos económicos parecidos a México.

Por ejemplo, por planta por concentración solar podemos mencionar la central de Ivanpah en el desierto de Mojave, California Estados Unidos, desarrollada por BrightSource Energy y Bechtel. Su capacidad es de 392 MW, requirió una inversión de \$2,380 millones de dólares para construirse entre 2010 y 2014. Otro ejemplo es el complejo Andasol localizado en España; está conformado por tres plantas gemelas,

con una potencia combinada de 150 MW, desarrollada entre 2008 y 2011. El proyecto requirió una inversión de 1,18 mil millones de dólares en total, y alimenta de electricidad a 200.000 hogares, lo cual significa un costo de \$7,8 millones de dólares por MW instalado.

En cuanto a las centrales fotovoltaicas, tenemos por ejemplo la planta solar de Longyangxia en Qinghai, China; el proyecto se desarrolló entre 2013 y 2015, de una capacidad de 850 MW con una inversión de 6 billones de yuanes, o \$9,240 millones de dólares, lo cual nos da un precio en dólares por megawatt de \$1,692,057 USD/MW. Otro ejemplo es la planta Desert Sunlight Solar Farm, en el desierto de Mojave, Estados Unidos; su capacidad instalada es de 550 MW con una inversión de \$1,460 millones de dólares, construida entre 2011 y 2015, la cual tuvo un precio por MW de \$2,654,545 MW/USD . Por último, una de las plantas fotovoltaicas más grandes del mundo está ubicada en Chile, en el desierto de Atacama. La planta fotovoltaica El Romero solar, de 246 MW de capacidad requirió una inversión de 370 millones de dólares, y un precio por MW de \$1,504,065 USD/MW.

Gran parte de la geografía mexicana presenta niveles de radiación ideales para la energía solar, sobre todo el Norte y Centro de México; esto hace altamente práctico su instalación en diversos puntos de la Red Eléctrica Nacional, donde más sea necesaria. Lo más complicado en esta tecnología es la extensión del terreno requerida, un ejemplo es, El Romero Solar en Chile que tiene una extensión de 2.8 kilómetros cuadrados, mientras que Longyangxia en China -la estación de energía solar más grande del mundo- tiene una extensión de hasta 26 kilómetros cuadrados.

En promedio el precio por MW que se tuvo para la energía solar fotovoltaica en los 25 países analizados fue de \$1,796,533 USD/MW y para la energía térmica solar de \$5,248,025 USD/MW. Para la energía eólica los costos varían dependiendo de la tecnología que se emplee; por ejemplo, la Asociación Noruega de Energía Eólica (NORWEA) estima el precio de un parque eólico promedio noruego en 44 €/MWh, o \$37 USD/MWh. Actualmente existen 68 parques eólicos en México, siendo Oaxaca (2749 MW), Tamaulipas (1715 MW) y Nuevo León (793 MW) los estados con mayores instalaciones. Desde luego, el nivel de inversión requerido variará sobre todo del tamaño que se desee tenga la instalación. Por ejemplo, en México la planta más grande será “Eólica del Sur” en Juchitán, Oaxaca; su capacidad de 396 MW a lo largo de 55.32 kilómetros cuadrados requirió una inversión de 1,1 mil millones de dólares. También está Sureste 1 y Sureste 2, actualmente detenidos por falta de una línea de transmisión para conectarlos propiamente al SEN; su capacidad será de 585 MW por una inversión de poco más de mil millones de dólares. La planta de energía eólica más grande del mundo se encuentra en China, Gansu, uno de los 6 megaproyectos eólicos del gobierno chino. Hasta el momento, ha requerido una inversión de 17.5 mil millones de dólares, con una capacidad actual de 7,965 MW, pero una capacidad planeada de

20,000 MW cuando esté finalizada. Estos proyectos mencionados han sido instalados en tierra; en cuanto a proyectos marítimos, el más grande es Walney Extension en Reino Unido, de 695 MW. En Holanda, la instalación Gemini Wind Park de 600 MW es la planta eólica Offshore más grande de Europa continental, con una inversión de 2,8 mil millones de dólares en 2 años de construcción, y alimenta de electricidad a 800,000 hogares en una extensión de 90 kilómetros cuadrados. Los precios por MW en los países del estudio fue para la Energía Eólica Onshore de \$1,989,212 USD/MW y para la energía Eólica Offshore de \$3,865,749 USD/MW.

La extensión de esta tecnología es amplia, igual o más que la energía solar, por ende, se deben buscar zonas en las cuáles el impacto ambiental sea el menor posible -considerando tanto deforestación como daño a especies- sobre todo en el Este del país. Precisamente, es en el Este del país donde Tamaulipas puede jugar un rol muy importante, por su gran extensión de litoral permitiría instalar grandes proyectos de energía eólica tanto Offshore como Inshore; mientras que en Oaxaca, Chiapas -estados que más pueden aprovechar las corrientes del sur- el método onshore parece el más adecuado.

Por último, es muy importante mencionar a la energía nuclear. A raíz de los accidentes nucleares de Chernóbil o Fukushima se ha señalado a este tipo de energía como peligrosa y contaminante, aunque en realidad, puede jugar un rol clave en la lucha contra la contaminación atmosférica. Según la Organización Mundial de la Salud (OMS) la contaminación atmosférica provocó 6 millones de muertes prematuras en 2016, y más de 150 millones de personas en América interactúan en ambientes atmosféricos dañinos para su salud. La Agencia Internacional de Energía afirmó en un estudio de 2019 que gracias al uso de energía nuclear en los últimos 50 años se ha evitado la emisión de 60 gigatoneladas de dióxido de carbono, o en otras palabras, ha evitado 2 millones de muertes prematuras debidas a la contaminación atmosférica. El estudio de Cambridge House, que sostuvo la Conferencia Internacional de Inversión Minera en 2018 realizó un estudio empírico de comparación en seguridad entre las distintas fuentes de energías; la energía nuclear resultó ser la fuente de energía más segura del mundo, en términos de muertes por unidad de energía generada, considerando accidentes nucleares, industriales y laborales. Tanto el impacto ambiental en el entorno de las plantas como el de los almacenes de combustibles residuales, es mínimo.

El conflicto real más relevante de esta forma de energía es su elevado costo de construir nuevos proyectos nucleares (entre el presupuestado por diseño, construcción, gestión del proyecto, o retrasos). También, la percepción del alto riesgo financiero de una central nuclear disuade a las inversiones y reduce la capacidad de los países para atraer financiación en estos proyectos. No obstante, los problemas anteriores no están presentes en los países que han construido plantas de forma

continuada en un periodo (por ejemplo, Francia, Dinamarca, o recientemente, China); debido a su experiencia y cadenas de suministro construidas, los proyectos nucleares se ejecutan cumpliendo el presupuesto y el calendario. De tal forma que una estrategia que buscara la construcción en secuencia de más centrales nucleares en México sería ideal, aunque por supuesto, considerando cuidadosamente el presupuesto disponible. Se puede aprovechar los recientes proyectos de construcción de reactores de III generación de reactores FOAK en varios países de la OCDE, como Finlandia y Corea del Sur, para incrementar la importancia de esta energía en México, así como los Reactores Modulares de nueva generación que podrían ser tan baratos como una planta de gas natural, gracias a su diseño para ser construidos de forma estándar. En esta estrategia, el apoyo del gobierno en materia de financiación, acompañado de una planificación gubernamental a largo plazo con la debida regulación de mercado crearía el entorno ideal para la construcción de estos proyectos.

En México actualmente existen 2 reactores nucleares en la Central Nuclear Laguna Verde, localizada en Veracruz. Su potencia combinada es de 1640 MW. En diciembre de 2019 el coordinador corporativo nuclear de Laguna Verde declaró: “Esperamos que entre seis a ocho meses hayamos convencido de que el estudio es factible para construir más centrales y se pueda presentar tanto al director general de CFE como a la presidencia de la república”. La Secretaría de Energía ha mostrado su interés, así como desde Presidencia: “El costo de inversión inicial es alto pero el costo de operación es bajo”, declaró el presidente Andres Manuel López Obrador en enero de 2020 -precio del combustible para el primero no supera el dólar por cada gigajulio generado, frente a los tres a cuatro dólares de una planta de ciclo combinado-. La crisis económica a consecuencia de la pandemia del COVID-19 limita las posibilidades a corto plazo de emprender proyectos de energía nuclear vía estatal, por lo que sería una estrategia a implementar no antes de 2028; pero es sabida la intención del país de instalar entre 2 y 4 reactores nucleares antes de 2030.

En la actualidad el nivel de inversión en las centrales nucleares de Tercera Generación es alto. Por ejemplo, la instalación de Flamanville-3 en la Central nuclear de Flamanville, Francia, requirió una inversión de \$14,634 millones de dólares, con una potencia de 1,650 MW cuando finalice el proyecto. En Japón, se desarrollan reactores de potencia entre 1,100 y 1315 MW; y de acuerdo al gobierno japonés, para lograr su meta de generar el 20% de su energía eléctrica de fuentes nucleares para 2030 requerirá una inversión anual de \$20,000 millones de USD. En todo caso, si la estimación de costes de CFE es correcta -un costo de \$7,000 millones de USD por un reactor de 1,400 MW- es una opción interesante debido a los bajos costos operativos, la poca extensión geográfica que requiere -similar a una planta de ciclo combinado- y a su largo tiempo de vida -alrededor de 60 años-. La intensidad de carbono (CI, por

sus siglas en inglés) de esta forma de obtención de energía es de 16 gramos de CO2 emitidos por unidad de energía generada. El costo de capital para los proyectos considerados de centrales de Energía Nuclear de segunda y tercera generación, llevados a cabo en China, India, Rusia, Corea del Sur, Estados Unidos, Francia y México, fue de \$3,402,093 USD/MW.

Tabla 4.4 USD/MW de diferentes tecnologías consideradas, recolección propia.

País	Nombre	Tecnología	MW	Inversión (mmd)	USD/MW
Francia	Flamanville - 3	Nuclear 3ra gen.	1600	\$ 16,500,000,000	\$ 10,312,500
España	Trillo	Nuclear 2da gen.	1067	\$ 1,683,000,000	\$ 1,577,320
México	Nuevo Proyecto	Nuclear 3ra gen.	5600	\$ 7,000,000,000	\$ 1,250,000
Estados Unidos	Blue Castel 1	Nuclear 2da gen.	1250	\$ 6,736,250,000	\$ 5,389,000
Estados Unidos	Blue Castel 2	Nuclear 2da gen.	1250	\$ 6,736,250,000	\$ 5,389,000
Corea del Sur	Shing Wolsong 1&2	Nuclear 3ra gen.	1995	\$ 4,580,000,000	\$ 2,295,739
Corea del Sur	Shin Kori 3	Nuclear 3ra gen.	1486	\$ 3,354,000,000	\$ 2,257,066
Corea del Sur	Shin Kori 4	Nuclear 3ra gen.	1455	\$ 3,138,000,000	\$ 2,156,701
Rusia	Smolensk II 1-2	Nuclear 2da gen.	1250	\$ 3,802,500,000	\$ 3,042,000
India	Kovvada 1-6	Nuclear 2da gen.	1250	\$ 2,894,375,000	\$ 2,315,500
India	Mithi Virdi 1-6	Nuclear 2da gen.	1250	\$ 2,894,375,000	\$ 2,315,500
China	Qinshan Expansion	Nuclear 3ra gen.	2000	\$ 2,888,000,000	\$ 1,444,000
China	Shanwei	Nuclear 3ra gen.	1250	\$ 2,913,500,000	\$ 2,330,800
España	Ivanpah	Termosolar	552	\$ 1,410,000,000	\$ 2,554,348
España	Andasol	Termosolar	150	\$ 1,180,000,000	\$ 7,866,667
Arabia Saudita	Shams 1	Termosolar	100	\$ 600,000,000	\$ 6,000,000
Estados Unidos	Nevada Solar One	Termosolar	64	\$ 262,000,000	\$ 4,093,750
Estados Unidos	Mojave	Termosolar	392	\$ 2,380,000,000	\$ 6,071,429
Morocco	Ouarzazate Solar Power Station	Termosolar	510	\$ 2,500,000,000	\$ 4,901,961
China	Longyangxia Phase I	Fotovoltaica	320	\$ 677,000,000	\$ 2,115,625
China	Longyangxia Dam Solar Park	Fotovoltaica	850	\$ 920,000,000	\$ 1,082,353
China	Longyangxia Phase II	Fotovoltaica	530	\$ 896,790,000	\$ 1,692,057
Estados Unidos	Topaz Solar Farm	Fotovoltaica	550	\$ 2,440,000,000	\$ 4,436,364
Estados Unidos	Desert Sun Light	Fotovoltaica	550	\$ 1,460,000,000	\$ 2,654,545
Chile	El Romero	Fotovoltaica	246	\$ 370,000,000	\$ 1,504,065

País	Nombre	Tecnología	MW	Inversión (mmd)	USD/MW
Israel	Zomorot	Fotovoltaica	50.1	\$ 142,000,000	\$ 2,834,331
Sudafrica	Zeerust Solar PV Park	Fotovoltaica	86	\$ 137,000,000	\$ 1,593,023
India	Kamuthi	Fotovoltaica	648	\$ 680,000,000	\$ 1,049,383
México	Enel Villanueva	Fotovoltaica	828	\$ 710,000,000	\$ 857,488
India	Kurnool Solar Park	Fotovoltaica	1000	\$ 1,000,000,000	\$ 1,000,000
India	Sweihaan	Fotovoltaica	1177	\$ 870,000,000	\$ 739,167
México	Eolica del Sur	Eólica onshore	396	\$ 1,100,000,000	\$ 2,777,778
México	Sureste	Eólica onshore	585	\$ 1,100,000,000	\$ 1,880,342
China	Gansu	Eólica onshore	7965	\$ 17,500,000,000	\$ 2,197,112
China	Yunnan	Eólica onshore	48	\$ 68,554,000	\$ 1,428,208
España	Cerro Blanco	Eólica onshore	42	\$ 90,972,000	\$ 2,166,000
Brasil	Cumarú II	Eólica onshore	42	\$ 64,248,000	\$ 1,529,714
Chile	Horizonte Wind Park	Eólica onshore	778	\$ 850,000,000	\$ 1,092,545
Finlandia	Lestijarvi Wind Park	Eólica onshore	455	\$ 729,000,000	\$ 1,602,198
Argentina	Bahia II	Eólica onshore	81	\$ 146,483,000	\$ 1,808,432
Reino Unido	Tuirc Extension	Eólica onshore	43.7	\$ 98,981,000	\$ 2,265,011
Italia	Roca Rossa	Eólica onshore	84	\$ 263,256,000	\$ 3,134,000
Reino Unido	Gemini Wind Park	Eólica offshore	600	\$ 2,800,000,000	\$ 4,666,667
Reino Unido	Sofia Offshore Wind Park	Eólica offshore	1400	\$ 4,060,000,000	\$ 2,900,000
China	Qingdao	Eólica offshore	2000	\$ 4,238,000,000	\$ 2,119,000
Países Bajos	Egmond an Zee	Eólica offshore	108	\$ 200,000,000	\$ 1,851,852
China	Cangnan 1	Eólica offshore	400	\$ 1,020,150,000	\$ 2,550,375
Reino Unido	Thanet	Eólica offshore	300	\$ 1,250,000,000	\$ 4,166,667
Reino Unido	London Arrey	Eólica offshore	630	\$ 2,436,280,000	\$ 3,867,111
Reino Unido	Greater Gabbard	Eólica offshore	504	\$ 2,475,054,000	\$ 4,910,821
Alemania	BARD Offshore 1	Eólica offshore	400	\$ 3,000,000,000	\$ 7,500,000
Dinamarca	Anhold	Eólica offshore	400	\$ 1,650,000,000	\$ 4,125,000
China	Longyangxia	Hidráulica	1280	\$ 336,300,000	\$ 262,734
Turquía	Pervary	Hidráulica	409.4	\$ 1,163,765,000	\$ 2,842,611
China	Three Gorges	Hidráulica	22500	\$ 29,000,000,000	\$ 1,288,889
Brasil, Paraguay	Itaipu	Hidráulica	14000	\$ 19,600,000,000	\$ 1,400,000

País	Nombre	Tecnología	MW	Inversión (mmd)	USD/MW
Brasil	Belo Monte	Hidráulica	10998	\$ 11,200,000,000	\$ 1,018,367
Brasil	Tucuruí	Hidráulica	3960	\$ 5,500,000,000	\$ 1,388,889
Portugal	Tamega	Hidráulica + storage	1158	\$ 1,670,000,000	\$ 1,442,142
México	Cerro Prieto IV	Geotérmica	100	\$ 79,700,000	\$ 797,000
México	Los Azufres II	Geotérmica	100	\$ 81,500,000	\$ 815,000
México	Los Humeros	Geotérmica	10	\$ 14,340,000	\$ 1,434,000
Indonesia	Sarulla	Geotérmica	330	\$ 1,700,000,000	\$ 5,151,515

Fuente: Elaboración propia.

La Agencia Internacional de Energía en el mismo reporte “Levelized Cost of Energy 2020” realizó un estudio de los costos de inversión por kilowatt instalado a diferentes tasas de interés (3%, 7% y 10%) en 28 diferentes países pertenecientes o no a la OCDE. Considero a Estados Unidos como precios de referencia pues nuestra cercanía favorece la derrama tecnológica, así como nuestra condición de socio comercial dentro del TMEC y la colaboración en agendas climáticas como el Plan Sonora, nos pueden dar costos de capital cercanos a los reportados en este país. Dichas cantidades usaré en el próximo capítulo para calcular cuál sería la inversión necesaria en México para lograr una meta de completa generación eléctrica limpia en 2045.

Tabla 4.5. Monto de inversión por kW instalado de diferentes tecnologías a tasas de interés del 3%, 7% y 10%

Tecnología	USD/kW (3%)	USD/kW (7%)	USD/kW (10%)
Nuclear LTO	\$ 518.75	\$ 539.00	\$ 554.75
Turbina de Gas de Ciclo Abierto (OCGT)	\$ 667.13	\$ 693.50	\$ 713.25
Solar PV	\$ 792.37	\$ 778.35	\$ 1,219.50
Central de Ciclo Combinado (CCGT)	\$ 1,055.67	\$ 1,119.11	\$ 1,168.33
Eólica Onshore	\$ 1,952.85	\$ 2,139.59	\$ 2,169.29
Eólica Offshore	\$ 2,503.48	\$ 2,595.96	\$ 2,632.17
Generación por Carbón (CFGT)	\$ 3,460.56	\$ 3,743.28	\$ 3,967.22
Biomasa	\$ 3,470.75	\$ 3,754.25	\$ 3,978.75
Hidroeléctrica (embalse)	\$ 3,716.00	\$ 4,102.60	\$ 4,415.80
Nuclear	\$ 4,006.50	\$ 4,612.13	\$ 5,126.63
Hidroeléctrica (río)	\$ 4,274.60	\$ 4,719.24	\$ 5,079.80
Térmica Solar	\$ 6,257.25	\$ 6,378.25	\$ 6,466.75
Geotérmica	\$ 7,435.67	\$ 8,208.67	\$ 8,836.17

Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2020).

Finalmente, en todo desarrollo de la actividad económica existen efectos indeseados de dicha actividad sobre el entorno que la rodea (tanto natural, social o político, así como industrial), ya sea de forma positiva o negativa, que no son incluidos en el precio a pagar por dicha actividad; en otras palabras, éstas son las Externalidades. La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) del Gobierno de México define a las externalidades como “los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan o pudieran afectar a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando el costo pagado por un bien o servicio es diferente del costo total de los daños y beneficios en términos económicos, sociales, ambientales y a la salud, que involucran su producción y consumo (Art. 3)”.

Un problema que tienen las externalidades en generación eléctrica en la actualidad, es su ausencia en la contabilización de estas dentro del costo de generación eléctrica, más allá de los límites legales que existen para la emisión de CO₂ y bonos de carbono ofrecidos en el mercado para subsanar el impacto ambiental. Internalizar completamente las externalidades puede ser altamente beneficioso para la economía.

4.2 Viabilidad de las energías limpias seleccionadas.

Se han ponderado las tecnologías anteriormente mencionadas de generación de energía eléctrica limpia de acuerdo a tres puntajes: se le asigna un 3 si cumple en forma sobresaliente con dicho criterio, un 2 si lo cumple cercano al promedio, y un 1 si está por debajo del promedio. De tal forma, clasificaremos cada aspecto considerado dentro de las viabilidades geográficas, ambientales y económicas de dichas tecnologías.

4.2.1) Viabilidad Geográfica

En la viabilidad geográfica, los criterios de evaluación fueron la localización estratégica de la fuente de dicho recurso respecto al SEN (recordemos, mientras más cercano se encuentre a las líneas de transmisión principales y mejor conectada esté su región, es mejor). Consideramos la disponibilidad del recurso natural, tanto renovable como no renovable, para ser aprovechado a gran escala. Por último, el potencial de generación eléctrica de dichas fuentes de energía de acuerdo al Inventario Nacional de las Energías Renovables. De tal forma que podemos obtener el siguiente cuadro:

Tabla 4.6. Viabilidad geográfica de energías limpias seleccionadas.

Tabla 5. Viabilidad Geográfica de energías limpias seleccionadas						
Criterio	Solar	Eólica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Biomasa	Nuclear
Localización SEN	5	4.3	2.5	3	5	4.5
Disponibilidad del recurso natural	4.5	3.7	1.5	1	5	3
Potencial generación	5	4	2	1.5	1	4
Promedio	4.83	4.00	2.00	1.83	3.67	3.83

Fuente: Elaboración propia.

La tecnología mejor calificada en dicho criterio de viabilidad fue la energía solar (considerando tanto fotovoltaica como térmica solar), gracias a la gran extensión del territorio nacional que tiene valores de irradiación solar elevados, que coincide con las zonas de mayor desarrollo industrial del país en el norte de México, mejor conectadas al SEN, y el gran potencial de generación que tiene México. La energía eólica, tanto inshore como offshore, tuvo una calificación encima del promedio, destacando sobre todo por la intensidad de corrientes aéreas que tiene el país en el sureste y en la costa del Golfo de México; no obstante, son zonas que no cuentan con el grado de desarrollo en cuanto a infraestructura energética como si lo tiene el noreste y noroeste del país. Por otra parte, su potencial de generación no es tan elevado como la energía solar. A partir de aquí, el resto de tecnologías tienen una calificación encima del promedio pero no sobresaliente; cada una tiene un criterio que la penaliza, por ejemplo la energía hidroeléctrica a pesar de que existe gran disponibilidad en las zonas con mayor potencial de aprovechamiento, son zonas con conexiones bastantes mejorables al SEN. La energía nuclear, por ejemplo, es penalizada porque México no tiene reservas de uranio tan grandes para un autoabastecimiento, pero el potencial de generación nuclear estará limitado por las importaciones del mercado internacional de uranio que podamos tener, no por limitaciones de nuestra geografía.

4.2.2) Viabilidad Ambiental

Dentro de la viabilidad ambiental los criterios considerados para evaluarla fueron el LCA (análisis de las emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida), el uso de tierra o extensión de tierra que requiere dicha tecnología, el estrés hídrico sobre los medios de agua naturales medido a través del agua disipada, y las externalidad ambiental.

Tabla 4.7. Viabilidad ambiental de las energías limpias seleccionadas.

Criterio	Solar PV	Solar CSP	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Hidroeléctrica	Geotérmica	Biomasa	Nuclear
LCA	3.5	5	3.5	3.5	1.58	2.5	2.15	5
Uso de tierra relativo	1	1.5	4	4	1.25	4.5	4.5	5
Estrés hídrico	4	3.5	5	5	5	1	2.5	1.5
Externalidades	3.5	4.6	4	4	4.5	5	3.25	3.5
Promedio	3.00	3.65	4.13	4.13	3.08	3.25	3.10	3.75

Fuente: Elaboración propia.

El impacto ambiental de las tecnologías consideradas es similar porque todas ellas son superiores por sus alternativas de combustible fósil. Las que tienen un menor impacto son la Energía Eólica tanto Onshore como Offshore, la Energía Nuclear, y en menor medida, la energía por concentración solar (considerar torres solares y colectores parabólicos). Las tecnologías menos ambientalmente viables fueron la hidroeléctrica (sobre todo por su LCA y su uso de tierra relativo) y la energía solar fotovoltaica (por su gran uso de tierra relativo).

En el caso de la energía solar (considerando tanto PV cómo térmico-solar) el principal factor limitante fue la gran extensión en área que requiere una planta de una capacidad mayor a 250 MW (siendo este el mismo caso para la hidroeléctrica y biomasa), así cómo el uso de agua en sus procesos de fabricación, y la contaminación de ésta a causa de dichos procesos. En cuanto a la energía hidroeléctrica, su LCA fue el menor de todas las tecnologías consideradas, con un puntaje de 1.58.

Cabe añadir que aunque ciertas tecnologías obtuvieron un puntaje bajo para la métrica aquí empleada, son calificaciones mejores que las que obtendría, por ejemplo, una planta de carbón, con un LCA de 125 puntos en promedio, contra los 21 puntos del gas natural y los 18 puntos de la hidroeléctrica. Todas las tecnologías mencionadas en este trabajo de investigación son limpias pues cumplen con el criterio establecido por la Secretaría de Energía, el Departamento de Energía de Estados Unidos, la IEA y la IAEA; por lo tanto, serán muy útiles en vías de descarbonizar la generación eléctrica de nuestro país. No obstante, entre éstas tecnologías hay *unas más limpias que otras*.

4.2.3) Viabilidad Económica

En cuanto a las métricas empleadas para evaluar la viabilidad financiera y económica se consideró el LCOE por USD/MWh (los costos de generación de un Megawatt hora considerando el ciclo de vida completo), su evaluación de externalidades, y el costo de capital necesario para su construcción (USD/MW). Las externalidades también fueron consideradas, al igual que en la viabilidad ambiental, debido a que es importante el efecto indeseado.

Tabla 4.8. Viabilidad económica de las tecnologías seleccionadas.

Criterio	Nuclear (LTO)	Eólica Onshore	Solar PV	Eólica Offshore	Hidroeléctrica	Geotérmica	Nuclear	Solar CSP	Biomasa
LCOE	5	4.5	4.3	3	4	2.5	4	2	1.8
Externalidades	3	4	2	4	4.5	5	3	4.5	2.5
Costo de capital	5	4	5	4	2.5	1	1.5	1.25	2.4
Promedio	4.33	4.17	3.77	3.67	3.67	2.83	2.83	2.58	2.23

Fuente: Elaboración propia.

La tecnología con la mayor viabilidad económica fue la energía nuclear con un tiempo de operación extendida -entre 10 y 20 años más- lo cuál hace que incremente su puntaje de 2.83 a 4.33 de 5. Los mayores puntajes los obtuvo la energía eólica Onshore, la cuál tiene un costo de capital y LCOE bajos, así cómo un impacto ambiental menor; su variante Offshore penaliza en su LCOE, debido a sus costos de mantenimiento más altos. Las energías limpias peor evaluadas fueron la biomasa, la solar por concentración térmica (Solar CSP, a pesar de su bajo impacto de externalidades), la geotérmica (sobre todo por sus costos de capital altos y su LCOE) y la nuclear sin tiempo de operación extendido.

En México el factor a tomar más en consideración es el costo de capital y LCOE debido a la situación macroeconómica del país, los niveles de inflación que deberán volver a la normalidad en los próximos 4 años, y las presiones sobre las finanzas públicas. De tal forma que las tecnologías fotovoltaicas, nucleares y eólicas son las económicamente más viables para nuestro país.

De tal forma, que considerando todos los criterios evaluados, la tecnología más viable para ser implementada a corto, mediano y largo plazo, mediante una estrategia ambiciosa a gran escala, es la energía eólica; por sus niveles de inversión que permitirían a nuestro país una estrategia para el desarrollo de parques eólicos en Tamaulipas, Oaxaca, Chiapas, y Guerrero. Dentro de energía eólica se promedió el puntaje de las instalaciones Onshore cómo las Offshore, en la actualidad aún costosas que sus semejantes terrestres; por tal motivo, quedaría a ejecutar en la próxima década proyectos offshore en la costa del Golfo de México, una zona con alta intensidad de corrientes aéreas y condiciones meteorológicas adecuadas. También es una oportunidad para electrificar el sur del país de una forma sustentable, junto a la hidroeléctrica para esta misma región, una tecnología que tendrá que ser gestionada de forma adecuada considerando los efectos del cambio climático sobre el estrés hídrico del norte y centro del país; de todas formas, el potencial de generación eléctrica por este método es muy interesante cómo para no considerarlo una eje central en la transición energética del sector eléctrico en México. De la misma forma que la energía eólica, la energía solar debe ser clave para el crecimiento energético del

país, pues se tiene un potencial geográfico enorme en este segmento, y económicamente es muy viable.

Tabla 3.9. Viabilidad de las tecnologías de energía limpia seleccionadas.

	Eólica Onshore	Nuclear (LTO)	Eólica Offshore	Solar PV	Solar CSP	Nuclear	Biomasa	Hidroeléctrica	Geotérmica
Viabilidad Geográfica	4.00	3.83	4.00	4.83	4.83	3.83	3.67	2.00	1.83
Viabilidad Ambiental	4.13	3.75	4.13	3.00	3.65	3.75	3.10	3.08	3.25
Viabilidad Económica	4.17	4.33	3.67	3.77	2.58	2.83	2.23	3.67	2.83
Promedio	4.10	3.97	3.93	3.87	3.69	3.47	3.00	2.92	2.64

Fuente: Elaboración propia

La tecnología mejor evaluada de acuerdo a los criterios de viabilidad establecidos fue la energía eólica tanto onshore como offshore, la cual destaca por sus bajos niveles de inversión inicial, su baja cantidad de externalidades, y una viabilidad geográfica y ambiental superior a la media. En segundo lugar la energía solar destaca sobresalientemente en su disposición geográfica, pues gran parte del norte y centro del país tienen un gran potencial para aprovechar este recurso natural; no obstante, la viabilidad ambiental de esta tecnología es un punto a mejorar a lo largo de esta década, sobre todo procurar mediante estudios ambientales que su estrés hídrico y LCA sea lo menor posible.

La energía nuclear obtuvo una calificación promedio de 3.47; su principal ventaja es lo práctica que resulta en cuanto a localización geográfica, su bajo impacto ambiental, y su potencial de instalación, pues mientras se encuentre en un cuerpo de agua cercano, se puede instalar en cualquier zona territorial, así como la potencia que tiene considerando la poca extensión geográfica requerida. Si se extiende su tiempo de operación dentro de un esquema LTO, su puntaje incrementa hasta 3.97, lo cuál la convierte en la segunda tecnología más viable, al mismo nivel que la eólica offshore y la solar fotovoltaica. Puede mejorar tanto económica como ambientalmente en los niveles de inversión inicial requeridos y su estrés hídrico; problemas que los reactores nucleares de nueva generación y los reactores modulares prometen solucionar; en especial, los reactores modulares son una oportunidad muy interesante no sólo para la generación eléctrica sino para la descarbonización de otros sectores -debido a las altas temperaturas que pueden entregar, lo cual les da un potencial uso en algunas industrias-, y por sus menores requisitos de inversión inicial, serán una gran herramienta para implementar una estrategia ambiciosa en generación nuclear a partir de la segunda etapa de la transición energética. En la constitución mexicana se encuentra estipulado que la energía nuclear es una tecnología de uso exclusivo del Estado; por lo que la política energética nuclear que se realice en esta tesis tendrá que ser regida y coordinada por el Gobierno de México a través de la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, y el futuro Instituto de Transición Energética -este último será explicado en el próximo capítulo.

La energía hidroeléctrica y de hidrógeno tuvieron una calificación global similar, aunque me gustaría destacar algo; el uso amplio de hidrógeno verde para generación eléctrica aún se encuentra lejano en el horizonte, se espera que a mediano plazo comience su implementación en sectores de la economía que lo requieran, como algunas industrias. El hidrógeno, tanto en celdas de combustibles como combustión directa, tiene potencial para generar energía eléctrica, pero sobre todo para descarbonizar otros sectores de la economía, por ejemplo el transporte. Este combustible será generado por fuentes de energía limpias, y México tiene un gran potencial para producirlo. Las centrales hidroeléctricas tienen una capacidad idónea para operar como tecnologías de carga base y de almacenamiento eléctrico⁶², con gran potencia, y un suministro constante en el tiempo.

La energía geotérmica es una tecnología con aplicaciones muy interesantes tanto en el campo de generación eléctrica como industrial, véase el ejemplo de Islandia; más que para tener un peso nacional fuerte, tiene un gran potencial para ser clave en lado Oeste, una zona industrial, y en el Sur del país.

Por último, la energía por biomasa fue la peor evaluada en los criterios de viabilidad. Sus externalidades, LCOE alto, y LCA son las principales métricas que la penalizan. Continúa siendo muy atractiva para darle un uso a la enorme cantidad de residuos orgánicos que generan año tras año las grandes ciudades del país; por lo que la estrategia de implementación a gran escala de esta tecnología debería ser enfocada a las ciudades.

Me gustaría enfatizar un punto. Como mencioné al empezar este capítulo, todas las energías limpias son válidas para descarbonizar la generación eléctrica en México, pero unas lo son más que otras. La energía fotovoltaica, termosolar, y eólica onshore, deben ser los ejes rectores de la primera fase de la transición energética aquí propuesta. A partir de la segunda etapa, la década de los años treinta, podemos considerar la implementación a gran escala de reactores nucleares tanto convencionales como modulares SMR, energía geotérmica, proyectos de biomasa de gran capacidad, energía eólica offshore, o mareomotriz, pensando incluso en que pudiesen ser de utilidad para descarbonizar otros sectores industriales, como es el caso de la generación de hidrógeno verde y los reactores SMR con aplicaciones industriales. Este será el orden a considerar en la proyección y estimación de costos de la transición energética propuesta basado en el crecimiento de capacidad instalada por tecnología para satisfacer la demanda eléctrica de los próximos 23 años, hacia 2045.

⁶² Estas son llamadas *centrales hidroeléctricas de bombeo*, un esquema que consiste en sus embalses localizados a diferentes alturas para ser utilizados como almacenamiento energético. Cuando las energías renovables generen un surplus de energía eléctrica, se utiliza este excedente para bombear agua del embalse inferior al posterior. Posteriormente, esta agua será liberada desde el embalse superior al inferior, pasando por un generador que produzca electricidad.

Capítulo 5: Caminos para la transición energética de México hacia 2045.

5.1 Demanda de energía eléctrica hacia 2045.

A lo largo del presente trabajo de investigación se indagaron aspectos claves del paradigma de la *Transición Energética* relevantes para la construcción de una estrategia que nos permita desarrollar una producción eléctrica de origen completamente limpio en 2045. Una vez conocemos cuáles son las tecnologías disponibles más viables para nuestro país, el marco legal y técnico en el cuál se encuentra en éste momento el mercado eléctrico del país y los motivos por los cuáles es necesaria realizar la transición energética, es necesario determinar el crecimiento de la demanda eléctrica que se tendrá en los próximos 22 años, de tal forma que podamos tener unas metas de capacidad instalada futura de energía limpia y estimar el monto de inversión necesario para desarrollarlas. Conocer cuánta inversión será necesaria es el primer paso para dimensionar el desafío frente a nosotros; el lector podrá darse cuenta que aunque pueda ser una cantidad de dinero enorme, también ésta tendrá una derrama económica que se traducirá en formación de empleos, desarrollo de cadenas productivas propias, y desarrollo tecnológico.

Nuestros patrones de consumo energético de una sociedad están estrechamente relacionados con la actividad económica de la misma. La pandemia del COVID-19 alteró la cadena de suministro desde productos habituales hasta productos de alto valor agregado que provienen de China -como la producción de microchips-, demostrando que es importante la autosuficiencia tecnológica, tener una fuerza productiva dentro del país y la soberanía energética, como lo ha confirmado el reciente conflicto entre Rusia y Ucrania. Este último, ha provocado un giro de 180° a la geopolítica mundial; mientras que Europa alimentaba sus centrales de Ciclo Combinado con el gas ruso, ahora lo hacen con Estados Unidos a un precio mayor. Dentro de este nuevo escenario México puede ser un hub de fabricación de tecnología como microchips, movilidad eléctrica (cómo la planta de fabricación de vehículos eléctricos de Tesla en Nuevo León o la extracción de Litio en Sonora) y de la producción de elementos para generar energía limpia que abastezca no solo a la demanda del país, sino ser exportadores de energía eléctrica y materiales para el resto de nuestros socios comerciales norteamericanos y sudamericanos. La posición que México adopte en esta nueva geopolítica podrá mejorar las expectativas respecto al futuro energético y económico de nuestro país.

Habrán cambios tecnológicos que tendremos en cuenta. La electrificación de casi la totalidad de sectores industriales tendrá beneficios en la descarbonización de nuestras actividades humanas, pero a la vez creará presiones a la matriz de generación eléctrica de las próximas décadas. Dentro de la electrificación la electromovilidad es probablemente el sector que más evolución tendrá en las próximas décadas, cuya demanda eléctrica se proyectará en esta tesis.

Para tener un cálculo de la demanda eléctrica futura más preciso no solo contemplaré el crecimiento económico y la electromovilidad, también la producción de hidrógeno verde será un futuro sector económico importante, pues cómo veremos más adelante, México tiene un buen potencial para ser un agente importante en la producción de este combustible con múltiples aplicaciones industriales y sectoriales.

5.1.1) Cambios en la demanda eléctrica por crecimiento económico

En los últimos dos siglos la temperatura global del planeta ha incrementado abruptamente junto a las emisiones de gases de efecto invernadero de nuestra civilización (en especial las emisiones de dióxido de carbono). En otras palabras, el desarrollo industrial ha conllevado un mayor consumo de bienes y servicios, la subsecuente extracción de recursos naturales, el deterioro de ecosistemas y un crecimiento del consumo eléctrico; todas estas actividades pasadas impulsadas por el carbón, el petróleo y el gas natural.

¿Cómo determinar la demanda eléctrica futura? A medida que el desarrollo industrial, el poder adquisitivo, el consumo y la demanda de bienes y servicios crezca de forma natural en los próximos años, es de esperar que igualmente lo haga la demanda de electricidad. El PIB es un indicador muy representativo a la par que su crecimiento representa la expansión de la actividad económica. Desde 1990 el producto interno bruto (PIB) de México creció a una tasa anual de 5.82% ⁶³, mientras que el consumo eléctrico lo hizo a una tasa anual de 3.85%, de acuerdo a datos de IEA. En los últimos 10 años, el crecimiento del PIB fue de 1.5% anual, y el consumo eléctrico 2.2% anual.

La Secretaría de Energía considera dentro del PRODESEN 2022-2036 tres escenarios diferentes para el crecimiento económico de México en los próximos 13 años, a una tasa media de crecimiento anual (tmca) del PIB de 2.2% para un escenario bajo, de 2.7% para un escenario neutral, y 3.2% para un escenario de alto crecimiento. Dentro de este mismo periodo, el sector agrícola crecerá a una tasa de 2.4% anual promedio mientras que la industria y servicios lo hará al 29.9% y 66.7% respectivamente. La región que más crecerá será la Península de Baja California con una tmca promedio de 3.53%, seguida de las regiones Noreste y Occidental del SEN, con un tmca promedio

⁶³ De acuerdo a datos del Banco Mundial.

2.8% anual para ambas. Yo utilizaré los mismos escenarios de crecimiento anual para realizar mi proyección.

Tabla 5.1. Escenarios utilizados para el crecimiento anual del PIB de México hacia 2045.

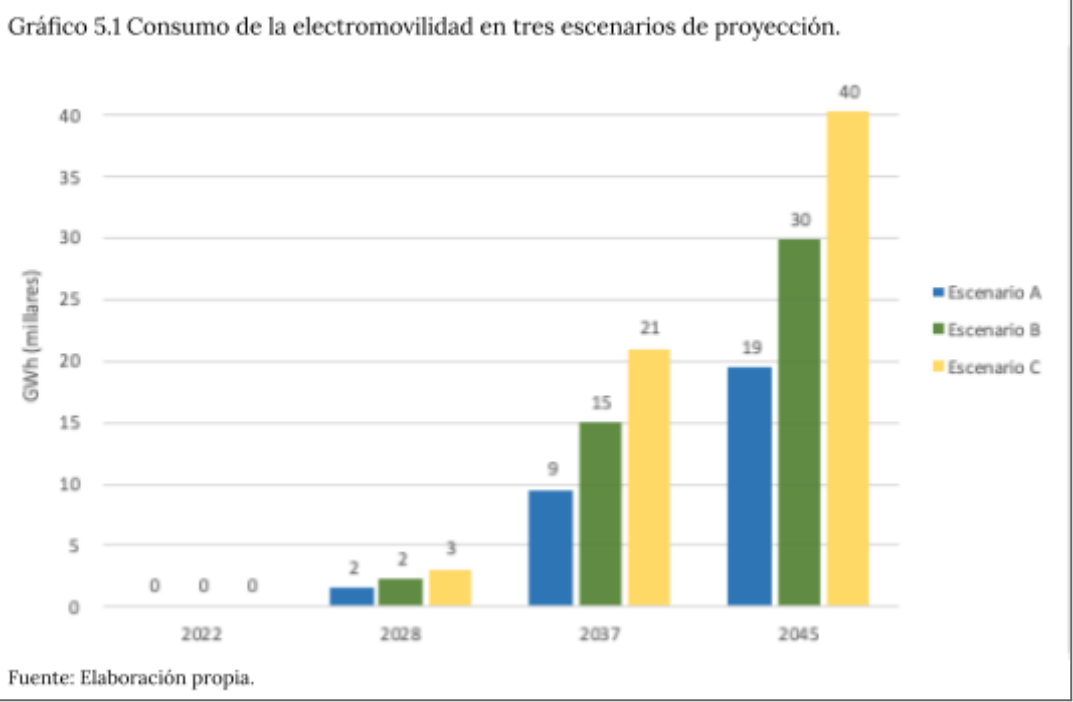
Escenarios para el crecimiento del PIB de México		
Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2.2%	2.7%	3.2%

Fuente: Elaboración propia.

El empleo de vehículos eléctricos para transportar personas y mercancías es un sector de gran relevancia para la transición energética; en nuestro país alrededor de 30% de las emisiones de CO₂ provienen del transporte. Podemos sustituir los vehículos que emplean gasolina, diesel o turbosina (ya sean automóviles, barcos de transporte o aviones de pasajeros o carga) por sus versiones eléctricas que emplean baterías, que usan hidrógeno como combustible, o biocombustibles o combustibles sintéticos. En el caso de los vehículos eléctricos, enfocados principalmente al transporte de personas, su uso de electricidad de la red por fines de carga de la batería creará una presión añadida sobre la generación eléctrica, primero del estado donde se concentren las mayor cantidad de vehículos eléctricos, y a nivel nacional, con las centrales de energía limpia interconectadas entre sí.

El PRODESEN prevé tres escenarios de proyección diferentes para la evolución de la electromovilidad en México; esto influirá en el cálculo del crecimiento futuro de la demanda eléctrica, pues se realizará sumado a la proyección de crecimiento económico, con una proyección expandida por parte mía hacia 2045, extendiendo por 9 años la estimación de PRODESEN. El primer escenario de crecimiento prevé un crecimiento bajo de la electromovilidad, con un porcentaje como consumo total de electricidad sea de 1.76% en 2036 y de 3.18% en 2045; el segundo escenario prevé un consumo medio de 2.78% y 4.89%; y el tercer escenario un alto crecimiento, contempla 3.86% y 6.58% respectivamente.

Hacia 2045 el consumo eléctrico de la electromovilidad podría llegar a ser de entre 19 a 40 GWh.



¿Por qué producir hidrógeno?

El hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua utilizando fuentes de energía renovables, como la energía solar o eólica. Es un combustible limpio y renovable que puede utilizarse como sustituto de los combustibles fósiles en diversas aplicaciones, como la generación de electricidad, el transporte y los procesos industriales. No produce emisiones de gases de efecto invernadero cuando se quema, lo que lo convierte en una herramienta potencialmente valiosa en la lucha contra el cambio climático.

Existen tres vías en las que puede emplearse el hidrógeno para descarbonizar sectores industriales: por sustitución directa del combustible fósil por hidrógeno (en la petroquímica, por ejemplo), una mezcla de H2 con gas natural (en la generación de electricidad, fabricación de cemento o acero) y por cambio tecnológico (sustituyendo movilidad por combustible fósil por aquella a partir de hidrógeno). Hay diferentes aplicaciones para el hidrógeno (H2), entre las cuales están el almacenamiento de energía, transporte, generación de calor industrial, o para la generación de calor y electricidad en edificaciones residenciales, y en la producción de combustibles sintéticos (Agencia de Energía Puebla, 2021).

La forma de producir hidrógeno por electricidad proveniente de fuentes limpias (ya sea intermitente o de carga base, cómo la energía nuclear o hidroeléctrica) es

mediante un proceso llamado electrólisis ⁶⁴. El problema de la electrólisis por medio de fuentes limpias es que sólo pueden aportar electricidad para la electrólisis cuando hay un surplus de la generación, lo cuál no sucede durante el tiempo necesario para hacerlo un proceso barato, competitivo con las alternativas de gas natural o carbón. No obstante, la caída tanto del costo por kilowatt (KW) o megawatt (MW) instalado así como del costo de generación de las plantas fotovoltaicas y eólicas onshore benefician a centrales exclusivamente dedicadas a este fin; lo cual favorece la viabilidad de estas centrales en regiones con mayor exposición a radiación solar o corrientes aéreas fuertes. De acuerdo a IEA⁶⁵, la eficiencia de los sistemas de electrólisis varía entre 60% y 81% dependiendo de la tecnología y del factor de carga; si la totalidad de producción actual (69MtH₂) de hidrógeno se hiciese por medio de electrólisis, la demanda de electricidad necesaria sería de 3,600 TWh (más que la generación de la Unión Europea) con un consumo de agua de 617 millones de metros cúbicos (m³), el doble que las plantas de gas natural y carbón consumen, puesto que es necesario alrededor de 9 litros de agua para producir un kilogramo de hidrógeno, o cual añadiría estrés hídrico sobre las reservas.

Según la Agencia Internacional de Energía⁶⁶, la demanda mundial de hidrógeno bajo en emisiones podría crecer de poco menos de 90 millones de ton en 2020 a más de 200 millones de toneladas en 2030, y a largo plazo hasta poco más de 500 millones de ton para 2050 (al largo plazo depende sobre todo de las tecnologías que se adopten).

El año pasado, la demanda de hidrógeno en México estuvo por debajo de 230,000 toneladas. La Alianza Energética México-Deutschland ⁶⁷ identifica un alto potencial para fabricar dentro de nuestro país elementos de turbinas eléctricas de hidrógeno, equipos de acondicionamiento, transporte y de almacenamiento, así como en la manufactura de vehículos que emplean este combustible. Tan solo en la generación de energía e industria podrían evitarse en 2050 la emisión de hasta 11,000 toneladas de CO₂ al año por el empleo de hidrógeno en camiones mineros, aplicaciones térmicas en minería y químicos, fabricación de cemento, reducciones minerales, entre otros. En transporte hasta 25,000 toneladas de CO₂/año. Además, dado a nuestras condiciones geográficas, el costo de producción por kilogramo de hidrógeno verde varía desde 1.8 hasta 2.2 USD/kgH₂⁶⁸, lo cual es bajo a nivel mundial.

⁶⁴ La **electrólisis** separa el hidrógeno y oxígeno del agua molecular por medio de una corriente eléctrica a través de un proceso electroquímico. Actualmente representa 2% de la producción de la producción de hidrógeno global.

⁶⁵ IEA (2019) The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.

⁶⁶ IEA (2021) Net Zero by 2050: A roadmap for the Global Energy Sector.

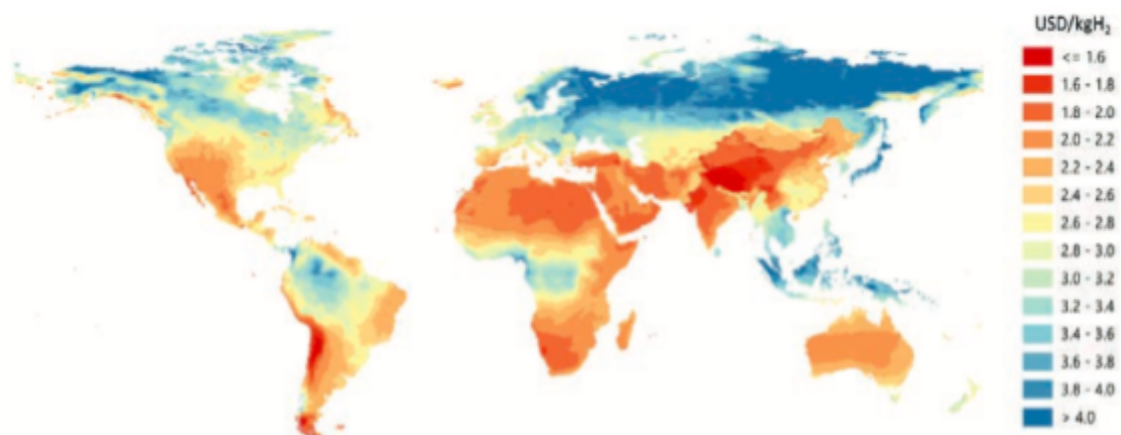
⁶⁷ Alianza Energética Energiepartnerschaft, Cooperación alemana Deutsche Zusammenarbeit. (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación.

⁶⁸ IEA (2019) The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.

La organización H2 México⁶⁹ identifica 5 líneas de acción para progresar en la implementación de una industria de hidrógeno verde:

1. Estratégicas: establecimiento de objetivos a largo plazo alrededor del H2.
2. Jurídicas: el marco legal y regulatorio para una economía de H2.
3. De mercado: Desarrollo e innovación de tecnologías del H2 verde.
4. Tecnológicas y de infraestructura: Desarrollo e innovación de tecnologías.
5. Ambientales y Sociales: Alianzas industriales y de comunidades por un bienestar social y ambiental.

Imagen 5.1. Costos de generación de hidrógeno desde sistemas solares fotovoltaicos y eólicos híbridos a largo plazo.



Fuente: IEA analysis based on wind data from Rife et al. (2014), NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis and solar data from renewables.ninja (2019).

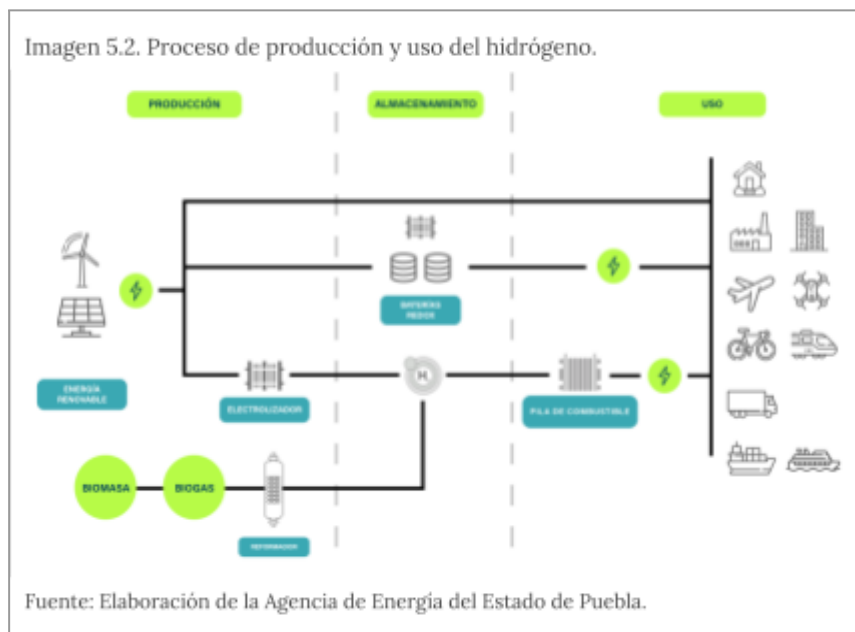
Con base a estimaciones de la Agencia de Energía del Estado de Puebla (2022), el máximo potencial de generación de hidrógeno (H₂) verde dentro del estado es de 9,850 toneladas por año, principalmente por energía solar fotovoltaica y eólica, recursos de los cuales tienen un potencial de generación de más de 502 mil GWh anuales. Para ponerlo en perspectiva, 9,850 toneladas de H₂ equivalen a 16 veces la capacidad instalada actual de PEMEX, 30 veces la demanda actual de amoníaco de todo el país, para cargar 490 veces autobuses de hidrógeno que circulen 400 km diarios, o 23 veces vehículos de pasajeros con un rango de 500 km semanales; de acuerdo a la Agencia de Energía de Estado de Puebla.

La organización promotora de la producción del hidrógeno verde en México “H2 México” estima una potencial demanda de H₂ verde de 228 k toneladas en 2030, 1,219 k toneladas en 2040 y hasta 2,673 k toneladas para 2050. Dentro del mismo análisis se estiman necesarias hasta 79 GW de capacidad instalada de energías renovables

⁶⁹Asociación Mexicana de Hidrógeno (2022). Hidrógeno verde: el vector energético para descarbonizar la economía de México.

(aunque el estudio prioriza la fotovoltaica también puede ser energía eólica o inclusive nuclear) y 51 GW de electrolisis para satisfacer dicha demanda en 2050.

Para que México pueda producir 2,673,000 toneladas de H₂ en 2050 será necesario hasta 24 millones de litros de agua anuales. Mencioné en el capítulo anterior que una estrategia que tuviese a las centrales hidroeléctricas podría representar un riesgo añadido al estrés hídrico provocado por los cambios del ciclo del agua a consecuencia del cambio climático; sería la misma situación para la generación de hidrógeno. Una alternativa para no utilizar el agua dulce disponible y en reservas puede ser expandiendo las mismas, a través de la desalinización del agua marina en zonas costeras. De acuerdo a IEA, son necesarios entre 3-4 KWh para desalinizar un metro cúbico de agua y cuesta entre 0.7-2.5 USD. Con dichas cifras, podemos estimar en 72,171 MWh la electricidad para poder desalinizar la cantidad de agua marina necesaria.



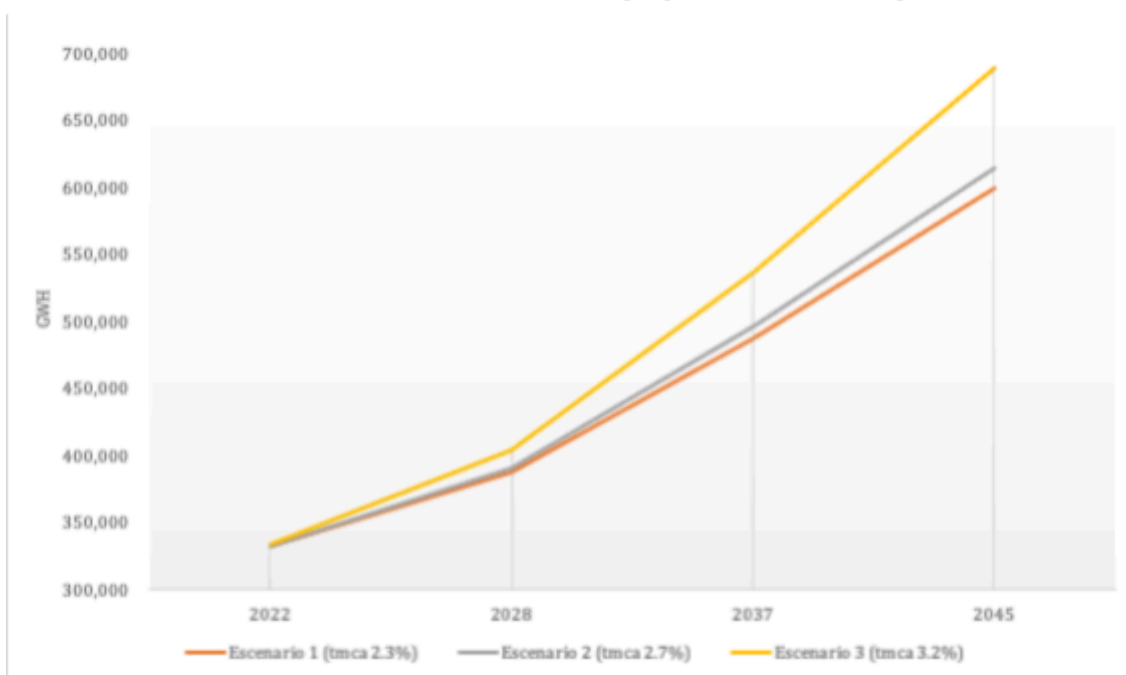
Se incluirá adicionalmente en esta tesis una estimación del monto de inversión necesario para plantas de energía limpia que alimenten la potencial producción de 2.6 millones de toneladas de hidrógeno verde en México alrededor de 2050. Aunque no entra en el objetivo inicial de este trabajo de investigación de descarbonificar la generación eléctrica, las fuentes de electricidad que se usarían para esta nueva industria serían las mismas, por lo que puede dar una visión más amplia de la inversión completa que se tendría que hacer en tecnologías de generación eléctrica limpia hacia 2050. También hay que considerar mejoras tecnológicas en la eficiencia de la electrólisis, que pueden hacer que en las próximas tres décadas sea menos

costoso o requiera menos energía que con la tecnología actual.

5.2 Cálculo del crecimiento de la demanda eléctrica hacia 2045.

El PRODESEN 2022-2036 contempla 3 escenarios diferentes para el crecimiento de la demanda eléctrica del país, basados en el crecimiento económico, las pérdidas de energía, la electromovilidad, y el ahorro y uso eficiente de la electricidad. Bajo estos tres escenarios, se espera que la demanda máxima bruta del SEN entre 2035 y 2050 incremente con un tmca de 2.3% para el Escenario 1, un 2.7% para el Escenario 2, y un tmca de 3.2% para el Escenario 3, los cuáles emplearé para estimar el crecimiento de la demanda eléctrica por medio de una regresión lineal. En el Anexo podrá hallar el lector los cálculos de la demanda eléctrica hacia 2045.

Gráfico 5.2 Crecimiento del consumo neto del SEN proyectado hacia 2045 por escenario.



Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía.

En los próximos 23 años, se espera que el consumo neto incremente de 323,985 GWh anuales de 2021 hasta 599,877 GWh en 2050 dentro de un escenario de bajo consumo y hasta 689,983 GWh en el escenario de alto consumo. Del mismo, entre 19,474 GWh y 40,303 GWh obedecerá a la demanda por electromovilidad.

Si añadimos el consumo de electricidad para autoabastecer nuestra propia demanda de hidrógeno verde, sería necesario instalar hasta 79 GW de capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos, lo cuál produciría hasta 141,491 GWh anuales en 2045. Para no agravar el estrés hídrico sobre nuestras reservas de agua podemos emplear electrólisis o producir el hidrógeno por fuentes que no generen gases de efecto invernadero, cómo puede ser captura de carbono o por métodos térmicos a través de la concentración térmica solar o la energía nuclear. De cualquier forma, considerando que la totalidad de hidrógeno del futuro se produzca por energía solar fotovoltaica, desalinizar los poco más de 17 millones de metros cúbicos de agua anuales necesarios demandaría hasta 52,542 GWh. Entre la producción de hidrógeno y la desalinización se requerirán hasta 130 GW de capacidad instalada principalmente de energía eólica y solar fotovoltaica.

5.3 Inversión necesaria para descarbonizar el sector eléctrico.

En 2021 fueron generados 328,527 GWh de electricidad para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Nacional ⁷⁰, tenemos una generación eléctrica al nivel de Italia o España. Para completar una Transición Energética hacia 2045 necesitaremos incrementarla en 555,444 GWh (hasta un 169%) dentro del escenario de mayor crecimiento, considerando que producimos no sólo para la demanda eléctrica industrial y sectorial sino que para la producción de hidrógeno verde con agua marina desalinizada.

Las lecciones de la crisis de energía de 2021-2022 nos han mostrado que es importante tener una matriz energética resiliente y soberana, con generación limpia y fiable. Será importante tener un porcentaje adecuado de carga base que pueda garantizar un precio estable a la electricidad pero también de fuentes renovables intermitentes que en gran cantidad, e interconexión entre ellas con las centrales bases, produzcan la mayor parte de electricidad del país.

Para poder calcular el monto de inversión para instalar las centrales eléctricas para producir electricidad limpia, así cómo hidrógeno verde, debemos conocer cómo evolucionará la matriz energética actual de México; si actualmente se genera alrededor de 70 por ciento por combustibles fósiles, no podemos reducirlo a cero en cinco años; sería técnicamente muy difícil, requeriría demasiada inversión, y una coordinación estatal a priori. México hoy por hoy no tiene ninguna de esas tres. Por ende, lo más eficiente es proyectar en el tiempo cómo cambiarán los porcentajes de participación de cada tecnología dentro de la generación eléctrica total. Con los porcentajes, podremos

⁷⁰ IEA (2023). Data of Countries: Mexico.

estimar cuánta electricidad deberá ser producida, con ello, la capacidad instalada en MW necesaria, y con la información de costo por kilowatt (USD/KW) del capítulo anterior, estimaremos la inversión necesaria para lograr la meta propuesta en 2045 en esta tesis.

5.3.1) Cambios en la matriz de generación eléctrica en México.

De acuerdo a la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), la matriz energética es un concepto para denominar a la combinación de los distintos tipos y fuentes que se usan para producir energía en un Sistema Energético. Se clasifica en fuentes primarias y secundarias, limpias, renovables y no renovables.

Las fuentes primarias incluyen las tecnologías de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), las corrientes aéreas, la energía del átomo o la energía del sol. La electricidad es una fuente de energía secundaria que es producida a partir de fuentes primarias, como por ejemplo a través de turbinas eólicas. En 2022 la matriz energética de México en generación eléctrica consistió de 79% combustibles fósiles (6.6% carbón y 71.88% gas natural)⁷¹, a través de centrales térmicas; el restante lo comprende energía nuclear la cuál es considerada cómo una energía limpia (4.35%) y 17% energía renovable principalmente por energía hidroeléctrica, geotérmica, biomasa, eólica onshore y solar fotovoltaica.

Como mencioné anteriormente, no toda una transición energética es inmediata, sino que se divide a lo largo de etapas; lo mejor sería clasificar los años restantes hacia 2045 en periodos distintos, el primero de 2023 a 2028, el segundo de 2029 a 2037, y el tercero de 2038 a 2045, en función de tres criterios:

1. Tiempos de ejecución: Varía en función a la tecnología de la central eléctrica. Las plantas de energía solar fotovoltaica y térmica solar tardan en promedio entre uno y dos años en construirse. Las plantas eólicas onshore tardan de dos a tres años mientras que las de tipo offshore entre tres y cinco años. Las plantas geotérmicas e hidroeléctricas pueden tardar entre cinco y quince años de construcción, en función de las complejidades del yacimiento geotérmico o de la presa hidráulica. Finalmente, las centrales nucleares tienen un tiempo de construcción de entre cinco y diez años ⁷². Los datos son promedio y como mencionamos en el capítulo anterior, hay factores que pueden retrasar estos

⁷¹ CENACE 2022

⁷² REN21 (2022) Renewables 2022 Global Status Report, Time to Build Renewable Energy Projects.

proyectos, o al contrario, acelerar su construcción.

2. Choque con la realidad: México ha perdido cinco años de progreso en la energía limpia con el Gobierno actual. En 2023 se anunció el Plan Sonora, pero no se desplegará en su máxima fase hasta finales de ésta década. Por lo tanto, los cinco años que vienen serán más diplomáticos, institucionales y de planeación. A partir de 2028, sólo quedarían 17 años para cumplir las metas, por lo que lo mejor para fines de esta tesis es que sean periodos de longitud muy parecida, pero priorizando el segundo, porque es dónde tendremos las mayores opciones de cumplir el objetivo.
3. Las exigencias de la época: cómo mencionaba anteriormente, ésta década será de planeación y de energías renovables que puedan construirse en tres años. Los años treinta, con un contexto económico-político mejor, podremos atraer mucho capital para dar el mayor salto en generación eléctrica de la historia de México. El tercer periodo, será la inercia del segundo; por ello este último es el más largo, porque son las bases materiales de la Transición Energética exitosa.

Para cada uno de estos tres periodos de tiempo se establece una meta de generación de energía a alcanzar al final de dicho periodo, donde el criterio usado para considerar las metas cumplidas es completar cierto porcentaje de generación para cada tecnología, ya sea en su expansión (como capacidad instalada solar) o en su reducción (en los combustibles fósiles), de tal forma que gradualmente se incremente el porcentaje de energía limpia en nuestra matriz de generación eléctrica, de forma congruente y realista.

En el presente⁷³, la generación eléctrica de nuestro país por fuentes de combustible fósil tienen el mayor peso de generación (76 por ciento de la generación total), a través del ciclo combinado (59 por ciento), térmica convencional (6 por ciento), carboeléctrica (3 por ciento), turbo gás (4 por ciento) y combustión interna (1 por ciento), todas estas basadas en el gas natural y el carbón. Por ende, la tecnología de energía limpia que empleemos para sustituirlas deberá cubrir sus características principales, que son *escalabilidad, tiempo de construcción similares, potencia de generación, y económicamente asequible*. Esta será la primera etapa, entre 2023 y 2028, tecnologías energéticas que en pleno 2022 ya cuentan en su mayoría con éstas características, por lo que tendrán una mayor utilidad en su implementación en los próximos 8 años sobre todo dentro del Plan Sonora, que son la energía solar fotovoltaica, energía eólica onshore, la mejora de las centrales hidroeléctricas, y expandir la central nucleoelectrica de Laguna Verde -al menos dejar todo preparado para que a partir de 2028 comience el despliegue de centrales nucleares-. Debido a los problemas económicos que México enfrenta desde 2019 lo ideal sería apostar por tecnologías con un bajo costo de inversión / operación, en este contexto la energía

⁷³ Datos de CENACE, Octubre de 2022

solar fotovoltaica y la eólica Onshore serán el principal timonel de la primera etapa. Al día de hoy, la Secretaría de Energía no se ha pronunciado respecto a construir centrales eólicas offshore durante ésta década.

El escenario a corto plazo se encuentra en una situación particular, cómo mencioné anteriormente y en el capítulo anterior. Las decisiones de la actual administración han condicionado el progreso de México en las tecnologías de generación limpia; de acuerdo a la Secretaría de Energía, el objetivo de generar 35% por energías limpias en 2024 se cumplirá un año después, además de los daños al ecosistema de inversión extranjera directa en México que limitan el escenario de posibilidad dentro de los próximos 2 a 4 años. El Plan Sonora puede ser un factor que ayude a recuperar lo perdido, aunque como vimos anteriormente, tendría que ser hasta 8 veces más ambicioso para poder alcanzar sus metas. Estos son aspectos a tener en cuenta, sobre todo en la primera etapa, pues es importante conocer de dónde partimos y que requerimos para crear un ecosistema de inversión confiable y atractivo para la inversión extranjera.

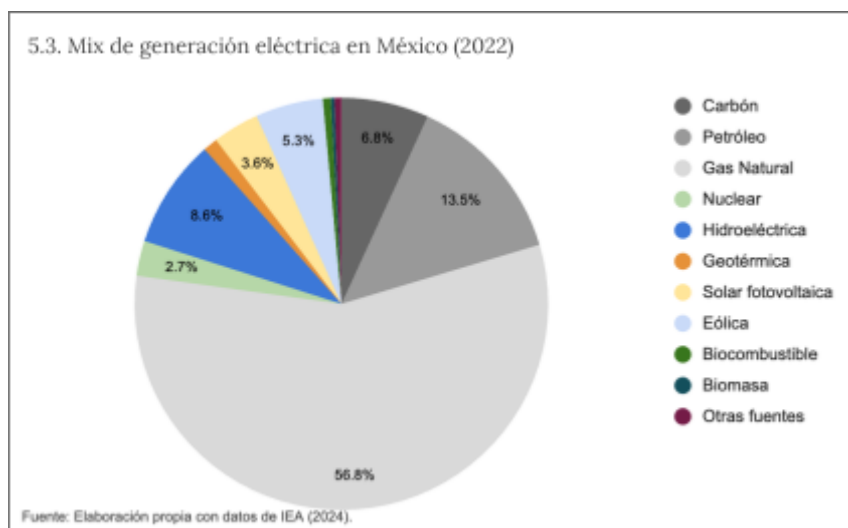
Para el final de la primera etapa determiné un objetivo de capacidad instalada de origen renovable del 40%, un 11% de origen limpio, y un 49% proveniente de combustibles fósiles, en 2028.

En la segunda etapa, entre 2029 y 2037, contamos con energías que no están plenamente desarrolladas en 2022, o al alcance técnico-económico actual, pero que en esos años pueden desempeñar un rol importante en la transición energética. Si México se vuelve a posicionar entre los mejores países para las inversiones de capital en tecnología limpia, podrá tener a su disposición las tecnologías más avanzadas que den robustez a la matriz energética. En esta categoría está la energía eólica Offshore, las centrales termosolares por torre solar o parabólicas, los reactores de fisión nuclear modulares (SMR por sus siglas en inglés), energía oceánica, y biocombustibles. También será importante la generación por biomasa y residuos para las ciudades más grandes de nuestro país durante esta etapa, un buen ejemplo de cómo podría ser esto en el futuro es el proyecto de planta de carbonización hidrotermal de la Ciudad de México *Bordo Poniente*, que en su fase final antes de 2026 debe procesar 2,500 toneladas de residuos orgánicos anualmente para generar energía eléctrica a través de gasificación. Para el segundo escenario de la Transición energética emplearemos la energía eólica Offshore, las centrales termosolares por torre solar, energía nuclear y la biomasa. También incluyo dentro de esta etapa la implementación de hidrógeno para descarbonizar sectores industriales, y así avanzar todavía más en la Transición Energética. México, debido a su exposición a recursos renovables sobre todo solares, tiene un enorme potencial de producir hidrógeno verde a precios competitivos (de acuerdo a la Asociación Mexicana de Hidrógeno). Al final de la segunda etapa el objetivo de capacidad instalada de origen renovable será de 60%, 17% de origen

limpio, y 23% proveniente de combustibles fósiles, para 2037.

Finalmente la tercera etapa está comprendida entre 2038 y 2045. Al comienzo de esta etapa México debería producir 60% de la energía eléctrica con tecnologías limpias, el cual es un punto de partida excelente para comenzar la descarbonización acelerada de otros sectores, además del eléctrico, en la década de los años cuarenta. Será un periodo de consolidación de la transición energética-eléctrica, en el cuál se ampliará la capacidad instalada de energía renovable, energía nuclear, biomasa, sobre todo para la generación de hidrógeno verde, e incluso podemos pensar en tecnologías que a día de hoy están en una etapa de desarrollo experimental, como la energía mareomotriz. La capacidad añadida permitirá producir hidrógeno libre de emisiones GEI, que junto a la electrificación de la mayor cantidad de sectores de la economía y la mayor eficiencia energética, nos pondrán en la posición correcta para lograr una Transición Energética completa hacia mediados del siglo XXI. Al final de la misma, la totalidad de generación eléctrica en el país será producida por energía limpia -del cual el 77% corresponderá a energías renovables, principalmente solar-, tras miles de millones de dólares invertidos en nuestra economía, millones de empleos generados y un impacto en el PIB.

Sustituir el gran porcentaje de participación en generación eléctrica de fuentes fósiles por fuentes limpias será un desafío de gran magnitud. De completarlo hacia 2045, sería el más grande proyecto de la historia de nuestro país en términos económicos y técnicos, probablemente sólo inferior a la transición energética completa de las fuentes primarias de energía que habremos de completar hacia 2060. Establecer una meta de generación por tecnología demanda una evolución en la matriz energética de México de forma paulatina, con objetivos de generación a lograr en los periodos establecidos en el capítulo anterior. Los ejes rectores de dicha matriz energética serán las energías con el mayor puntaje de viabilidad obtenido en el capítulo anterior, las cuáles fueron la energía solar fotovoltaica, la energía eólica tanto onshore cómo offshore, y la energía nuclear.



Meta 1: Generación del 38% de origen renovable, 11% de origen limpio, y 49% proveniente de combustibles fósiles, en 2028.

En esta primera meta es clave detener el desarrollo de proyectos de gas natural en planeación que no estén destinados a sustituir inmediatamente plantas de gas natural obsoletas o que se encuentran ya en construcción. Esto porque la transición de nuestra matriz de generación eléctrica será paulatina y el gas natural es el combustible fósil que menos emisiones de GEI tiene, por lo que es el que será eliminado al último.

Los proyectos de plantas de generación con carbón deben ser cancelados y los que estén en funcionamiento detenidos hacia 2028, para eliminar el uso de carbón en la generación eléctrica del país hacia 2030; esto es imprescindible para reducir nuestras emisiones de dióxido de carbono dentro de los objetivos planteados por el Acuerdo de París. Por otra parte, el gas natural deberá reducir su peso en la matriz de generación eléctrica del 63 al 59 por ciento, lo cual implica centrar la construcción de nuevas centrales solamente a aquellos proyectos que ya están comprometidos en el horizonte cercano (los próximos 5 años). A partir de aquí, la construcción de nuevas centrales de gas natural sería únicamente para reemplazar a las más antiguas, asegurándose que la capacidad de generación de gas natural se reduzca periodo tras periodo. En este punto pueden haber incentivos para los generadores privados, pero sobre todo será propuesta de CFE, asumir la reducción de gas natural en la matriz eléctrica mexicana.

La demanda de electricidad en esta etapa incrementará en 60,630 GWh en 2028, la cual deberá ser generada sobre todo a partir de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica onshore, las cuales están plenamente desplegadas a nivel mundial. Dentro de éste periodo, será necesario innovar en el desarrollo de centrales eléctricas con tecnologías en las cuáles México no tiene experiencia, las cuáles son la energía térmica solar por torre solar y la energía eólica Offshore; esta diversificación tecnológica nos permitirá incrementar nuestras cadenas de valor en energía limpia, crear nuevos empleos, y mejorar la percepción de México cómo un hub tecnológico de desarrollo de energías limpias frente al capital internacional.

La Secretaría de Energía espera a lo largo de esta década continuar con la modernización, expansión y construcción de centrales hidroeléctricas, sobre todo se tendrá que implementar programas de modernización de las centrales existentes y un estudio a profundidad sobre centrales de mediana y pequeña capacidad de generación, de las cuáles se tiene el mayor potencial hidroeléctrico (NREL, 2021). En cuánto a la energía nuclear, se encuentra en consideración la construcción de 4 reactores nucleares añadidos a los dos existentes, uno localizado en Tamaulipas y tres localizados en Veracruz, que permitiría incrementar el porcentaje de esta tecnología a 8% de la generación total. Posiblemente no logre concretarse en el periodo

establecido, por lo que en los próximos cuatro años, propongo la modernización de los reactores de Laguna Verde para elevar su potencia y tener 4.5% de carga base de origen limpio dentro del SEN. Debido a que los proyectos de energía nuclear toman tiempo sobre todo en la planeación y la construcción, es probable que las centrales no pudiesen conectarse sino hasta 2030; de todas formas, nos servirá como antesala para la implementación de energía nuclear a gran escala que se deberá hacer en la década de los años treinta.

Meta 2: Generación del 58% de origen renovable, 17% de origen limpio, y 23% proveniente de combustibles fósiles, en 2037.

En este segundo periodo de Transición Energética la producción eléctrica con combustibles fósiles verá su mayor disminución. Mientras que en el periodo anterior el carbón fue eliminado de la matriz de producción, será turno de la producción eléctrica por petróleo a la par que el uso de gas natural se ve reducido a poco más de la mitad de lo que representa actualmente.

Se contempla la construcción de nuevas plantas geotérmicas así como el mantenimiento de las actuales hasta por 8,589 MW dentro esos 9 años. En este periodo, no sólo veremos la implementación de nuevas tecnologías como las primeras centrales eólicas offshore y centrales de energía térmica solar, sino su expansión hasta representar 6% de una generación eléctrica que dé abasto de 31,178 GWh.

Dentro de este periodo la energía nuclear tendrá una expansión mediante centrales de energía nuclear de tercera generación y reactores modulares (SMR por sus siglas en inglés), pasando de representar el 4.5% a 17% por medio de 8 a 9 reactores convencionales de tercera generación, o hasta 35 pequeños reactores modulares. Es ideal que estas centrales se diseñen y construyan con una vida útil proyectada hacia los 50 o 60 años (LTO); aunque los costos por kW de instalación son altos, si se implementa un esquema LTO se vuelven el más bajo de todas las tecnologías consideradas, y los costos de operación son bastante menores. No será difícil de lograr puesto que las centrales nucleares en funcionamiento actual han mostrado estudios de factibilidad para una operación prolongada más allá de los 40 años de operación convencional, como es el caso de varias centrales nucleares francesas, e inclusive 60 años en algunas centrales de Estados Unidos⁷⁴. Desarrollar esta tecnología con este horizonte de operación a largo plazo nos daría una carga base, fiable, y segura, hasta finales del siglo XXI, entre 2080 y 2095 aproximadamente. Para cuando este siglo se acerque a su final, espero que las centrales de fusión nuclear sean comercialmente tan viables como las de fisión nuclear. Por otra parte, los reactores modulares pueden jugar un rol muy importante no sólo para la generación eléctrica en sistemas pequeños, como puede ser el Sistema Mukele, sino para comenzar a

⁷⁴ Reuters (2023)

descarbonizar otros sectores industriales que tengan requerimientos térmicos elevados, e inclusive la generación de hidrógeno verde.

Durante los próximos 14 años se espera que la eficiencia de las tecnologías renovables incremente debido al progreso tecnológico, como en la mayor eficiencia de células fotovoltaicas, innovación en exploración de potenciales zonas geotérmicas, o el mayor tamaño de las turbinas eólicas. Desarrollar la energía térmica solar o eólica offshore junto con la energía solar fotovoltaica y eólica tradicional es importante para incentivar encadenamientos industriales de estas tecnologías, desarrollar una industria propia de minería, manufactura y producción, a la vez que tenemos mayor provecho de los recursos naturales de los cuáles disponemos; sobre todo con la energía eólica offshore, con la cuál el litoral de Tamaulipas y Veracruz pueden ser de hasta 869 GW, como vimos en el capítulo anterior.

La combinación de las fuentes anteriormente mencionadas jugarán un rol para satisfacer la demanda eléctrica hacia 2037. Dentro de este escenario, la única fuente de combustible fósil utilizada para generar electricidad debería ser el gas natural, con una participación del 23% de la generación total. La mayor fuente de energía limpia será la solar; con centrales fotovoltaicas y de concentración solar con 23% y 5% respectivamente-; seguida de la energía eólica mediante instalaciones onshore y offshore con 11% y 6% de la participación total respectivamente, y la energía nuclear, con 17% de la participación total. Esta matriz eléctrica será altamente diversificada, con una carga base del 40% (del cual 23% es por gas natural) y una generación limpia del 75%, respaldada con una modernización de las Redes Generales de Transmisión.

La producción del hidrógeno verde y sus derivados puede comenzar entre la primera y la segunda meta, a partir de centrales eólicas onshore, las cuales debido a su factor de carga y precio accesible se muestran cómo la opción más óptima para producir este recurso de energía primario. No se incluye en la gráfica siguiente debido a que no formarán parte del Sistema Eléctrico Nacional ni del propósito de esta tesis, pero no queda de más mencionarlo.

Meta 3: Generación del 78% de origen renovable, 22% de origen limpio, y nula producción proveniente de combustibles fósiles, en 2045.

Hacia 2045, se espera que la demanda eléctrica sea entre tres y cuatro veces mayor que la actual, debido a crecimientos en la electromovilidad pero principalmente a la producción nacional de hidrógeno y la desalinización del agua necesaria requerida para la electrólisis. El mayor desafío para completar el objetivo de este trabajo de investigación es eliminar la participación del gas natural en 8 años, lo cual implica una tasa de decrecimiento de 2.71% anual.

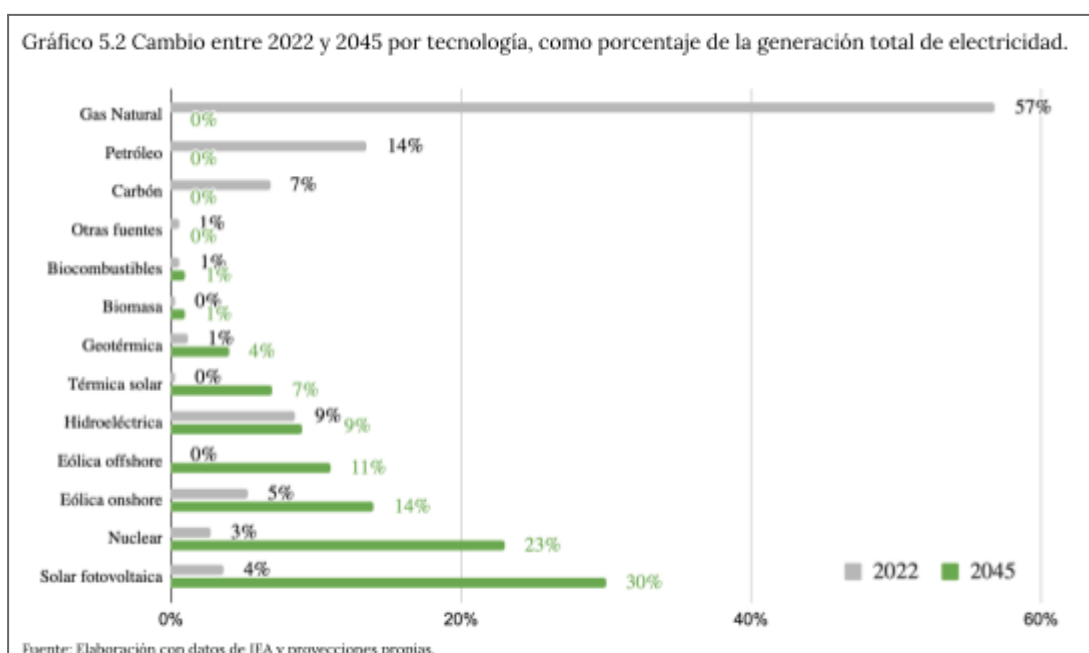
Un origen de electricidad cien por ciento limpio implica una alta diversificación del

sistema; la tecnología con mayor participación será la energía solar fotovoltaica y térmica solar (28% y 6% del total, respectivamente), seguida de la energía eólica con 25% del total (21% onshore y 11% offshore, respectivamente); la energía nuclear con 22%, la hidroeléctrica con 6%, la energía geotérmica 4%, y la biomasa con 2% del total.

Es en esta etapa donde la producción de hidrógeno verde puede crecer gracias a mejoras tecnológicas, entornos de inversión favorables, y aplicaciones industriales, junto a centrales geotérmicas, fotovoltaicas, térmicas solares o nucleares que produzcan la electricidad necesaria para su producción. Las tecnologías que puedan tener un impacto en la descarbonización de otros sectores industriales tendrán mayores posibilidades de crear encadenamientos productivos a gran escala así como un fin más allá de la producción de electricidad, por lo que el cálculo de ésta nueva hipotética capacidad instalada no será incluido.

Las mayores tasas de crecimiento anual (tmca) serán la energía por biomasa (21%), térmica solar (20%), eólica offshore (18%), y solar fotovoltaica (11%). Por parte de la biomasa, aunque su participación final no es elevada (representa 2 por ciento de la generación total del SEN, 12,736 GWh anual), es necesario un tmca bastante elevado debido a que en 2021 sólo representó 0.4% de la oferta contra el 2% que representará en 2045.

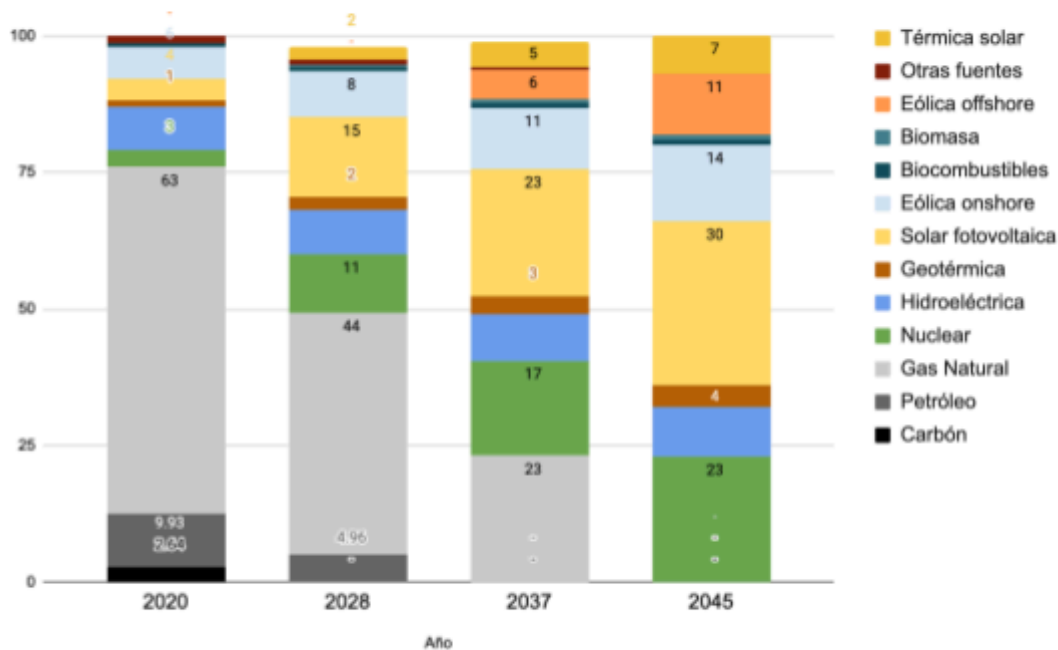
Respecto a la descarbonización de la producción eléctrica en el SEN, la producción de electricidad con carbón tendrá una disminución anual de -34.12% hacia 2028; es un gran reto, no obstante, entre 2015 y 2020 ya se presentó una disminución de la participación de la energía carboeléctrica de 23% anual⁷⁵, por lo que no es un objetivo imposible de lograr.



⁷⁵ CENACE, 2021

Respecto al uso del petróleo para producción eléctrica, será necesario una tasa de decrecimiento del -21% anual hacia 2037, y para eliminar el uso del gas natural en la generación eléctrica un tmca de -11% anual hacia 2045. El reto mayúsculo es reducir el uso de combustibles fósiles en la producción eléctrica del 79% en 2022 a cero en tan sólo 23 años; ¿Es difícil? Sí. ¿Imposible? Definitivamente no.

Gráfico 5.3. Cambios en la matriz de generación eléctrica entre el primer escenario (2024-2028), el segundo escenario (2028-2037), y el tercer escenario (2037-2045).



Fuente: Elaboración propia.

5.4. Costo por Megawatt (MW) instalado de la capacidad instalada añadida

Se utiliza una regresión lineal simple para estimar la demanda futura de energía eléctrica a través de los periodos establecidos, con un tmca para cada escenario. Para estimar la inversión que sería necesaria para instalar la capacidad de producción requerida se utilizó el análisis de costo por kilovatio instalado en dólares realizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020). Se utilizó este análisis sobre el realizado por mi parte puesto que es un compendio que considera el costo por KW instalado a diferentes tasas de interés, lo cual es importante para incluir en un contexto macroeconómico de altas tasas de interés al menos por los próximos 3 años, y la posibilidad que en las próximas décadas tengamos al menos otra crisis económica o financiera que provoque de nuevo una subida de tasas de interés. También, aunque los costos están estimados para el caso de Estados Unidos, los acuerdos comerciales y cercanía geográfica pueden favorecer unos costos similares.

La tasa de interés promedio para los próximos 22 años fue del 5.5% anual. En este contexto, la tecnología con un costo por kilowatt instalado más bajo de las 13 tecnologías evaluadas por IEA para el caso de Estados Unidos fue la energía nuclear con una operación extendida LTO (Long Term Operation) de entre 10 y 20 años, dando una vida operativa a la central nucleoelectrónica de hasta 60 años en el mayor de los casos. En condiciones de ciclos de vida tradicionales una central nuclear puede tener un costo por MW de entre \$4 millones y \$5.12 millones de dólares, mientras que dentro de un esquema LTO se ve reducido hasta medio millón de dólares por MW.

Las centrales solares fotovoltaicas tuvieron un promedio entre \$729 y \$1,219 dólares por KW instalado. Las centrales eólicas tanto onshore como offshore tienen costos competitivos por debajo de los \$3 mil dólares por KW, lo cual las hace económicamente más viables para nuestro país junto a las anteriormente mencionadas.

Tabla 5.3. Monto de inversión por Kw instalado de diferentes tecnologías a tasas de interés del 3%, 7% y 10%.

Tecnología	USD/kW (3%)	USD/kW (7%)	USD/kW (10%)
Nuclear LTO	\$ 518.75	\$ 539.00	\$ 554.75
Turbina de Gas de Ciclo Abierto (OCGT)	\$ 667.13	\$ 693.50	\$ 713.25
Solar PV	\$ 792.37	\$ 778.35	\$ 1,219.50
Central de Ciclo Combinado (CCGT)	\$ 1,055.67	\$ 1,119.11	\$ 1,168.33
Eólica Onshore	\$ 1,952.85	\$ 2,139.59	\$ 2,169.29
Eólica Offshore	\$ 2,503.48	\$ 2,595.96	\$ 2,632.17
Generación por Carbón (CFGT)	\$ 3,460.56	\$ 3,743.28	\$ 3,967.22
Biomasa	\$ 3,470.75	\$ 3,754.25	\$ 3,978.75
Hidroeléctrica (embalse)	\$ 3,716.00	\$ 4,102.60	\$ 4,415.80
Nuclear	\$ 4,006.50	\$ 4,612.13	\$ 5,126.63
Hidroeléctrica (río)	\$ 4,274.60	\$ 4,719.24	\$ 5,079.80
Térmica Solar	\$ 6,257.25	\$ 6,378.25	\$ 6,466.75
Geotérmica	\$ 7,435.67	\$ 8,208.67	\$ 8,836.17

Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2020).

Las tecnologías más costosas fueron la energía geotérmica con un costo entre \$7,435 y \$8,836 dólares por KW y la térmica solar, con un costo entre \$6,257 y \$6,466 dólares por KW. El elevado nivel de inversión fue un factor determinante para el cálculo de la matriz de producción eléctrica óptima, se priorizaron los criterios de viabilidad económicos debido al contexto macroeconómico del país durante la década de los años treinta.

Una vez tenemos el costo por KW de las tecnologías empleadas en nuestro análisis es necesario calcular la capacidad instalada en MW y así poder estimar el monto de inversión de la transición propuesta. Todas las centrales de producción eléctrica se diseñan con una potencia determinada para producir electricidad; por ejemplo, un reactor nuclear habitual suele tener una potencia entre 800 MW y 1,200 MW; o la

turbina eólica más potente del mundo SG 14-222 D de Siemens tiene una potencia de 14 MW con su diámetro de 222 metros. Un campo eólico conformado de 71 de éstas turbinas tendría casi la misma potencia (994 MW) que un reactor nuclear promedio de 1000 MW. No obstante, no producen la misma cantidad de electricidad. Para entender cuánta electricidad produce una central de determinada potencia es importante entender el concepto de factor de capacidad, o factor de carga.

El factor de carga es el coeficiente entre la energía eléctrica neta generada por una central eléctrica en un periodo de tiempo determinado (en la presente tesis se usa anual), entre la electricidad que hubiese generado en el mismo periodo a plena operación; dicho coeficiente varía en función del tipo de planta y del tipo combustible que se usa. Para entenderlo un ejercicio teórico es lo ideal:

Supongamos que la Facultad de Ingeniería (FI) decide construir en Ciudad Universitaria una central fotovoltaica con una potencia instalada de 100 MW. Cuando es de día utiliza la irradiación del sol para producir hasta 227,760 MWh en su primer año de operación (se multiplica la potencia por 365 que son los días del año, por las 24 horas que tiene un día), esto es la energía *eléctrica neta generada*. Si hubiese operado en plena capacidad todas las horas del año, la generación teórica sería de 876,000 MWh por año; si dividimos la energía eléctrica generada sobre la generación teórica nos da un coeficiente de 0.28, el cual es el factor de carga promedio para las centrales fotovoltaicas en Estados Unidos⁷⁶.

La primera central de la FI es un éxito, por lo que deciden construir una segunda, pero ésta vez será un pequeño reactor nuclear de la misma potencia que la central fotovoltaica. El factor de carga de los reactores nucleares es normalmente encima mayor a 0.90; en el caso de la Central Nuclear de Laguna Verde fue de 0.85 en 2021; no obstante, utilicemos el promedio del mismo reporte de IEA⁷⁷ para la tecnología nuclear, el cuál es un factor de carga del 0.94. Nuestra nueva central nuclear en CU tiene la misma capacidad teórica de generación eléctrica anual, pero produce 823,440 MWh anuales debido a su mayor factor de carga. En otras palabras, para que la central fotovoltaica en la FI produzca lo mismo que su reactor nuclear, sería necesario instalar no 100 MW con paneles solares, sino hasta 362 MW, tres veces más.

El factor de carga es un concepto muy importante para estimar el monto de inversión necesario. Si hubiésemos comparado el costo de los 100 MW iniciales de fotovoltaica contra nuclear con LTO, hubiera sido de \$51.8 millones USD del reactor nuclear contra

⁷⁶ NREL (2021). Annual Technology Baseline.

⁷⁷ IEA (2020) Levelized Cost of energy..

\$79.200 millones USD de la central fotovoltaica, muy similares. No obstante, para que la electricidad neta producida hubiese sido la misma para ambos, habría sido necesario expandir nuestra central fotovoltaica en otros 262 MW, lo cuál incrementa el costo hasta \$286 millones de USD.

Por lo tanto, se utilizaron los coeficientes de carga mostrados por NREL para estimar el monto de inversión de la capacidad instalada de nuestra transición energética. Los factores de carga utilizados fueron los siguientes:

Tabla 5.4. Factores de carga de energías limpias en Estados Unidos							
Offshore Eólica	Onshore Eólica	Solar Fotovoltaica	Térmica Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nuclear	Biomasa
0.47	0.41	0.27	0.58	0.85	0.24	0.94	0.25
Fuente: NREL (2021)							

Para calcular el Monto de Inversión (MI) para desarrollar la transición energética propuesta en este trabajo de investigación se utiliza la siguiente ecuación, en la cuál se multiplica la diferencia de capacidad instalada necesaria para producir una cantidad de electricidad x entre dos años de comparación, por el costo financiero asociado.

$$MI = (\Delta MWx_{n1-n2}) * (USD/MWx)$$

Dónde nde:

MI = Monto de inversión a calcular

n = periodo seleccionado.

ΔMWx = La diferencia de capacidad instalada en MW entre periodo 1 y periodo 2.

USD/MWx = Dólares por MW de capacidad instalada de tecnología seleccionada.

Cada CC es diferente en función de la tasa de interés, por lo cual se realizó una estimación de tasas de interés a 7% para 2022, 2023, 2024, y de 2035 a 2037. Para 2033 y 2034 se estimó un potencial shock macroeconómico que llevase las tasas de interés a elevarse hasta 10%, un evento de alta probabilidad durante las próximas dos décadas. En los años restantes se considerarán tasas de interés del 3% anual.

Los factores de carga a utilizar en el análisis de esta tesis son los reportados en el informe Annual Technological Baseline de NREL correspondiente a 2022, dentro de un escenario moderado y un periodo de recuperación de costo equivalente a la vida técnica de la instalación, se calculó la mediana del factor de carga por tecnología a partir de la siguiente tabla. Para las plantas que utilizan biocombustible utilice datos

del Informe Global de 2022 de la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos, el cuál reportó un factor de carga de 0.5 en 2022 para las plantas eléctricas por biocombustible.

Tabla 5.5. Factor de carga mínimo, máximo y medio por tecnología.

<u>Tecnología</u>	<u>Min</u>	<u>Max</u>	<u>Med</u>
Nuclear	0.94	0.94	0.94
Hidroeléctrica	0.31	0.66	0.49
Geotérmica	0.8	0.9	0.85
Solar fotovoltaica	0.18	0.3	0.24
Eólica Onshore	0.17	0.49	0.33
Biomasa	0.64	0.64	0.64
Biocombustible	-	-	0.50
Eólica Offshore	0.29	0.53	0.41
Térmica solar	0.49	0.63	0.56

Fuente: Elaboración propia con datos de NREL (2022) y EIA (2022)

5.4.1) Monto de inversión requerido por escenario.

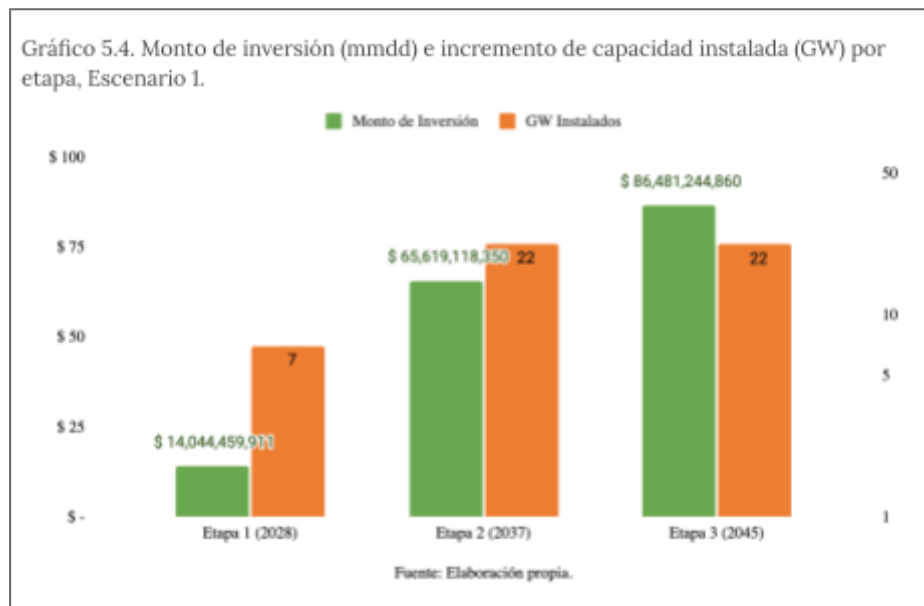
Se consideraron tres escenarios para el crecimiento de la demanda eléctrica, el primero a una tasa de crecimiento anual del 2.3%, el segundo a 2.7% y el tercero de 3.2% anual. Para este análisis final omitiré el cálculo de la inversión para la desalinización de agua marina y para la producción de hidrógeno verde para no perder el enfoque en el propósito de la presente tesis. En el anexo podrá encontrar el lector los datos correspondientes a cada sección del presente trabajo de investigación.

Primer escenario, tmca 2.3% anual

En el primer escenario de consumo eléctrico, se espera un crecimiento anual del 2.3%, lo cuál implica un incremento de la demanda eléctrica anual total de 295,314 GWh en 2021 hasta 646,736 GWh en 2045. Para satisfacer la diferencia de demanda eléctrica será necesario incrementar la capacidad instalada en 167 GW de la cuál 82 GW será energía solar de ambos tipos, 61 GW de energía eólica de ambos tipos, 16 GW por energía nuclear, 3 GW por centrales hidroeléctricas, 1 GW de biomasa y poco menos de 3 GW para expandir la energía geotérmica en el país.

La capacidad añadida -sin considerar el factor de carga de cada tecnología- requerirá una inversión de \$238,598 millones de dólares, o en otras palabras, una inversión anual de \$9,942 millones de dólares, para desarrollar una matriz de generación eléctrica completamente limpia. La primera etapa hacia 2028, requerirá \$14,709 millones de dólares para instalar 7 GW de energía limpia; la segunda etapa se incrementará en 26 GW la capacidad instalada por \$59,213 millones de dólares, y en la tercera etapa 30 GW por \$79,685 millones.

En caso de que el Plan Sonora pueda realizarse en los tiempos determinados, acelerará la implementación de energía solar dejando el crecimiento en la segunda etapa. Se contempló una ejecución del plan del 65% para 2028 lo cual significa expandir en 26 GW la capacidad instalada en energía solar y eólica. Probablemente lleguemos tarde, puesto que aunque es posible instalar esta capacidad en los próximos 5 años, requeriría un cambio fuerte de paradigma por parte del gobierno, por ello estimo que en este primer periodo se instalen solamente 9 GW de energía solar y eólica, si es mayor acelerará la implementación de la descarbonización del sector eléctrico.

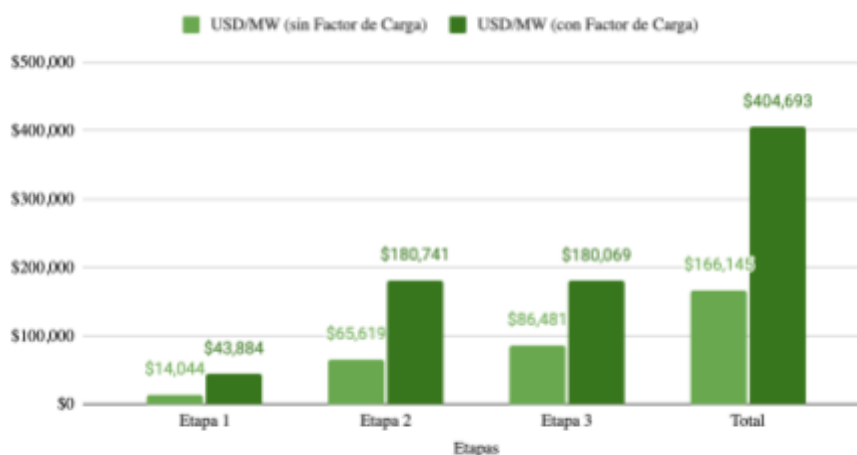


Si elaboramos el análisis con los factores de carga incluidos a cada tecnología, los cuáles harán incrementar en mayor medida la capacidad instalada en MW para poder abastecer la demanda dentro de la red eléctrica, el monto de inversión incrementa hasta \$404 mil millones de dólares. Los principales incrementos en el monto fueron en aquellas tecnologías con un bajo factor de carga, como la fotovoltaica, y las eólica de ambos tipos.

La primera etapa tuvo un incremento del 207% hasta los \$44 mil millones de dólares, la segunda y tercera etapa incrementaron a \$180 mil millones cada una. Como mencioné

con anterioridad, tenemos que considerar el factor de carga para poder hacer estimaciones precisas cuando estimamos sobre una capacidad de generación objetivo.

Gráfico 5.5. Monto de inversión sin considerar Factor de Carga (FC) y considerando FC en el escenario 1, (Millones, USD/MX)



Fuente: Elaboración propia.

Segundo escenario, tmca 2.7% anual

En el segundo escenario considera una tmca de la demanda eléctrica del 2.7% hasta llegar a 708,913 GWh en 2045. El monto de inversión requerido se incrementa hasta \$200 mil millones de dólares. De los cuales \$15 mil millones serían invertidos en la primera etapa, \$71 mil millones en la segunda etapa, y \$97 mil millones en la tercera etapa. La cantidad de capacidad instalada (GW) deberá incrementar en 183 GW para dar abasto a una demanda eléctrica.

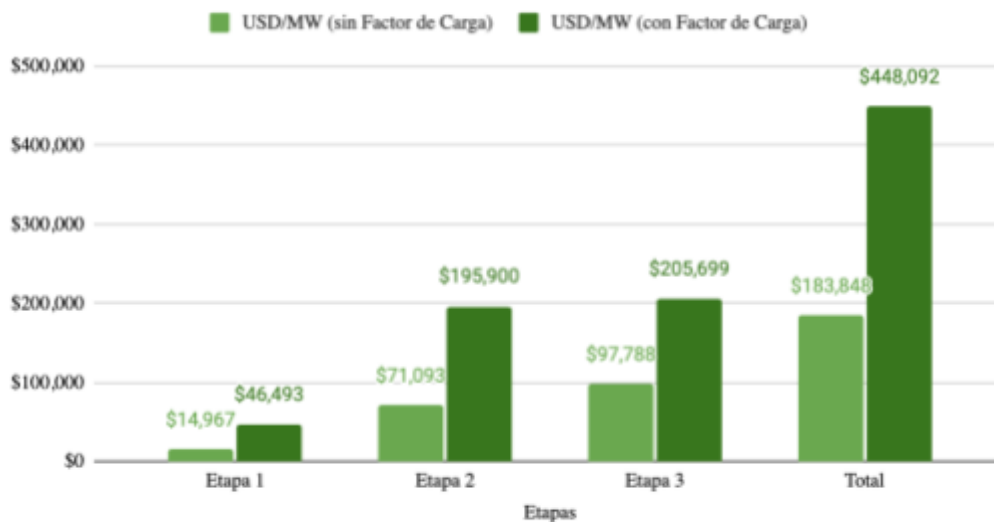
Tabla 5.6. Monto de inversión por tecnología considerando, o no, el incremento por factor de carga (millones de USD)

Tecnología	USD/MW (sin Factor de Carga)	USD/MW (con Factor de Carga)
Nuclear	\$ 54,570	\$ 59,967
Hidroeléctrica	\$ 2,397	\$ 6,146
Geotérmica	\$ 5,434	\$ 6,547
Solar fotovoltaica	\$ 36,864	\$ 147,456
Eólica Onshore	\$ 28,926	\$ 103,307
Biomasa	\$ 2,227	\$ 3,093
Biocombustible	\$ 1,538	\$ 1,709
Eólica Offshore	\$ 34,412	\$ 95,590
Térmica solar	\$ 17,480	\$ 24,278
Total	\$ 183,848	\$ 448,092

Fuente: Elaboración propia.

Si integramos el factor de capacidad (fc) al análisis el total del monto de inversión incrementa hasta \$448 mil millones de dólares. Como podemos observar en la tabla anterior, los mayores incrementos son en las energías intermitentes con bajo fc como la energía fotovoltaica, la energía eólica onshore, y la energía eólica offshore.

Gráfico 5.6. Monto de inversión considerando, o no, el incremento por factor de carga (millones USD/MW), en el Escenario 2.



Fuente: Elaboración propia.

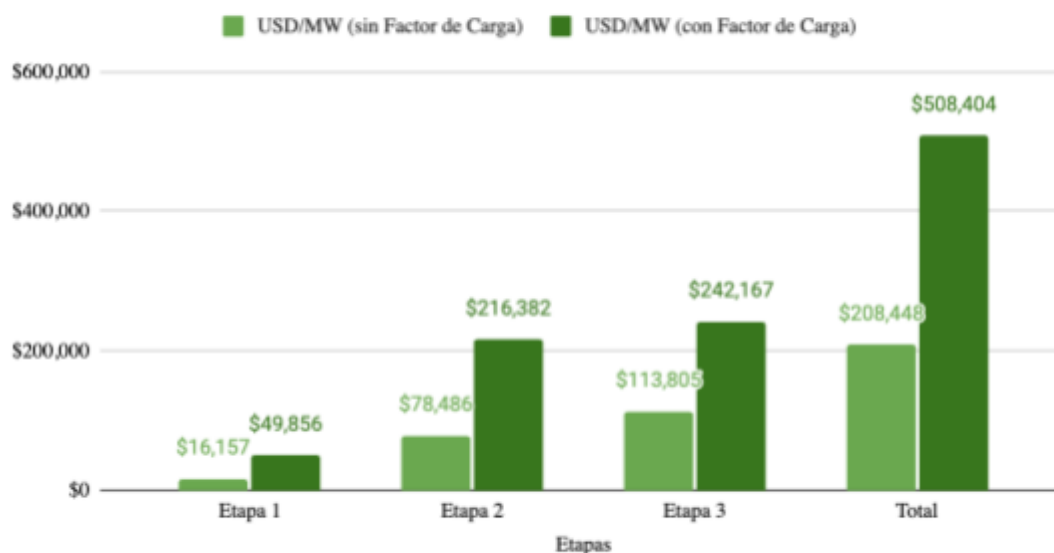
Tercer escenario para una Transición Energética de México, tmca de 3.2% anual.

El tercer escenario, utiliza una tmca de 3.2% para proyectar la demanda eléctrica futura de 795,228 GWh en 2045, y la instalación de 206 GW de energía limpia.

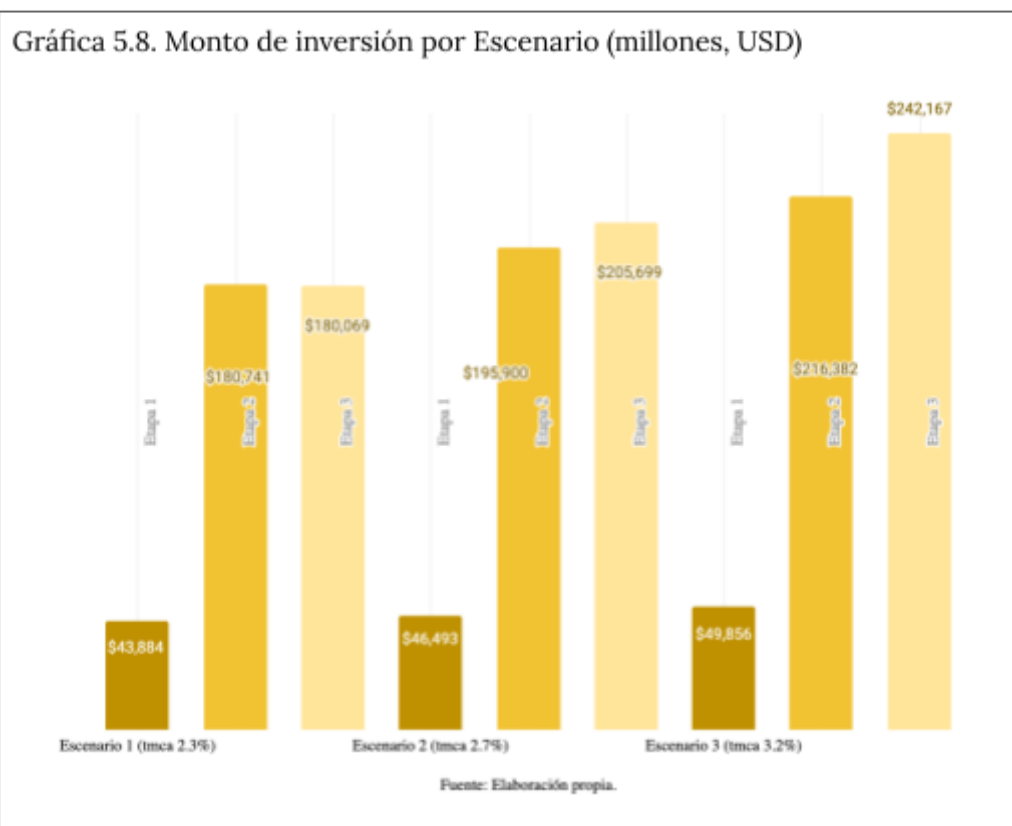
Lo anterior requerirá un monto de inversión total de \$208,448 millones de dólares durante los próximos 22 años sin considerar el factor de capacidad, o en otras palabras \$9,926 millones de dólares anuales

Si consideramos el factor de capacidad el monto de inversión incrementa hasta \$498 mil millones de dólares. Los mayores incrementos vuelven a ser en las mismas tecnologías que en las etapas anteriores, y por etapa es más del doble. En la primera etapa incrementó de \$16 mil hasta \$51 mil millones de dólares; en la segunda etapa de \$71 mil hasta \$201 mil millones; y en la tercera etapa desde \$193 mil hasta \$498 mil millones de dólares. La energía solar fotovoltaica representa el 33% de la inversión total, la energía eólica onshore el 23%, la eólica offshore 21%, la térmica solar 5%, y la energía nuclear 9%.

Gráfico 5.7. Monto de inversión considerando, o no, el incremento por factor de carga (millones USD/MW) en el Escenario 3.

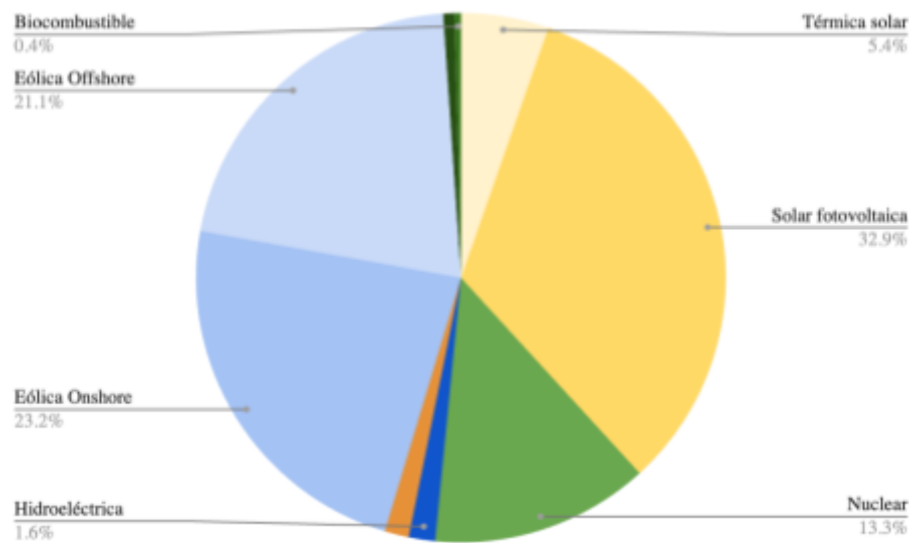


Fuente: Elaboración propia.



Para los tres escenarios, en 2045 serán centrales de base el 22% de la inversión total destinada, las cuales considero cómo de base a los combustibles fósiles, la energía nuclear y la geotérmica, debido a que su factor de carga es alto. Las centrales de tipo variable serán aquellas cuyo factor de carga se encuentra por debajo de 0.50, su porcentaje será de 77% de la matriz de generación, las cuáles son las energías renovables intermitentes, cómo la energía solar fotovoltaica y térmica, energía eólica onshore y offshore; entre ellas, la mayor inversión se destinaría a la energía solar fotovoltaica, la eólica onshore y en menor medida la eólica offshore.

5.9. Inversión destinada por tecnología hacia 2045 en el escenario 3 (% del total).



Fuente: Elaboración propia.

4.3 Impacto económico de la inversión

De acuerdo al Reporte de Avance de Energías Limpias de 2018 de la Secretaría de Energía, con las primeras tres Subastas de Largo Plazo se captaron \$8,600 millones de dólares para desarrollar proyectos de energía renovable, sobre todo para desarrollar campos de energía eólica. México tiene la capacidad de configurar un ecosistema de inversión óptimo para poder sostener una transición económica tan ambiciosa cómo la propuesta en éste trabajo de investigación; cómo sostuvo en el capítulo anterior, crear un entorno macroeconómico estable es clave para aprovechar el nuevo mercado de energía atractivo para la inversión extranjera. Es un reto enorme, sobre todo si el consumo eléctrico sigue un camino cómo el del tercer escenario. Pero no es un gasto, es una inversión, y toda inversión en proyectos de infraestructura tiene una derrama de la actividad económica del ecosistema circundante al proyecto que se traduce en generación de empleos, crecimiento de industrias y encadenamientos productivos, incremento de importaciones o desarrollo de tecnología.

La Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable del Consejo Coordinador Empresarial, efectuó en 2017 un estudio de las energías limpias en México analizando el plan que existía para el periodo 2018-2032 del PRODESEN en turno. En este trabajo, se estimó el impacto generado en el PIB y en creación de empleos en la instalación de 1 gigavatio (GW) de diferentes tipos de tecnología de energía renovable. Sus cálculos fueron los siguientes, usando un tipo de cambio de 19.5 mxn por USD:

- Por cada GW de biomasa instalado, encontraron una derrama económica en diversos sectores de: 31 millones de pesos en agricultura, 16 millones de pesos en Transporte de carga, 15 millones de pesos en Construcción, 10 millones de pesos en Comercio, y 55 millones de pesos en sectores restantes. También, 30.000 empleos generados por cada GW instalado.
- Por cada GW de eólica instalado, una derrama económica de: 125 millones de pesos en Construcción, 91 millones de pesos en Industria de metálicos básicos, 214 millones de pesos en maquinaria y equipo, 57 millones de pesos en Industria de plástico, y 227 millones de pesos en sectores restantes. En cuestión de empleos generados, 3.999 por cada GW instalado.
- Por cada GW de geotérmica instalado, una derrama económica de 133 millones de pesos en construcción, 231 millones de pesos en Comercio, 246 millones de pesos en servicios profesionales, 597 millones de pesos en Servicios de minería, 146 millones de pesos en Servicios de alquiler de muebles inmobiliarios, 141 millones de pesos en Maquinaria y equipo, y 951 millones de pesos en sectores industriales restantes. Además, 18.350 empleos generados por cada gigavatio.
- Por cada GW de hidroeléctrica instalado, una derrama económica de 87 millones de pesos en Transporte de carga, 333 millones de pesos en Construcción, 87 millones de pesos en Comercio, 87 millones de pesos en Servicios profesionales, 41 millones de pesos en Servicios de alquiler de bienes inmobiliarios, 67 millones de pesos en Equipo de generación eléctrico, y 369 millones de pesos en sectores restantes. Por cada gigavatio instalado, estimaron una generación de 8.210 empleos.
- Finalmente, por cada GW de solar instalado, ocasiona una derrama económica de 236 millones de pesos por Construcción, 72 millones de pesos en Comercio, 241 millones de pesos en Servicios profesionales, 41 millones de pesos en Fabricación de metálicos, 41 millones de pesos por Servicios de alquiler en bienes inmobiliarios, 46 millones de pesos en Fabricación de equipo general, y 277 millones de pesos en sectores industriales restantes. Contemplaron una generación de 6.700 empleos por cada GW instalado.

Si sobre lo anterior, realizamos un nuevo cálculo basándonos en la capacidad añadida identificada nuestros tres escenarios, utilizando el tipo de cambio actual ⁷⁸, obtenemos

⁷⁸ Banco de México tipo de cambio FIX 24 de noviembre de 2023.

una derrama económica de \$57,121 millones de dólares en el escenario de bajo crecimiento económico, \$62,049 millones de dólares en el escenario de mediano crecimiento, y \$68,880 millones de dólares en el escenario de alto crecimiento. El estudio realizado no contempla el impacto que pueda tener la industria nuclear en el producto interno bruto y generación de empleo, por lo que las cantidades anteriormente mencionadas podrían incrementar en un análisis más profundo. Lo anterior incluye a la energía eólica onshore que se instalaría para producir hidrógeno verde, la cuál se calculó junto a la misma categoría de eólica onshore para producción eléctrica, al igual que la energía eólica offshore, de la cuál tampoco se consideró en el estudio por lo que la consideré dentro de las mismas cifras que la eólica onshore.

Entre estos escenarios, la cantidad de nuevos empleos creados sería desde 459 mil hasta 553 mil nuevos empleos en el escenario alto. Sobre todo de ingenieros mecánicos, en ingeniería eléctrica, mecatrónica o en desarrollo sostenible, desde el diseño hasta la fabricación de elementos y la instalación de las centrales eléctricas.

Respecto a la producción de hidrógeno, aunque en el PRODESEN 2022-2036 no se incluyó este aspecto, la organización H2 México calculó que desarrollar una industria propia de producción de hidrógeno requeriría hasta \$59 mil millones de dólares hacia 2050, con un impacto en el PIB de \$46 mil millones de dólares y la creación de 3.2 millones de empleos en la fabricación de equipos de generación y productos metálicos, en construcción, servicios profesionales e inmobiliarios, y en comercio al por mayor, entre otras industrias. Dicha cantidad de empleos se integrará al Escenario 3, dentro de la generación de empleos por la producción de hidrógeno verde. En mi estimación se obtuvo una inversión similar (\$48,706 millones) pero sólo incluí las centrales para producir la electricidad; no considero el resto de equipos necesarios para producir hidrógeno, pues está fuera del objetivo de la presente tesis enfocado a la generación eléctrica; la mayor diferencia fue en la creación de empleos, pues estimé 278 mil solamente en la fabricación de las centrales, por lo que otros tres millones de puestos de trabajo podrían ser creados hacia 2050 en la industria mexicana de producción de hidrógeno.

Si en el mismo análisis del impacto en el producto interno bruto consideramos la nueva capacidad añadida a consecuencia de considerar el factor de capacidad (fc) en el cálculo de la capacidad instalada, las cantidades de impacto cambian considerablemente. El impacto económico en el PIB considerando el fc será entre \$396 mil millones y \$499 mil millones de dólares en función del escenario a considerar; dicho impacto generaría entre 1.3 y 1.6 millones de empleos a lo largo de las próximas décadas hacia 2045.

A continuación adjunto una tabla donde el lector podrá visualizar en resumen este camino para la transición energética por escenario, por etapa, por monto de inversión (millones de USD), impacto en el PIB (millones de USD), número de empleos generados, generación eléctrica (GWh) y capacidad instalada (MW) estimados,

considerando el factor de capacidad dentro de los cálculos proyectados.

Tabla 5.7. Escenarios para la Transición Energética en la generación eléctrica (considerando el factor de capacidad).

Escenarios	Monto de inversión (millones de USD)	Impacto en PIB (millones de USD)	# Empleos	Generación eléctrica total (GWh)	MW instalados
Escenario 1	\$404,693	\$142,983	1,027,389	556,395	167,585
Etapas					
Etapas 1	\$43,884			64,904	23,264
Etapas 2	\$180,741			225,138	79,452
Etapas 3	\$180,069			266,353	64,869
Escenario 2	\$448,092	\$157,197	1,131,093	617,636	183,978
Etapas					
Etapas 1	\$46,493			69,093	24,667
Etapas 2	\$195,900			245,193	85,904
Etapas 3	\$205,699			303,351	73,407
Escenario 3	\$508,404	\$157,197	1,131,093	702,750	206,765
Etapas					
Etapas 1	\$49,856			74,492	26,475
Etapas 2	\$216,382			272,332	94,638
Etapas 3	\$242,167			355,927	85,652

Fuente: Elaboración propia

5.5. ¿Cómo se pagará por ésta Transición energética?

El objetivo de esta tesis está centrado en la generación eléctrica para consumo industrial, comercial y para el transporte, lo cuál implica un requerimiento de capital desde \$404 mil millones de dólares, hasta \$508 mil millones en el escenario de consumo eléctrico más elevado, considerando el factor de capacidad en la estimación de capacidad instalada de cada tecnología. El monto de inversión que usaré para determinar como podemos financiar esta transición energética del sector eléctrico será el del primer escenario, con un crecimiento del 2.3% anual de la demanda eléctrica. Esto debido a que en los próximos veinte años pueden haber factores que modifiquen el crecimiento de la generación y demanda eléctrica más allá del crecimiento económico, -como mencioné en el cuarto capítulo-, en especial es el crecimiento de la eficiencia eléctrica, todavía incierto su impacto al día de hoy, que podrá hacer que la electricidad demandada en 2045 sea menor a la proyectada en el segundo y tercer escenario. Se podrá recalcular y expandir este trabajo de investigación en años futuros a medida que se tenga más luz sobre el impacto futuro de las mejoras de eficiencia eléctrica.

Un proyecto a largo plazo cómo lo es el propuesto en éste ensayo necesita de la participación estatal para elaborar una política energética a largo plazo alineada a los objetivos climáticos, dentro del marco jurídico y la configuración de un entorno de inversión que atraiga la mayor cantidad de inversores y empresas tanto nacionales

como internacionales para participar, así cómo participar en la construcción de nueva infraestructura energética, por lo que es absolutamente necesaria la sinergia entre el sector público y el privado. Como primera propuesta final de este trabajo de investigación se propone la creación de un instituto independiente y competente⁷⁹ de administrar una política de transición energética a lo largo de las décadas, con todas las facultades y potestades necesarias para poder darle consistencia a esta estrategia entre los sexenios siguientes.

Dentro de la estabilidad que otorgue el Estado está la creación de incentivos para que tanto la CFE como la iniciativa privada tengan acuerdos con la menor cantidad de tensiones posible; esto se puede lograr mediante leyes claras y esquemas de colaboración definidos por este instituto independiente propuesto con anterioridad; esquemas que no cambien de sexenio en sexenio.

En el segundo capítulo expuse las diversas formas que existen en nuestro país para financiar infraestructura. Principalmente, puede ser inversión pública por parte del Gobierno, como parte del Gasto Público de la Federación (que se traduce en mayor deuda del país) o de fondos de inversión públicos para el desarrollo (cómo FONADIN o la Banca del Desarrollo). Pero también por parte de la iniciativa privada, a través de vehículos financieros (cómo la FIBRA E, especializada en infraestructura energética) y por bancos comerciales nacionales o regionales. En México se han desarrollado una gran cantidad de proyectos bajo Asociaciones Público Privadas, una forma eficiente de desarrollar proyectos con una sinergia entre el estado y la iniciativa privada, cómo analizamos más extensivamente en el segundo capítulo. ¿Cómo se financiará la transición energética aquí propuesta? ¿Cómo podemos atraer tanta cantidad de dinero?

- Inversión Pública (35 por ciento):

La inversión pública se ejerce directamente a través del Presupuesto de Egresos de la Federación destinado a la Comisión Federal de Electricidad para la construcción de nueva infraestructura, o indirectamente organizando Subastas de Largo Plazo, que permiten a los desarrolladores de proyectos de energía renovable vender la electricidad que producen a través de contratos de largo plazo con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y otros compradores.

- Presupuesto público: En 2022 se asignaron poco menos de mil millones de dólares en el presupuesto de CFE para la construcción de nuevas centrales. Si ello lo proyectamos en los próximos 22 años con una tasa de crecimiento para la inflación promedio de México de las últimas dos décadas (del 4.5%), nos daría un total de \$38,654 millones de dólares que

⁷⁹ Podríamos llamarle, por practicidad dentro de esta tesis, Instituto Nacional de Transición Energética (**INTEN**).

se destinarán para la construcción de infraestructura... poco menos del 10% del monto de inversión total para completar la transición energética en su escenario máximo. No podemos tener la certeza de cuál será el devenir del gasto de CFE en centrales eléctricas nuevas, sobre todo porque también se enfrenta el desafío de modernizar nuestras redes de transmisión eléctrica. No obstante, triplicar el gasto público sobre todo por parte de CFE para modernizar sus plantas de generación eléctrica con las tecnologías propuestas -en especial con energía nuclear- sería una muy buena forma de financiar el 30 por ciento del monto de inversión estimado para el escenario más bajo de crecimiento de demanda eléctrica.

- Incentivos fiscales. Desde la participación del estado también se deben implementar incentivos fiscales para la inversión directa tanto nacional como extranjera, como puede ser zonas económicas especiales en el norte de México para incentivar el desarrollo de proyectos de energía solar, o a lo largo de las costas Mexicanas del Pacífico y Golfo de México para incentivar desarrollos de energía eólica. También se puede ofrecer incentivos fiscales a las empresas que deseen embarcarse en proyectos de energía renovable (como es el caso de BIMBO⁸⁰).
- Deuda soberana. La emisión de deuda soberana mediante bonos verdes en la cual se empleen los ingresos generados por las plantas de energía limpia de CFE para pagar los bonos.
- Apoyos a fondo perdido. Apoyo gubernamental para la elaboración de estudios, gestión de permisos, licencias, y procesos de mayor riesgo para los privados.
- Banca de desarrollo. La participación de la banca de desarrollo en la etapa inicial de la transición energética es fundamental puesto que provee a los proyectos de un financiamiento de largo plazo a tasas de interés favorables; asesoramiento técnico, medioambientales y financieros; mitigación de riesgos (otorga garantías a la inversión y confianza a los inversionistas); también de apoyo para superar barreras de financiamiento, regulatorias o de coordinación, y finalmente, es un catalizador para la atracción de iniciativa privada. Mucha de esta banca de inversión se encuentra alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU, lo cuál no deja de ser una ventaja. Entre algunos ejemplos de banca de desarrollo que han operado en nuestro país podemos considerar Nafin, Banobras, la Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial (IFC, por sus siglas en inglés), o el North American Development Bank.

⁸⁰ BIMBO (2019)

- Inversión privada (65 por ciento):
 - Subastas de Largo Plazo: Entre 2016 y 2019 se lograron captar hasta \$15,100 millones de dólares por medio de este método, principalmente centrales de generación eólica. Para completar el Plan Sonora, estiman necesario hasta \$48 mil millones de inversión en los próximos 7 años, una atracción anual cercana ha logrado entre 2016 y 2019. Por lo que México tendría un potencial de atraer entre \$48,000 y \$68,571 millones de USD de inversión por década, lo cuál en los próximos 22 años podría ser hasta \$150,856 millones de dólares. Un 38% del total necesario. Durante las subastas se emplearon mecanismos como lo son:
 - Acuerdos de Compra de energía. Son contratos a largo plazo entre un productor de energía y un comprador de la misma (el gobierno), que garantizan la compra de la energía a un precio determinado durante un periodo extendido. Es importante que por parte del gobierno (y en especial del instituto público propuesto) se determinen y protejan estos acuerdo de compra.
 - Instrumentos Financieros: Los instrumentos financieros más usados para desarrollar energía limpia de 2009 a 2022 han sido los bonos verdes y CKDs para energía e infraestructura.
 - Inversionistas institucionales e involucramiento del ahorro para el retiro: La promoción de proyectos de energía limpia junto a estos inversionistas institucionales pueden dar pie a la estructuración de vehículos de inversión acordes a la tecnología, madurez u horizonte de inversión. Puesto que el horizonte de la inversión en la transición energética es de largo plazo; sería muy importante el uso de Afores y fondos de pensiones para que el inversionista pueda adaptar su horizonte de inversión a una garantía de pago.

La estrategia ideal sería que durante la primera etapa de la Transición Energética el financiamiento provenga de bonos verdes, CKDs, Bancos de Desarrollo, Fondo Perdido y deuda soberana acompañados de incentivos fiscales y acuerdos de compra de energía en zonas estratégicas a las cuáles propongo llamar “Zonas Energéticas Especiales”, la principal con centro en Nuevo León, la segunda con centro en Guadalajara, la tercera con centro en el Estado de Puebla, y la cuarta con centro en el Estado de Chiapas. Los proyectos deberán ser adjudicados por Subastas de Largo Plazo e implementados por Asociaciones Público Privadas. El objetivo sería consolidar una política energética que construya credibilidad e incentivar la implementación de más herramientas financieras más adversas al riesgo.

En la segunda etapa, con un notable comienzo en la transición energética, sería ideal implementar bonos verdes y CKDs que puedan dar pie a FIBRAs especializadas por tecnología y por Zona Energética Especial. El objetivo primordial de comienzos de la siguiente década tendría que ser la creación de estas FIBRAs especializadas y la integración de inversionistas institucionales que puedan otorgar robustez financiera a los proyectos en construcción a través de pagar con los retornos de inversión en un plazo de décadas, en este caso las Afores y fondos de pensiones serían excelentes recursos a invertirse en proyectos energéticos de largo plazo con un retorno de inversión de varias décadas. Lo realizado en la primera y segunda etapa dejaría muy encaminadas las diversas formas de estructuración de proyectos de energía limpia a gran escala.

5.6. Estrategia para comenzar una transición energética mexicana.

Como parte final del presente trabajo de investigación, llega el momento de consolidar todos los puntos en una conclusión: crear un plan de implementación de la transición energética. Comenzaremos evaluando de nuevo el diagnóstico actual, así como recordaremos la misión, visión objetivos y metas de esta transición. También mencionaré los recursos energéticos para producir energía eléctrica limpia y las capacidades financieras y técnicas para construir su aprovechamiento. Con esto daré mi opinión sobre las acciones estratégicas que se deben implementar durante las próximas décadas y el plan de implementación a seguir hacia mediados de siglo.

Diagnóstico Actual

En la actualidad México produce 24% de su energía eléctrica con tecnologías limpias (IEA,2024). No se ha alcanzado el objetivo suscrito en el Acuerdo de París de producir 35% de la electricidad de fuentes renovables -aunque la generación por fuentes limpias alcanza el 36% si se considera la energía nuclear como energía limpia, como indiqué en el segundo capítulo-. En 2022 se generaron al rededor de 390 mil GWh anuales a través de 94,868 MW de potencia instalada en centrales eléctricas⁸¹, de la cual 61% es de tipo combustible fósil, 33% energía limpia de tipo variable (Energía solar, eólica e hidroeléctrica), y 6% energía limpia de carga base (nuclear, geotérmica, bioenergía, cogeneración eficiente y frenos regenerativos).

⁸¹ Datos de IEA (2022) y Sistema de Información Energética SIE (2022).

5.8 Capacidad instalada de CFE más Productores Independientes de Energía (2022).

Descripción	Capacidad Instalada (MW)	%
Convencional	57,471	61%
Ciclo combinado	36,870	39%
Termoeléctrica convencional	7,156	8%
Carboeléctrica	5,507	6%
Turbogás	5,663	6%
Combustión Interna	1,695	2%
Lecho fluidizado	580	1%
Limpia	37,397	39%
Limpia variable	31,670	33%
Eólica	11,231	12%
Hidroeléctrica	12,671	13%
Solar Fotovoltaica	7,755	8%
Termosolar	14	0%
Limpia de carga base	5,727	6%
Geotérmica	891	1%
Nucleoeléctrica	1,608	2%
Bioenergía	1,291	1%
Cogeneración eficiente	1,931	2%
Frenos regenerativos	7	0%
Total	94,868	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SIE).

Desde el Gobierno Federal se le ha dado prioridad a la “soberanía energética”, la cual conlleva la ausencia de importaciones en el abasto de hidrocarburos y la apuesta por fortalecer a CFE y PEMEX por sobre otros competidores privados, dejando en fuera de plano las inversiones en energías renovables.

Misión y visión de la transición.

Debemos aprovechar la totalidad de energías limpias disponibles en nuestro territorio nacional; más que por motivos políticos, económicos o sociales, es una razón civilizatoria. Desarrollar esta industria nos dará la posibilidad de un crecimiento energético casi ilimitado, y con esta energía proveer de desarrollo a todos los rincones de nuestro país.

La misión, es consolidar un plan para completar una generación eléctrica totalmente proveniente de energías limpias hacia 2045.

Acciones estratégicas a implementar.

México tiene una oportunidad histórica única. Todavía no es tarde para ser de los primeros países líderes en energías limpias, pero esta ventana no permanecerá abierta mucho tiempo más, esta década es crucial. En esta tesis, se ha mostrado un camino en el cual tenemos las tecnologías disponibles, los recursos naturales suficientes, y la economía adecuada para implementar la transición energética. Los retornos de

inversión que obtendrá el país serán enormes, la captación de inversión tanto nacional como extranjera, el aceleramiento industrial, el impacto en el producto interno bruto del país y el salto tecnológico. Es por ello que propongo seis acciones estratégicas a seguir en los próximos 21 años para lograr completar esta ambiciosa meta.

1. Establecimiento de un Instituto Independiente para la Transición Energética (**INTE**).

- Crear un organismo orientado a guiar y supervisar la implementación de la transición energética a largo plazo, evitando desviaciones por diferentes políticas energéticas entre los siguientes sexenios. Como propuesta, lo nombro INTE.

- Encargar al INTE la realización de estudios de impacto y factibilidad, asesoramiento financiero y legal, así como la planificación estratégica de localización y cantidad de centrales de generación.

- Desarrollar un marco legal y jurídico para facilitar la transición energética de manera ordenada y masiva. Dando certeza y creando un ecosistema de inversión favorable.

2. Organizar planes de Transición Energética Regionales.

- Adoptar un enfoque descentralizado para la transición energética, permitiendo que cada región establezca objetivos claros para su matriz energética, utilizando las tecnologías más adecuadas para sus recursos energéticos aprovechables, siguiendo los objetivos establecidos por el INTE.

- Desarrollar Zonas Energéticas Especiales, sitios donde producir electricidad con cierto tipo de tecnología, tendría mejores incentivos fiscales o legales, que otras tecnologías. Por ejemplo, el terreno comprendido entre Guerrero y Jalisco podría ser una Zona Energética Especial con incentivos a la generación geotérmica. O la costa de Tamaulipas podría serlo para la energía eólica offshore.

3. Propiedad Intelectual.

- Será clave que hayan mecanismos para que el conocimiento en tecnología que ingrese al país deje una derrama, y eventualmente podamos incorporar estas tecnologías en una nueva generación de ecosistema empresarial nacional de energías limpias.

4. Desincentivar el uso de combustibles fósiles y sustituir las plantas de combustible fósiles cercanas al fin de su vida útil con tecnologías limpias.

- Tal como se revisó en el caso de Reino Unido, desincentivar el uso de esta

tecnología, como con impuestos a la emisión de dióxido de carbono, es clave para acelerar la retirada

- Promover la sustitución tecnológica en el sector privado, CFE, y en los productores independientes de energía.

5. Modernizar la Sistema Eléctrico Nacional.

- No basta con instalar decenas de miles de megawatts. Este plan debe estar acompañado de la modernización y ampliación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mejorando las interconexiones y la tecnología de las redes de transmisión. El costo de esta modernización no fue considerado dentro de los escenarios debido a que a día de hoy es incierto cuantificar las modernizaciones y ampliaciones puntuales que serán necesarias; futuros trabajos de investigación podrán complementar los escenarios aquí propuestos.
- Introducir nuevas tecnologías de control, como los sistemas de redes inteligentes (smart-grids) puede ser una solución para balancear la entrada de electricidad intermitente y de carga en el SEN. Aunque no está plenamente desarrollado en la actualidad, se podría implementar en la década de los años treinta.

6. Involucrar Instrumentos Financieros de Largo Plazo (IFLP) en los proyectos de energía limpia, y estrategias para atraer capital extranjero.

- Su implementación deberá ser a finales de esta década idealmente, para que puedan ser respaldados por generación eléctrica limpia instalada entre 2024 y 2030, y puedan tener un efecto positivo en captar inversión entre 2030 y 2045.
- Implementar instrumentos financieros especializados, como las FIBRAS enfocadas en diferentes tipos de tecnología de generación, para proporcionar certidumbre y aumentar el financiamiento a largo plazo.
- Involucrar ahorros para el retiro (Afores) en la financiación de proyectos de energía limpia, aprovechando su capacidad para invertir a largo plazo.
- La vuelta de mecanismos como las Subastas a Largo Plazo sería ideal durante esta década. Facilitar la inversión extranjera en el país es crucial para poder cumplir las metas propuestas en este trabajo.

7. Transparencia, Divulgación Asertiva y Educación Social.

- Garantizar la transparencia de datos en todas las etapas de la transición energética, desde la planificación hasta la ejecución de proyectos.
- Los documentos relacionados con los proyectos de transición energética deberán ser accesibles y auditables para el público.

- Realizar campañas de divulgación y educación para aumentar la comprensión y el apoyo social hacia la transición energética.
- Abordar los posibles miedos o preocupaciones de la sociedad mediante una comunicación clara y transparente sobre los beneficios y la seguridad de las nuevas tecnologías.

Riesgos a considerar.

Entre los mayores riesgos por supuesto la posibilidad de que el proyecto sea infructuoso en su primera etapa, cayendo en un riesgo reputacional del Estado Mexicano con iniciativa privada, instituciones, y compromisos internacionales, frustrando de lleno el potencial de la transición energética; en **segundo lugar** podría mencionar el **riesgo institucional** en el que el plan de Transición Energética no logre ser consistente a lo largo de las próximas décadas, ora por una deficiencia operacional en el INTEN⁸² o porque los próximos gobiernos desvirtuasen este instituto y eventualmente, lo desmantelasen por algún sustituto. En tercer lugar, por supuesto los **riesgos en los recursos naturales**, principalmente debido a los efectos -todavía inciertos- del cambio climático, por ejemplo el estrés hídrico podría llegar a tal punto de hacer inviables las centrales hidroeléctricas de gran tamaño; o las corrientes aéreas podrían volverse fuertes e impredecibles, quizás podríamos tener semanas o tiempos prolongados con una velocidad de corriente muy baja, o en cuestión de días un ciclón o huracán podría incrementar su intensidad, dañando e inclusive deshabilitando los generadores eólicos, sobre todo en la Península de Yucatán y el el litoral oceánico del sur de México. También, la dependencia de tecnologías o recursos energéticos provenientes de otros países podría exponer a México a riesgos geopolíticos, como el uranio. Los cambios en las relaciones internacionales, interrupciones en la cadena de suministro global o disputas comerciales son otros riesgos que podrían afectar negativamente la implementación exitosa de la transición energética.

También existe el **riesgo tecnológico** de que las tecnologías necesarias para la transición energética no se desarrollen o implementen como se espera, lo que podría llevar a problemas en la eficiencia y confiabilidad de las nuevas fuentes de energía. Además, la infraestructura requerida podría enfrentar desafíos inesperados, como problemas de integración de la red eléctrica o dificultades en la construcción de instalaciones clave.

También, la transición hacia un sistema de generación de energía al 100% podría generar **riesgos socioeconómicos**, como la pérdida de empleos en sectores tradicionales de la energía, afectando a comunidades específicas. Asimismo, los

⁸² INTE (Instituto Nacional de Transición Energética): Hipotético instituto rector de la Transición Energética propuesto en esta tesis.

cambios en los precios de la energía podrían tener impactos significativos en la economía, creando desafíos para la adaptación y la aceptación social del nuevo modelo.

Finalmente, el **riesgo de información**, marcado por la falta de comprensión y apoyo público para la transición energética. Si la población no está bien informada o no entiende los beneficios a largo plazo de este cambio, podría generar resistencia y oposición. La falta de programas educativos efectivos y estrategias de comunicación podría resultar en una adopción lenta o problemática de nuevas prácticas y tecnologías.

Las principales ventajas⁸³, entre muchas, se incluye primero la reducción considerable de emisiones de efecto invernadero en nuestra economía, lo cual garantiza un equilibrio ambiental para las próximas generaciones; segundo, el fortalecimiento de la soberanía energética del país; tercero, la creación de empleos y encadenamientos industriales de alto valor agregado que pueden engrosar un mercado laboral mexicano altamente capacitado; cuarto, la formación de empresas mexicanas que puedan crear capital intelectual en tecnologías y recursos estratégicos; quinto, un precio de electricidad barato que incremente el desarrollo de maquilas y manufacturas dentro del país; sexto, la recuperación de la posición como líder político que tenía el país antes de 2018 dentro de la implementación de energías limpias, y finalmente, adoptar un nuevo paradigma energético transformaría la sociedad y la economía mexicana.

Hay pocas desventajas cuando pensamos en consolidar el próximo paradigma energético de nuestro país, pero una de ellas sería evidentemente la eliminación de empleos en las tecnologías por combustible fósiles, tanto a nivel institucional como profesionales que trabajan día a día en estas labores⁸⁴, aunado a la subutilización de infraestructura energética de combustibles fósiles que a día de hoy todavía es construida. Otra desventaja es la posible centralización de inversiones, por un sobre protagonismo de este proyecto, sobre otros proyectos de infraestructura estratégicos para el país, como pueden serlo la modernización y expansión de las líneas de transmisión masiva, la inversión en corredores comerciales, infraestructura ferroviaria nacional, inversión militar, entre otros proyectos estratégicos para la nación.

Plan de implementación:

Para construir este plan consideraremos no sólo el panorama técnico, o el económico, sino también el político. Esto complica la posibilidad de realizar en tiempo y forma este plan, en especial durante la primera etapa. Durante este sexenio el Gobierno de

⁸³ Y sin ánimo de nombrarlas conforme a alguna jerarquía en especial.

⁸⁴ Pero por otra parte, se espera crear cientos de miles de empleos en diversos sectores de la economía gracias a las nuevas tecnologías; no sugiero una transferencia de personal o equipo, pero si puede haber un proceso de readaptación del mercado de trabajo.

México ha dejado en un absoluto plano secundario a las energías limpias, lo cual dificulta que se puedan lograr los objetivos marcados al 2028, sobre todo si consideramos que los proyectos de energía renovable requieren al menos un año de planeación para ejecutarse, como revisamos en el segundo capítulo. Este mismo panorama puede influir directamente en la fecha de completitud de este plan; he estimado 2045 por un sentido de urgencia, no obstante, una fecha alternativa pudiese ser 2048, coincidente con el final del sexenio en turno. Sea como fuese, antes de 2050 deberíamos ver la completitud de generación eléctrica totalmente limpia en México.

Mi plan de implementación está directamente relacionado con las metas porcentuales de generación por tecnología como porcentaje del total y las acciones estratégicas que debe implementar cualquier Gobierno en turno independientemente de su postura política -claro está, una postura que no sea de rechazo a las energías limpias-.

Dicho todo lo anterior, comencemos.

La **primera fase del plan** será preparar el ecosistema de inversión para atraer capital y desarrollar proyectos de energía limpia durante el próximo sexenio. Esto se logra mediante el diseño así como la constitución, y si es posible implementación, de los instrumentos financieros especializados a largo plazo que se utilicen para financiar esta transición, como las FIBRAS o involucrar los ahorros para el retiro, favoreciendo el ecosistema de inversión. También, considero clave la creación del Instituto Independiente para la Transición Energética (INTE) y fortalecer legislaciones que favorezcan la competitividad empresarial. Dar certeza política y jurídica es crucial, a partir de lo revisado en el capítulo dos.

En el apartado técnico, la apuesta sería totalmente proyectos de energía solar (sobre todo fotovoltaica) y eólica (tanto onshore como offshore), tecnologías plenamente maduras en la actualidad, buscando que en un plazo menor a 2030 se pueda incrementar considerablemente la capacidad instalada de energía renovable desarrollada hasta representar cerca del cincuenta por ciento de la generación total, lo cual implicaría instalar cerca de 24,000 MW de energía solar y eólica principalmente (revisese la tabla 5.7), con una inversión de poco más de \$45 mil millones de dólares. ¿Por qué hablo de 2030 en lugar de 2028? bueno, en su momento considere en este trabajo de investigación que a partir de 2023 se vería una alza en proyectos de energía renovable sobre todo a partir del anuncio del Plan Sonora, no ha sido el caso. No obstante, tanto las candidatas Claudia Sheinbaum -representando a Morena- como Xochitl Galvez -representante a la Alianza por México⁸⁵-, han declarado en sus campañas que tendrán una apuesta por las energías renovables. Estas declaraciones de intenciones invitan a pensar que a comienzos del próximo sexenio podríamos ver un repunte en inversiones y desarrollos de energía limpia, lo cual quizás no logre alcanzar las metas aquí propuestas en 2028, pero si para 2030.

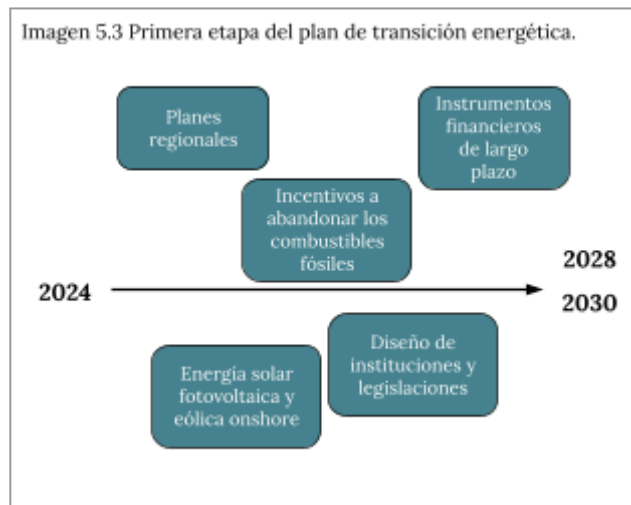
⁸⁵ La “Alianza por México” es una coalición de partidos conformada por el Partido de la Revolución Industrial (PRI), el Partido de Acción Nacional (PAN), y el Partido de la Revolución Democrática (PRD).

También considero la planeación de proyectos a gran escala de centrales nucleares y termosolares para ser implementados en la década de los años treinta.

Sin duda, esta primera etapa será la más importante de todas. No solamente por esta incertidumbre política, sino porque

Naturalmente, la primera fase es donde habrá más por hacer. Se debe priorizar que los objetivos de esta etapa queden concluidos antes del comienzo de la próxima década.

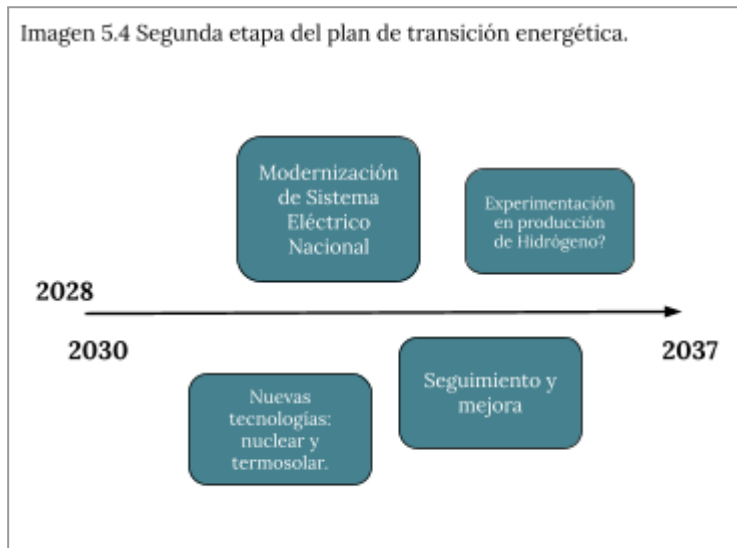
A finales de esta fase el mix energético de México tendría que ser 46% renovable (eólica onshore y solar fotovoltaica), 5% limpio (energía nuclear) y 49% de combustibles fósiles (incluyendo la retirada de todas las centrales de carbón).



La **segunda fase del plan** consiste en introducir nuevos tipos de centrales, la central termosolar y la energía nuclear. Debido a que la energía nuclear necesita más tiempo para poder ser planeada -a comparación de una planta fotovoltaica, por ejemplo-, sería ideal construir un plan nuclear que consista en desarrollar varias centrales a lo largo del país, favoreciendo un encadenamiento industrial como lo hizo Francia en los años ochentas, mencionado en el segundo capítulo; lo mismo aplica para las centrales termosolares. Las nuevas tecnologías que implementemos, será mejor planear una cantidad considerable de centrales, al menos siete, para promover una rápida construcción, evitar sobrecostos, y desarrollar proto industrias, como mencioné en el capítulo uno y dos.

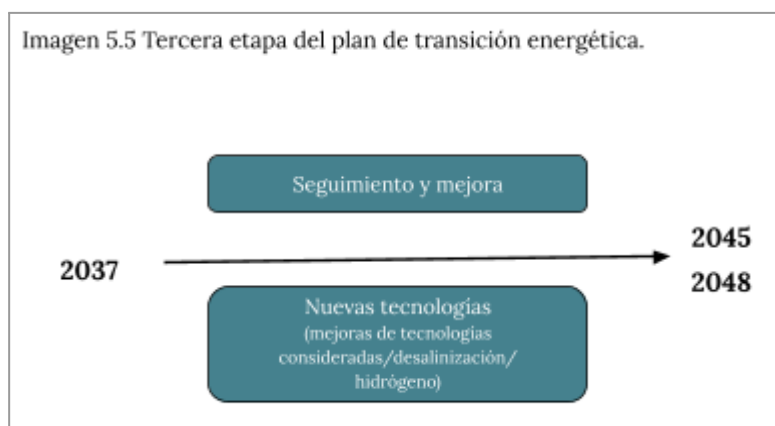
Modernizar el Sistema Eléctrico Nacional debe ser una prioridad desde el primer momento de este plan, no obstante, los mayores proyectos de ampliación y modernización podrían hacerse en la siguiente década, sobre todo por parte de CFE.

A su vez, se dará seguimiento al progreso de los objetivos de generación por tecnología y total, así como la implementación de ajustes y mejoras al plan, dada las incertidumbres que pudiesen surgir. A finales de esta segunda fase, en 2037, el mix de generación eléctrica tendrá que ser 66% de energía renovable, 8% de energía limpia, y 38% de combustibles fósiles, el cuál sería solamente las plantas de gas natural con no más de 20 años de antigüedad.



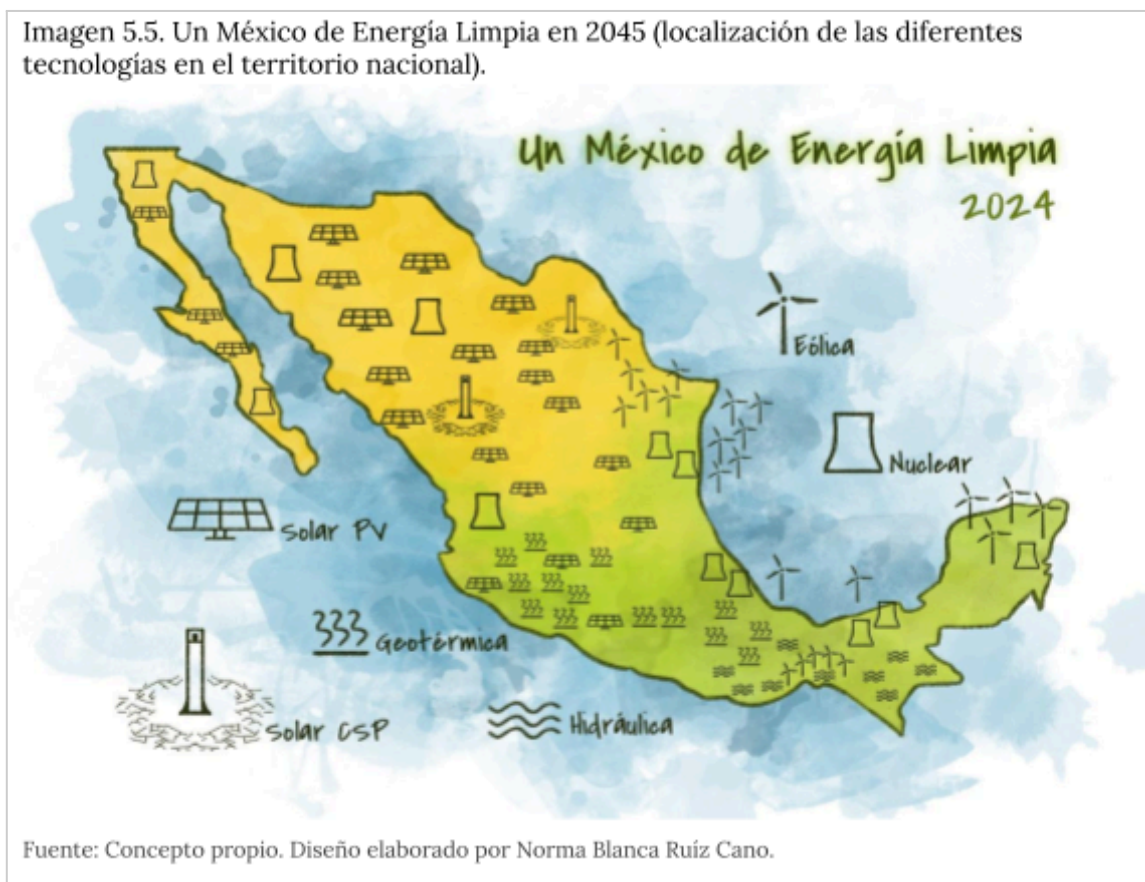
La **tercera fase del plan**, a partir de 2037 involucra el seguimiento y mejora continúa. Proseguir con los objetivos de generación marcados previamente en el capítulo dos. Inclusive se puede experimentar en utilizar la electricidad limpia para embarcarse en proyectos que adelanten la descarbonización de otros sectores industriales, como puede ser la producción de hidrógeno verde para utilizar este como fertilizante o transporte. Inclusive proyectos de carácter socioeconómico, como construir plantas desalinizadoras a gran escala para reducir la presión sobre nuestros recursos hidrológicos.

De no ser posible completar para 2045 el objetivo de producir energía eléctrica con tecnologías de generación limpia para 2045, marco como fechas tentativas lograrlo en 2048, fin del sexenio en turno. Para este tiempo, el 78% de la matriz eléctrica serán centrales de energía renovable, de tipo solar (fotovoltaica y termosolar), eólica (onshore y offshore), energía geotérmica e hidroeléctrica (para más detalle se puede revisar el apartado 5.3.1 del presente capítulo); el 22% restante será energía nuclear, que consiste en centrales de tercera generación y reactores modulares (SMR).



Para dar **seguimiento** a este plan podemos usar **indicadores específicos**, aunque investigaciones adicionales a la mía a partir de esta hipótesis pueden proponer mejores indicadores. Por el momento, propongo utilizar la Producción de electricidad anual por tecnología (tanto de fuentes nacionales como validadas internacionales, en especial IEA), la Inversión Nacional así como Inversión Extranjera Directa captada en proyectos de energía limpia, el PMI manufacturero en proyectos de energía (tanto fósil como limpia), y por supuesto, el progreso de metas institucionales y legislativas para esta transición, como la creación del INTEL, fortalecimiento de instituciones y leyes que favorezcan la competitividad. Pero por supuesto se pueden utilizar otros para medir sus resultados, como la Intensidad de Carbono, cantidad de carbono por Kwh generado, o calidad del aire cerca de las zonas industriales y zonas urbanas.

Imagen 5.5. Un México de Energía Limpia en 2045 (localización de las diferentes tecnologías en el territorio nacional).



Conclusión

El plan que he construido no solamente funciona para la generación eléctrica. Con algunas modificaciones, es un punto de partida para transiciones energéticas en otros sectores económicos; bien podrían utilizarse los mismos instrumentos legales, institucionales, económicos, técnicos y financieros para conducir planes de transición en otros sectores, por ejemplo el transporte, o la manufactura.

Tras una extensa investigación bibliográfica, un análisis de nuestros recursos, de nuestras posibilidades y de la situación político-económica de nuestro país alrededor de la transición energética cabe preguntarnos, *¿es posible hacerlo?* En esta tesis, he construido caminos y un plan sobre el terreno económico y a nivel de política económica que pueden materializar lo aquí propuesto.

México cuenta con la capacidad técnica y geográfica para cumplir la meta, también con la capacidad económica para solventar este desafío, a través de inversión extranjera directa y nacional, tanto público como privada, y mecanismos para desarrollar rápidamente proyectos de energía limpia, como fueron las exitosas Subastas a Largo Plazo. No obstante, durante esta investigación se han encontrado desafíos que pueden imposibilitar la concreción de una transición energética en la generación eléctrica para 2045, sobre todo desafíos políticos, entre otros, como mencione en el anterior apartado de riesgos a considerar. Que tanto se acercan mis propuestas a la utopía o a la realidad, dependerá de diversos factores sociales y políticos, fuera del terreno de la ciencia económica.

Para futuras líneas de investigación, a partir de esta tesis es correcto ampliar la investigación cualitativa y cuantitativa; en el panorama político, se debe considerar reevaluar la política energética del respectivo Gobierno federal, en la cual se encuentre inmerso el país respecto a los combustibles fósiles, también la postura política y social respecto a la energía nuclear (la cual es una tecnología importante en mi plan). En el panorama económico, se deberán actualizar los costos de producción de energía, tanto el costo de generación por kilowatt hora (kw/h) como el monto de inversión por KW o MW instalado. También se deberán considerar nuevas tecnologías que entrasen en el escenario. En el capítulo 3 mencione algunas que aunque no se encuentran desarrolladas en la actualidad, en el futuro pueden estarlo, y quizás más pronto que tarde, como la generación por mareas, o la energía de fusión nuclear. En adición, sería correcto construir modelos econométricos que profundicen en el impacto de este plan sobre la economía mexicana.

Inclusive esta investigación invita a formar parte a otras ramas de la ciencia social y de la ciencia dura, desde el derecho público, para analizar las propuestas legales e institucionales aquí propuestas, como científicos especializados en sustentabilidad,

que puedan medir el efecto positivo o negativo en el medio ambiente de esta transición.

Hemos tenido la fortuna histórica de tener una geografía rica en recursos naturales para producir energía limpia; tan sólo en energía solar, tenemos el potencial para producir hasta 40 veces más electricidad de lo que consumimos en todo 2021 (NREL, 2022). Si sumamos el potencial solar, más el eólico, más el geotérmico, más el nuclear, hablamos de una cantidad de recursos energéticos suficiente como para sostener la economía mexicana por siglos, inclusive más. Se vislumbra más cercano el fin de la civilización mexicana, que el uso total del potencial energético limpio del país.

Pocos proyectos nación se visualizan en el panorama a largo plazo tan ambiciosos como este. Una Transición Energética como la propuesta en este trabajo de investigación transformará el país; incrementará nuestra competitividad industrial, desarrollaría encadenamientos industriales y tendría un gran impacto en el desarrollo económico, ambiental y social. Inclusive, nos abre la posibilidad de ser un exportador neto de energía eléctrica para Centroamérica y la franja sur de los Estados Unidos; además, nos permitiría crear cientos de miles de empleos a lo largo de diversas industrias de alto valor agregado.

Cada progreso tecnológico en materia energética ha desencadenado industrias nuevas y potenciado las existentes, ¿que provocará para México una vez desbloqueemos nuestro potencial energético en esta nueva transición energética?

La Transición Energética será un proceso largo, complejo, y costoso. Pero también será glorioso; tendrá una derrama económica inmensa sin comprometer nuestro medio ambiente, elevará la posición geopolítica de México, nos hará económicamente más eficientes, y traerá una transformación profunda en la sociedad. Tenemos una geografía privilegiada, talento en nuestra sociedad, una economía capaz y una industria lo suficientemente desarrollada.

En el mundo, la carrera energética ya comenzó, ¿Cuánto tardará en asumir México su papel en la misma?, ¿Cómo decidirá México participar en ella? Será como queramos que sea.

ANEXOS

ANEXO A. Proyección de demanda eléctrica hacia 2045, tmca 2.3%.

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Hidroeléctrica	Geotérmica	Solar fotovoltaica	Eólica onshore	Biocombustible	Biomasa	Eólica offshore	Otras fuentes	Térmica solar	Electromovilidad	Total Generation GWh, tmca 2.7%
2015	33,808	31,577	186,251	11,577	30,815	6,331	239	8,745	1,341	28	0	0	0		310,712
2016	28,862	32,081	192,565	11,434	30,015	5,969	2,897	10,936	1,535	52	0	920	0	1	316,348
2017	23,916	32,584	198,880	11,292	29,216	5,607	5,555	13,127	1,729	75	0	1,841	0	13	321,995
2018	18,971	33,088	205,194	11,149	28,416	5,245	8,212	15,319	1,924	99	0	2,761	0	25	327,641
2019	14,025	33,591	211,509	11,007	27,617	4,883	10,870	17,510	2,118	122	0	3,682	0	37	333,288
2020	9,079	34,095	217,823	10,864	26,817	4,521	13,528	19,701	2,312	146	0	4,602	0	49	343,537
2021	7,944	31,378	218,823	11,824	27,519	5,266	18,532	21,359	2,370	265	0	4,487	0	61	351,449
2022	6,809	28,661	219,823	12,783	28,221	6,011	23,537	23,016	2,427	350	0	4,372	0	73	359,543
2023	5,674	25,945	220,823	13,743	28,923	6,756	28,541	24,674	2,485	354	0	4,256	0	183	367,921
2024	4,540	23,228	219,765	14,702	29,625	7,502	33,545	26,331	2,543	357	0	4,141	0	293	376,489
2025	3,405	20,511	222,923	15,662	30,326	8,247	38,549	27,989	2,600	361	0	4,026	0	403	385,251
2026	2,270	17,794	226,082	16,622	31,028	8,992	43,554	29,646	2,658	365	0	3,911	0	1,100	394,800
2027	1,135	15,077	229,240	17,581	31,730	9,737	48,558	31,304	2,716	368	0	3,795	0	2,067	404,822
2028	0	12,361	243,091	18,541	32,432	10,482	53,562	32,961	2,773	175	0	3,680	-	3,033	415,051
2029	-	10,987	237,350	21,225	33,287	11,437	63,902	37,726	2,811	546	1,966	3,522	1,498	4,000	425,495
2030	-	9,614	231,609	23,910	34,141	12,391	74,242	42,490	2,848	917	3,932	3,364	2,996	6,086	437,275
2031	-	8,240	225,869	26,594	34,995	13,345	84,582	47,254	2,886	1,288	5,899	3,206	4,494	8,171	449,278
2032	-	6,867	220,128	29,279	35,850	14,300	94,922	52,018	2,924	1,659	7,865	3,048	5,992	10,257	461,509
2033	-	5,494	214,387	31,963	36,704	15,254	105,261	56,782	2,961	2,030	9,831	2,890	7,490	12,343	473,974
2034	-	4,120	208,646	34,647	37,559	16,208	115,601	61,546	2,999	2,401	11,797	2,732	8,988	14,429	486,677
2035	-	2,747	202,906	37,332	38,413	17,163	125,941	66,310	3,036	2,772	13,763	2,574	10,486	16,514	499,624
2036	-	1,373	197,165	40,016	39,268	18,117	136,281	71,074	3,074	3,143	15,729	2,416	11,984	18,600	512,822
2037	0	0	191,424	42,701	40,122	19,071	146,621	75,838	3,111	3,514	17,696	2,258	13,482	20,969	526,558
2038	-	-	167,496	48,734	41,172	20,478	155,584	80,004	3,101	4,591	20,790	-	17,862	23,398	540,615
2039	-	-	143,568	54,768	42,221	21,884	164,547	84,169	3,092	5,668	23,885	-	22,241	25,866	554,979
2040	-	-	119,640	60,801	43,270	23,291	173,510	88,335	3,082	6,745	26,979	-	26,620	28,348	569,631
2041	-	-	95,712	66,835	44,320	24,697	182,473	92,501	3,072	7,822	30,074	-	31,000	30,823	584,555
2042	-	-	71,784	72,868	45,369	26,104	191,436	96,666	3,062	8,898	33,168	-	35,379	33,272	599,740
2043	-	-	47,856	78,902	46,418	27,510	200,399	100,832	3,052	9,975	36,263	-	39,758	35,678	615,175
2044	-	-	23,928	84,935	47,468	28,917	209,363	104,997	3,042	11,052	39,358	-	44,138	38,026	630,851
2045	-	-	0	90,969	48,517	30,323	218,326	109,163	3,032	12,129	42,452	-	48,517	40,303	646,763

ANEXO B. Proyección de demanda eléctrica hacia 2045, tmca 2.7%.

Año	Coal	Oil	Natural gas	Nuclear	Hydro	Geothermal	Solar PV	Wind Onshore	Biofuels	Waste	Wind Offshore	Other Sources	Solar Thermal	Electromovilidad	Total Generation GWh
2015	33,808	31,577	186,251	11,577	30,815	6,331	239	8,745	1,341	28	0	0	0		310,712
2016	28,862	32,081	192,565	11,434	30,015	5,969	2,897	10,936	1,535	52	0	920	0	1	316,348
2017	23,916	32,584	198,880	11,292	29,216	5,607	5,555	13,127	1,729	75	0	1,841	0	13	321,995
2018	18,971	33,088	205,194	11,149	28,416	5,245	8,212	15,319	1,924	99	0	2,761	0	25	327,641
2019	14,025	33,591	211,509	11,007	27,617	4,883	10,870	17,510	2,118	122	0	3,682	0	37	333,288
2020	9,079	34,095	217,823	10,864	26,817	4,521	13,528	19,701	2,312	146	0	4,602	0	49	343,537
2021	7,944	31,427	218,823	11,897	27,647	5,308	18,745	21,489	2,381	265	0	4,501	0	61	352,823
2022	6,809	28,759	219,823	12,930	28,478	6,094	23,961	23,277	2,449	350	0	4,401	0	73	362,360
2023	5,674	26,092	220,823	13,963	29,308	6,881	29,178	25,066	2,518	354	0	4,300	0	183	372,251
2024	4,540	23,424	219,765	14,996	30,139	7,668	34,394	26,854	2,587	359	0	4,199	0	293	382,407
2025	3,405	20,756	223,887	16,029	30,969	8,455	39,611	28,642	2,655	363	0	4,099	0	403	392,834
2026	2,270	18,088	228,009	17,063	31,800	9,241	44,828	30,430	2,724	367	0	3,998	0	1,100	404,127
2027	1,135	15,420	232,131	18,096	32,630	10,028	50,440	32,219	2,793	372	0	3,897	0	2,067	415,976
2028	0	12,753	250,800	19,129	33,461	10,815	55,261	34,007	2,861	181	0	3,797	-	3,033	428,117
2029	-	11,336	245,661	22,073	34,507	11,877	66,529	39,233	2,913	578	2,101	3,643	1,601	4,000	440,562
2030	-	9,919	240,523	25,018	35,552	12,940	77,798	44,459	2,964	975	4,202	3,489	3,202	6,086	454,435
2031	-	8,502	235,385	27,962	36,598	14,003	89,067	49,685	3,016	1,372	6,303	3,335	4,802	8,171	468,625
2032	-	7,085	230,246	30,907	37,644	15,066	100,335	54,910	3,067	1,769	8,404	3,182	6,403	10,257	483,143
2033	-	5,668	225,108	33,851	38,690	16,128	111,604	60,136	3,119	2,166	10,505	3,028	8,004	12,343	497,997
2034	-	4,251	219,969	36,796	39,736	17,191	122,872	65,362	3,170	2,563	12,606	2,874	9,605	14,429	513,196
2035	-	2,834	214,831	39,740	40,782	18,254	134,141	70,588	3,222	2,961	14,707	2,720	11,206	16,514	528,748
2036	-	1,417	209,693	42,685	41,828	19,317	145,409	75,814	3,273	3,358	16,808	2,567	12,806	18,600	544,664
2037	0	0	204,554	45,629	42,874	20,379	156,678	81,040	3,325	3,755	18,909	2,413	14,407	20,969	561,237
2038	-	-	178,985	52,462	44,201	22,011	167,180	85,954	3,327	4,957	22,396	-	19,292	23,398	578,253
2039	-	-	153,416	59,295	45,528	23,642	177,683	90,868	3,329	6,159	25,883	-	24,178	25,866	595,702
2040	-	-	127,846	66,128	46,855	25,273	188,186	95,781	3,332	7,361	29,369	-	29,063	28,348	613,570
2041	-	-	102,277	72,960	48,182	26,905	198,689	100,695	3,334	8,564	32,856	-	33,948	30,823	631,846
2042	-	-	76,708	79,793	49,508	28,536	209,191	105,609	3,336	9,766	36,343	-	38,833	33,272	650,522
2043	-	-	51,139	86,626	50,835	30,168	219,694	110,522	3,338	10,968	39,829	-	43,718	35,678	669,594
2044	-	-	25,569	93,459	52,162	31,799	230,197	115,436	3,341	12,170	43,316	-	48,604	38,026	689,058
2045	-	-	0	100,291	53,489	33,430	240,699	120,350	3,343	13,372	46,803	-	53,489	40,303	708,913

ANEXO C. Proyección de demanda eléctrica hacia 2045, tmca 3.2%.

Año	Coal	Oil	Natural gas	Nuclear	Hydro	Geothermal	Solar PV	Wind Onshore	Biofuels	Waste	Wind Offshore	Other Sources	Solar Thermal	Electromovilidad	Total Generation GWh
2015	33,808	31,577	186,251	11,577	30,815	6,331	239	8,745	1,341	28	0	0	0		310,712
2016	28,862	32,081	192,565	11,434	30,015	5,969	2,897	10,936	1,535	52	0	920	0	1	316,348
2017	23,916	32,584	198,880	11,292	29,216	5,607	5,555	13,127	1,729	75	0	1,841	0	13	321,995
2018	18,971	33,088	205,194	11,149	28,416	5,245	8,212	15,319	1,924	99	0	2,761	0	25	327,641
2019	14,025	33,591	211,509	11,007	27,617	4,883	10,870	17,510	2,118	122	0	3,682	0	37	333,288
2020	9,079	34,095	217,823	10,864	26,817	4,521	13,528	19,701	2,312	146	0	4,602	0	49	343,537
2021	7,944	31,490	218,823	11,992	27,813	5,361	19,018	21,658	2,395	265	0	4,520	0	61	354,541
2022	6,809	28,886	219,823	13,120	28,809	6,202	24,509	23,614	2,478	350	0	4,438	0	73	365,896
2023	5,674	26,281	220,823	14,247	29,805	7,042	29,999	25,571	2,560	355	0	4,356	0	183	377,712
2024	4,540	23,676	219,765	15,375	30,802	7,882	35,489	27,528	2,643	360	0	4,275	0	293	389,903
2025	3,405	21,072	225,129	16,503	31,798	8,722	40,979	29,484	2,726	366	0	4,193	0	403	402,481
2026	2,270	18,467	230,493	17,631	32,794	9,563	46,470	31,441	2,809	371	0	4,111	0	1,100	416,044
2027	1,135	15,862	235,857	18,759	33,790	10,403	51,960	33,397	2,892	376	0	4,029	0	2,067	430,289
2028	0	13,258	260,736	19,887	34,786	11,243	57,450	35,354	2,975	188	0	3,947	-	3,033	444,959
2029	-	11,785	256,450	23,183	36,095	12,453	69,974	41,205	3,045	620	2,282	3,800	1,739	4,000	460,067
2030	-	10,312	252,164	26,480	37,404	13,663	82,498	47,057	3,116	1,052	4,564	3,652	3,477	6,086	476,747
2031	-	8,839	247,877	29,777	38,712	14,873	95,021	52,908	3,187	1,485	6,846	3,505	5,216	8,171	493,894
2032	-	7,365	243,591	33,073	40,021	16,083	107,545	58,759	3,257	1,917	9,128	3,358	6,954	10,257	511,523
2033	-	5,892	239,305	36,370	41,330	17,293	120,068	64,610	3,328	2,349	11,409	3,210	8,693	12,343	529,649
2034	-	4,419	235,019	39,667	42,638	18,503	132,592	70,461	3,399	2,781	13,691	3,063	10,431	14,429	548,289
2035	-	2,946	230,733	42,963	43,947	19,713	145,116	76,313	3,470	3,214	15,973	2,915	12,170	16,514	567,457
2036	-	1,473	226,446	46,260	45,256	20,923	157,639	82,164	3,540	3,646	18,255	2,768	13,909	18,600	587,174
2037	0	0	222,160	49,557	46,564	22,133	170,163	88,015	3,611	4,078	20,537	2,620	15,647	20,969	607,737
2038	-	-	194,390	57,517	48,293	24,085	182,864	93,999	3,631	5,456	24,575	-	21,241	23,398	628,943
2039	-	-	166,620	65,477	50,022	26,037	195,565	99,983	3,652	6,833	28,614	-	26,834	25,866	650,788
2040	-	-	138,850	73,438	51,751	27,988	208,267	105,967	3,672	8,211	32,652	-	32,427	28,348	673,268
2041	-	-	111,080	81,398	53,479	29,940	220,968	111,951	3,693	9,588	36,691	-	38,021	30,823	696,380
2042	-	-	83,310	89,358	55,208	31,891	233,669	117,935	3,713	10,966	40,729	-	43,614	33,272	720,127
2043	-	-	55,540	97,318	56,937	33,843	246,371	123,919	3,734	12,343	44,768	-	49,207	35,678	744,512
2044	-	-	27,770	105,279	58,665	35,795	259,072	129,903	3,754	13,721	48,806	-	54,801	38,026	769,543
2045	-	-	0	113,239	60,394	37,746	271,773	135,887	3,775	15,099	52,845	-	60,394	40,303	795,228

ANEXO D. Factores de carga utilizados.

		LCOE (\$/MWh)		CAPEX (\$/kW)		Capacity Factor		Fixed O&M (\$/KW-yr)		Variable O&M (\$/MWh)		Fuel (\$/MWh)	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Land-Based Wind	R&D	24	70	1,310	1,360	0.17	0.49	41	42				
Offshore Wind	R&D	56	126	2,756	5,167	0.29	0.53	69	107				
Commercial DW	R&D	25	175	1,770	4,114	0.14	0.52	35	35				
Large DW	R&D	25	89	1,770	2,126	0.14	0.55	35	35				
Midsize DW	R&D	25	132	1,770	2,671	0.14	0.5	35	35				
Residential DW	R&D	25	165	1,770	5,479	0.14	0.46	35	35				
Utility PV	R&D	25	42	1,105	1,120	0.18	0.3	20	20				
Commercial PV	R&D	49	80	1,499	1,523	0.12	0.19	17	17				
Residential PV	R&D	84	132	2,443	2,468	0.12	0.19	27	27				
CSP	R&D	69	90	5,896	6,072	0.49	0.63	62	64	2.9	2.9		
Geothermal	R&D	52	371	6,319	43,186	0.8	0.9	106	520				
Hydropower	R&D	36	225	2,574	16,283	0.31	0.66	26	154				
Utility-Scale PV-Plus-Battery	R&D	46	73	1,801	1,824	0.2	0.32	33	36				
Utility-Scale Battery Storage	R&D			789	3,063	0.08	0.42	20	77				
Commercial Battery Storage	R&D			1,077	2,521	0.08	0.42	27	63				
Residential Battery Storage	R&D			3,236	4,222	0.1	0.17	81	106				
Pumped Storage Hydropower	R&D			1,979	5,505			18	18	0.51	0.51		
Coal	R&D			3,057	5,233			74	141	8.	14		
Natural Gas	R&D			905	2,169			21	59	1.8	5.1		
Biopower	R&D	135	135	4,360	4,360	0.64	0.64	151	151	5.8	5.8	5.	5.
Nuclear	R&D	65	66	7,349	7,889	0.94	0.94	114	146	2.8	3.6	7.2	7.2

ANEXO E. Cálculos del monto de inversión sin considerar factor de carga (Escenario 1, tmca 2.3%).

Escenario 1. Inversión Estimada (sin considerar factor de capacidad).														
	Nuclear	Hydro	Geothermal	Solar PV	Wind Onshore	Biofuels	Waste	Wind Offshore	Solar Thermal					
Diferencia GWn Etapa 1	6,854	5,152	5,293	35,424	11,846	424	89	-	780					
Diferencia GWn Etapa 2	25,794	9,116	9,303	98,745	45,780	447	3,483	18,430	1,356					
Diferencia GWn Etapa 3	52,543	9,955	12,476	80,133	37,434	7	9,276	26,844	37,700					
Diferencia MWn Etapa 1	6,853,711	5,151,918	5,293,307	35,423,386	11,845,555	424,030	88,582	18,429,519	1,603					
MW	782	588	604	4,044	1,392	48	10	-	-					
GW	1	1	1	4	1	0	0	-	-					
USD/MW Mediana	2,315,500	1,388,889	1,434,000	1,548,544	1,880,342	2,860,850	2,860,850	3,996,056	5,450,980					
USD/MW Promedio	3,318,219	1,377,662	2,049,379	1,796,533	1,989,213	2,860,850	2,859,063	3,865,749	3,600,000					
Total USD Mediana	\$ 1,811,617,208	\$ 816,831,175	\$ 866,507,128	\$ 6,262,166,213	\$ 2,542,659,002	\$ 138,480,288	\$ 28,929,162	\$ -	\$ -					
Total USD Promedio	\$ 2,596,131,553	\$ 810,228,257	\$ 1,238,355,180	\$ 7,264,965,072	\$ 2,689,877,796	\$ 138,480,288	\$ 28,911,087	\$ -	\$ -					
Suma mediana	\$ 12,409,291,852	\$ 539,534,428	\$ 639,527,263	\$ 4,960,159,121	\$ 3,147,538,195	\$ 778	\$ 2,140	\$ 3,754	\$ 2,596					
Z1 años	3	3	3	3	3	3	3	3	3					
USD/KW IEA	539	4,103	8,209	778	2,140	2,860	3,754	2,596	6,378					
Total USD IEA	\$ 421,706,619	\$ 2,412,814,736	\$ 4,960,159,121	\$ 3,147,538,195	\$ 2,893,216,414	\$ 138,439,143	\$ 37,963,300	\$ -	\$ -					
Suma Transición IEA	\$ 13,935,910,927	\$ 605,909,170,75	\$ 9,115,518	\$ 9,302,642	\$ 89,745,642	\$ 45,779,538	\$ 446,728	\$ 3,483,176	\$ 18,429,519					
Por año IEA	\$ 605,909,170,75	\$ 25,794,261	\$ 9,115,518	\$ 9,302,642	\$ 89,745,642	\$ 45,779,538	\$ 446,728	\$ 3,483,176	\$ 18,429,519					
Diferencia MWn Etapa 2	2,945	1,041	1,062	11,272	5,226	51	398	2,104	1,603					
MW	3	1	1	11	5	0	0	2	2					
GW	3	1	1	11	5	0	0	2	2					
USD/MW Mediana	2,315,500	1,388,889	1,434,000	1,548,544	1,880,342	2,860,850	2,860,850	3,996,056	5,450,980					
USD/MW Promedio	3,318,219	1,377,662	2,049,379	1,796,533	1,989,213	2,860,850	2,859,063	3,865,749	3,600,000					
Total USD Mediana	\$ 6,818,406,277	\$ 1,445,255,959	\$ 1,522,828,728	\$ 17,455,600,315	\$ 9,828,619,020	\$ 145,892,299	\$ 1,137,539,193	\$ 8,407,006,976	\$ 8,737,459,950					
Total USD Promedio	\$ 9,770,662,788	\$ 1,433,573,121	\$ 2,176,328,411	\$ 20,251,001,150	\$ 10,395,575,770	\$ 145,892,299	\$ 1,136,828,442	\$ 8,132,865,184	\$ 5,770,495,133					
Suma mediana	\$ 55,496,510,157	\$ 2,412,883,050	\$ 2,574,487,954	\$ 8,209	\$ 21,40	\$ 2,860	\$ 3,754	\$ 2,596	\$ 6,378					
Z1 años	3	3	3	3	3	3	3	3	3					
USD/KW IEA	539	4,103	8,209	778	2,140	2,860	3,754	2,596	6,378					
Total USD IEA	\$ 1,587,112,625	\$ 4,269,101,110	\$ 8,717,155,944	\$ 8,773,724,164	\$ 11,181,418,906	\$ 145,849,592	\$ 1,492,775,405	\$ 5,461,441,735	\$ 10,223,794,606					
Suma Transición IEA	\$ 51,852,374,086	\$ 2,254,451,047,22	\$ 9,954,750	\$ 80,133,078	\$ 37,483,751	\$ 6,501	\$ 9,275,673	\$ 26,843,916	\$ 37,699,530					
Por año IEA	\$ 2,254,451,047,22	\$ 5,998	\$ 1,136	\$ 1,424	\$ 9,148	\$ 4,273	\$ 1,059	\$ 3,064	\$ 4,304					
MW	6	1	1	9	4	1	1	4	4					
GW	6	1	1	9	4	1	1	4	4					
USD/MW Mediana	2,315,500	1,388,889	1,434,000	1,548,544	1,880,342	2,860,850	2,860,850	3,996,056	5,450,980					
USD/MW Promedio	3,318,219	1,377,662	2,049,379	1,796,533	1,989,213	2,860,850	2,859,063	3,865,749	3,600,000					
Total USD Mediana	\$ 13,888,487,270	\$ 1,578,515,243	\$ 2,042,515,135	\$ 14,165,480,555	\$ 8,035,188,291	\$ 2,155,795	\$ 3,029,239,071	\$ 12,245,408,880	\$ 23,458,853,374					
Total USD Promedio	\$ 19,902,846,954	\$ 1,565,556,810	\$ 2,918,740,040	\$ 16,433,990,314	\$ 8,500,422,021	\$ 2,155,795	\$ 3,027,366,347	\$ 11,846,101,303	\$ 15,492,957,463					
Suma mediana	\$ 78,441,131,656	\$ 3,410,483,984	\$ 3,484,601,107	\$ 8,209	\$ 21,40	\$ 2,860	\$ 3,754	\$ 2,596	\$ 6,378					
Z1 años	3	3	3	3	3	3	3	3	3					
USD/KW IEA	539	4,103	8,209	778	2,140	2,860	3,754	2,596	6,378					
Total USD IEA	\$ 3,232,949,531	\$ 4,662,141,203	\$ 11,690,842,230	\$ 7,120,008,582	\$ 9,143,002,908	\$ 2,155,154	\$ 3,975,250,666	\$ 7,954,981,497	\$ 27,449,432,205					
Suma Transición IEA	\$ 75,226,453,468	\$ 3,270,715,368,17	\$ 9,954,750	\$ 80,133,078	\$ 37,483,751	\$ 6,501	\$ 9,275,673	\$ 26,843,916	\$ 37,699,530					
Por año IEA	\$ 3,270,715,368,17	\$ 5,998	\$ 1,136	\$ 1,424	\$ 9,148	\$ 4,273	\$ 1,059	\$ 3,064	\$ 4,304					
Etapa	Estimación 1. Monto de Inversión		GW Instalados		Estimación 2. Monto de Inversión		Nuclear (GW)	Hidroeléctrica (GW)	Geotérmica (GW)	Solar fotovoltaica	Eólica onshore		Biotcombustibles	
Etapa 1 (2028)	\$ 14,709,127,059	7	\$ 13,935,910,927	1	\$ 1,548,544	1	1	4	1	4	1	1	0	
Etapa 2 (2037)	\$ 59,213,222,937	22	\$ 51,852,374,086	3	\$ 1,796,533	3	1	11	1	11	5	5	0	
Etapa 3 (2045)	\$ 79,685,825,457	23	\$ 75,226,453,468	6	\$ 1,989,213	6	2	9	2	9	4	4	0	
Total	\$ 153,608,175,454	52	\$ 141,014,738,481	10	\$ 8,500,422,021	10	4	24	4	24	11	11	0	
Anual	\$ 56,982,189,793	2	\$ 56,409,760,840	10	\$ 2,860,850	10	1	8	1	8	2	2	6	

ANEXO F. Cálculos del monto de inversión sin considerar factor de carga (Escenario 1, tmca 2.3%).

Escenario 1. Inversión Estimada (considerando factor de capacidad).													
Etapas		Nuclear	Hidroeléctrica	Geotérmica	Solar fotovoltaica	Edifica onshore	Biocombustible	Biomasa	Edifica offshore	Térmica solar			
Etapas 1													
GW		6,854	5,152	5,293	35,424	11,846	424	89	-	-			
MWh		6,853,711	5,151,918	5,293,307	35,424,386	11,845,555	424,030	88,582	-	-			
Factor Capacidad (Fc)		782	588	604	4,044	1,352	48	10	-	-			
FC		1	0	1	0	0	1	1	0	0			
FC		1	0	1	0	0	1	1	0	0			
MW reales		860	1,508	728	16,176	4,829	54	14	-	-			
GW		1	1	1	4	1	0	0	-	-			
USD/MW		\$3,318,219	\$1,377,662	\$2,049,379	\$1,796,533	\$1,989,213	\$2,860,850	\$2,859,063	\$3,865,749	\$3,600,000			
Total USD/MW (con Fc)		\$2,652,991,817	\$2,077,506,551	\$1,491,994,199	\$29,059,860,237	\$9,606,706,415	\$153,866,987	\$40,154,288	\$0	\$0			
Total Etapas 1		\$45,202,673,763											
Etapas 2													
GW		25,794	9,116	9,303	98,745	45,780	447	3,483	18,430	14,042			
MWh		25,794,261	9,115,518	9,302,642	98,745,042	45,779,538	446,728	3,483,176	18,429,519	14,041,538			
Factor Capacidad (Fc)		2,945	1,041	1,062	11,272	5,276	51	398	2,104	1,603			
FC		1	0	1	0	0	1	1	0	0			
FC		1	0	1	0	0	1	1	0	0			
MW reales		3,236	2,668	1,279	45,089	18,664	57	552	5,844	2,226			
GW		3	1	1	11	2	0	0	2	2			
USD/MW		\$3,318,219	\$1,377,662	\$2,049,379	\$1,796,533	\$1,989,213	\$2,860,850	\$2,859,063	\$3,865,749	\$3,600,000			
Total USD/MW (con Fc)		\$10,736,992,074	\$3,679,886,515	\$2,622,082,423	\$81,004,004,599	\$27,121,056,321	\$162,703,286	\$1,578,928,392	\$21,591,292,177	\$8,014,576,573			
Total Etapas 2		\$167,512,864,340											
Etapas 3													
GW		52,543	9,955	12,476	80,133	37,434	7	9,276	26,844	37,700			
MWh		52,542,927	9,954,750	12,476,055	80,133,078	37,433,751	6,601	9,275,673	26,843,916	37,699,590			
Factor Capacidad (Fc)		5,998	1,136	1,424	9,148	4,273	1	1,059	3,064	4,304			
FC		1	0	1	0	0	1	1	0	0			
FC		1	0	1	0	0	1	1	0	0			
MW con Fc		6,591	2,914	1,716	36,590	15,262	1	1,471	8,512	5,977			
GW		6	1	1	9	4	0	1	3	4			
USD/MW (\$ USD)		\$3,318,219	\$1,377,662	\$2,049,379	\$1,796,533	\$1,989,213	\$2,860,850	\$2,859,063	\$3,865,749	\$3,600,000			
USD/MW (con Fc)		\$21,871,260,389	\$4,014,288,231	\$3,516,554,265	\$65,745,961,236	\$30,358,650,073	\$2,395,327	\$4,204,675,482	\$32,905,836,953	\$21,517,996,476			
Total Etapas 3		\$184,122,787,798											
Etapas		USD/MW (sin Factor de Carga)	USD/MW (con Factor de Carga)	Nuclear	Hidroeléctrica	Geotérmica	Solar fotovoltaica	Edifica onshore	Solar fotovoltaica	Edifica onshore	Biocombustible	Edifica offshore	Biomasa
Etapas 1		\$14,709	\$45,202,673,763	860	1,508	728	1,508	4,829	16,176	4,829	54	-	14
Etapas 2		\$59,213	\$167,512,864,340	3,236	2,668	1,279	45,089	18,664	45,089	18,664	57	-	552
Etapas 3		\$79,686	\$184,122,787,798	6,591	2,914	1,716	36,590	15,262	36,590	15,262	1	-	1,471
Total		\$153,608	\$396,838,225,901	10,687	7,090	3,223	7,090	3,223	97,855	38,755	110	-	2,009
Etapas		USD/MW (sin Factor de Carga)	USD/MW (con Factor de Carga)										
Etapas 1		\$14,709	\$45,203										
Etapas 2		\$59,213	\$167,513										
Etapas 3		\$79,686	\$184,123										
Total		\$153,608	\$396,838										

ANEXO H. Cálculos del monto de inversión sin considerar factor de carga (Escenario 2, tmca 2.7%).

Escenario 1. Inversión Estimada (considerando factor de capacidad)												
Estrategia		Nuclear	Hidroeléctrica	Geotérmica	Solar fotovoltaica	Eólica onshore	Biomasa	Biomasa	Eólica offshore	Termica solar	Biomasa	Termica solar
GW/h		7.868	6.682	5.584	94.911	12.760	501	83	-	-	-	-
MWh		7.868.181	6.031.842	5.584.170	36.910.635	12.760.170	500.983	83.028	-	-	-	-
Factor Capacidad (FC)		841	691	437	4.214	1.457	57	9	-	-	-	-
Factor Capacidad (FC)		1	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1
FC		924	1.771	786	16.854	5.202	64	13	-	-	-	-
MWh		\$3.318.219	\$1.377.662	\$2.040.379	\$1.796.533	\$1.989.213	\$2.860.850	\$2.859.063	-	-	-	-
USD/MWh (con FC)		\$3.067.044,988	\$2.460.402,948	\$3.579.976,079	\$30.270.082,245	\$10.346.063,022	\$141.790,647	\$37.638,793	\$1.865,749	\$1.600,000	\$9	\$9
Total Etapa 1		\$472.853.115,951										
Estrategia 2												
GW/h		28.135	10.839	10.278	107.103	49.936	572	3.719	13.643	14.946	-	-
MWh		28.135.197	10.839.085	10.278.348	107.103.426	49.936.137	572.196	3.718.643	19.643.289	14.986.316	-	-
Factor Capacidad (FC)		3.212	1.247	1.173	12.226	5.700	65	425	2.242	1.708	-	-
Factor Capacidad (FC)		1	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1
FC		3.253	3.171	1.441	48.069	20.349	71	590	6.232	2.232	-	-
MWh		\$3.318.219	\$1.377.662	\$2.040.379	\$1.796.533	\$1.989.213	\$2.860.850	\$2.859.063	\$3.865,749	\$3.865,749	-	-
USD/MWh (con FC)		\$1.714.418,815	\$4.370.855,897	\$2.897.098,157	\$40.486.044,333	\$14.989.666,182	\$287.631,632	\$4.686.666,182	\$46.079,157,272	\$8.642,417,544	-	-
Total Etapa 2		\$181.852.989,484										
Estrategia 3												
GW/h		58.936	12.175	14.275	92.450	43.419	91	10.278	29.981	41.747	-	-
MWh		58.936.424	12.174.644	14.275.401	92.449.883	43.418.757	90.731	10.277.638	29.980.598	41.746.699	-	-
Factor Capacidad (FC)		6.728	1.390	1.630	10.554	4.956	10	1.173	3.422	4.766	-	-
Factor Capacidad (FC)		1	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1
FC		7.383	3.864	1.963	42.216	17.702	12	1.630	9.507	6.619	-	-
MWh		\$3.318.219	\$1.377.662	\$2.040.379	\$1.796.533	\$1.989.213	\$2.860.850	\$2.859.063	\$3.865,749	\$3.865,749	-	-
USD/MWh (con FC)		\$34.512.588,634	\$4.909.419,823	\$4.023.725,417	\$75.819.865,901	\$35.212.700,859	\$32.729,348	\$4.658.867,718	\$46.750.886,680	\$23.828.024,177	-	-
Total Etapa 3		\$209.788.731,738										
Estrategia 4												
Etapa 1		\$15.633.019,202	\$47.853.115,655	924	1.771	788	16.854	5.202	64	-	-	-
Etapa 2		\$4.290.824,703	\$181.852.989,484	3.293	3.173	1.414	48.906	20.359	73	590	-	-
Etapa 3		\$90.168.975,987	\$209.788.731,736	7.393	3.564	1.963	42.215	17.702	12	1.630	-	-
Total		\$170.112.819,894	\$489.994.816,871	11.847	8.508	4.145	107.974	43.263	148	2.206	-	-
Estrategia 5												
Etapa 1		\$15.653	\$47.853	924	1.771	788	16.854	5.202	64	-	-	-
Etapa 2		\$64.291	\$181.853	3.293	3.173	1.414	48.906	20.359	73	590	-	-
Etapa 3		\$90.169	\$209.789	7.393	3.564	1.963	42.215	17.702	12	1.630	-	-
Total		\$170.113	\$489.995	11.847	8.508	4.145	107.974	43.263	148	2.206	-	-

ANEXO I. Cálculos del monto de inversión sin considerar factor de carga (Escenario 3, tmca 3.2%).

Escenario 3. Inversión Estimada (sin considerar factor de capacidad)												
	Nuclear	Hydro	Geothermal	Solar PV	Wind Onshore	Biofuels	Waste	Wind Offshore	Solar Thermal			
Diferencia GWh Etapa 1	8,031	7,212	5,959	38,826	13,939	600	76	21,271	1,260			
Diferencia GWh Etapa 2	31,305	13,204	11,604	118,399	55,564	745	4,095	21,271	1,260			
Diferencia GWh Etapa 3	67,956	15,390	16,837	110,038	51,981	236	11,681	34,395	47,412			
Diferencia MW Etapa 1	6,031,395	7,211,724	5,959,076	38,826,328	13,939,056	600,171	76,370	21,270,918	1,260,000			
Diferencia MW Etapa 2	23,150,917	9,177,462	8,031,304	118,399,038	55,564,000	745,000	4,095,000	21,270,918	1,260,000			
Diferencia MW Etapa 3	49,153,629	16,471,485,774	18,483,946,691	118,399,038	51,981,000	236,000	11,681,000	34,395,000	47,412,000			
Diferencia MW Etapa 3	11,302,925	13,203,823	11,603,502	118,399,124	55,563,828	744,529	4,094,633	21,270,918	1,260,000			
Diferencia MW Etapa 2	3,974	1,507	1,283	13,218	6,243	63	461	2,728	1,880			
Diferencia MW Etapa 1	1,034	1,388	1,430	1,582	1,802	0	0	3,754	2			
USD/MW/Mediana	2,315,500	1,388,888	1,430,000	1,582,244	1,802,342	2,860,850	2,860,850	3,796,056	5,450,980			
USD/MW/Promedio	3,318,219	1,377,662	2,040,379	1,796,533	1,898,213	2,860,850	2,859,063	3,865,749	3,600,000			
Total USD Mediana	8,274,638,800	2,093,411,489	1,899,542,890	20,929,937,889	11,596,833,275	243,302,660	1,316,681,109	9,386,707,240	10,084,512,895			
Total USD Promedio	11,857,941,504	2,076,489,237	2,714,702,166	24,281,731,562	12,617,391,470	243,302,660	1,316,681,109	9,386,707,240	6,660,131,588			
Suma mediana	66,479,238,523	Suma promedio	71,535,219,086	3,699,000,000	8,209	10,520,033,200	778	2,140	2,860	3,754	2,596	6,378
USD/MW/EA	4,031	4,103	5,848,659,583	10,873,580,476	10,520,033,200	243,302,660	1,279,154,421	6,303,431,422	11,799,995,551			
Total USD/EA	1,926,162,951	63,150,419,335	63,150,419,335	63,150,419,335	63,150,419,335	63,150,419,335	63,150,419,335	63,150,419,335	63,150,419,335			
Suma Transición EA	2,745,670,405,866	15,389,923	16,837,165	110,033,421	51,903,520	236,149	11,680,724	34,395,418	47,411,674			
Per año EA	67,952,429	778	1,282	12,433	5,944	0	1,331	3,724	5,451			
GW	778	1,282	1,282	12,433	5,944	0	1,331	3,724	5,451			
USD/MW/Mediana	2,315,500	1,388,888	1,430,000	1,582,244	1,802,342	2,860,850	2,860,850	3,796,056	5,450,980			
USD/MW/Promedio	3,318,219	1,377,662	2,040,379	1,796,533	1,898,213	2,860,850	2,859,063	3,865,749	3,600,000			
Total USD Mediana	17,962,702,499	2,440,030,160	2,756,220,927	3,939,010,232	22,567,099,543	11,803,695,972	77,121,815	15,178,444,023	29,502,464,938			
Total USD Promedio	25,741,196,500	2,201,905,989	3,939,010,232	4,569,740,236	22,567,099,543	11,803,695,972	77,121,815	15,178,444,023	19,044,581,735			
Suma mediana	102,632,989,557	Suma promedio	102,632,989,557	102,632,989,557	102,632,989,557	102,632,989,557	102,632,989,557	102,632,989,557	102,632,989,557			
USD/MW/EA	4,031	4,103	5,848,659,583	10,873,580,476	10,520,033,200	778	2,140	2,860	3,754	2,596	6,378	
Total USD/EA	4,181,341,624	7,207,538,702	15,777,472,788	9,777,131,167	12,695,984,544	77,098,901	10,192,241,311	34,321,147,288	43,223,225,862,427			
Suma Transición EA	99,436,484,841											
Per año EA	4,323,225,862,427											
Etapa 1 (O28)	16,869,642,518	9	5	16,473,495,774	1	1	1	14	0			
Etapa 2 (O27)	7,135,233,986	26	5	63,150,419,335	4	2	1	14	0			
Etapa 3 (O26)	188,048,623,820	65	6	179,660,469,950	12	4	4	31	14			
Anual	58,774,937,451	3	3	58,139,109,543	0	0	0	0	0			

ANEXO J. Cálculos del monto de inversión sin considerar factor de carga (Escenario 3, tmca 3.2%).

Escenario 1. Inversión Estimada (considerando factor de capacidad)

Etapas		Nuclear	Hidroeléctrica	Geotérmica	Solar fotovoltaica	Edificios solares	Bioscombustible	Biomasa	Edificios eólicos	Turbinas eólicas	Biomasa
GW	8.031	7.212	5.990	3.826	13.839	600	76	-	-	-	-
MW	8,031,305	7,212,724	5,990,076	3,826,336	13,839,056	600,171	76,370	-	-	-	-
Factor Capacidad (Fc)	917	823	680	4,432	1,991	69	9	1	1	1	1
FC	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MW reales	1,007	2,111	820	17,729	5,683	76	12	-	-	-	-
USD/MW (con Fc)	\$3,318,210	\$1,377,662	\$2,068,379	\$1,796,533	\$1,989,213	\$2,860,850	\$2,859,063	\$3,865,749	\$3,865,749	\$3,865,749	\$3,865,749
USD/MW (con Fc)	\$3,340,707,461	\$2,908,155,415	\$4,679,660,648	\$3,180,900,642	\$11,044,429,128	\$217,782,749	\$217,782,749	\$14,391,848	\$14,391,848	\$14,391,848	\$14,391,848
Total Etapa 1	\$51,269,384,132										
Etapas 2											
GW	31,305	13,204	11,604	118,389	55,544	745	4,035	21,271	16,206		
MW	31,304,615	13,203,565	11,603,902	118,389,114	55,543,863	744,999	4,034,663	21,270,795	16,205,320		
Factor Capacidad (Fc)	3,574	1,507	1,325	13,516	6,343	85	461	2,428	1,900		
FC	1	0	0	0	0	0	0	0	0		
MW reales	3,927	3,478	1,590	54,064	22,476	1	64	67	2,42		
GW	4	2	2	14	2	0	2	1	1		
USD/MW (con Fc)	\$3,318,210	\$1,377,662	\$2,068,379	\$1,796,533	\$1,989,213	\$2,860,850	\$2,859,063	\$3,865,749	\$3,865,749	\$3,865,749	\$3,865,749
USD/MW (con Fc)	\$13,050,704,950	\$5,324,331,376	\$2,270,755,901	\$97,705,905,250	\$45,052,112,939	\$70,938,899	\$1,828,918,207	\$26,074,884,45	\$26,074,884,45	\$26,074,884,45	\$26,074,884,45
Total Etapas 2	\$201,238,426,102										
Etapas 3											
GW	67,956	15,980	16,837	110,038	51,981	236	11,681	34,395	47,412		
MW	67,956,499	15,980,758	16,837,165	110,038,471	51,980,550	236,149	11,680,774	34,395,188	47,411,947		
Factor Capacidad (Fc)	7,758	1,797	1,922	12,561	5,994	27	1,333	3,926	5,412		
FC	1	0	0	0	0	0	0	0	0		
MW con Fc	8,525	4,006	2,316	90,246	21,182	30	1,882	10,907	7,317		
GW	8	2	2	13	6	0	1	4	5		
USD/MW (con Fc)	\$3,318,210	\$1,377,662	\$2,068,379	\$1,796,533	\$1,989,213	\$2,860,850	\$2,859,063	\$3,865,749	\$3,865,749	\$3,865,749	\$3,865,749
USD/MW (con Fc)	\$28,397,237,912	\$8,208,912,782	\$4,745,795,485	\$90,268,398,171	\$42,156,070,413	\$85,690,905	\$5,294,910,555	\$24,122,946,175	\$24,122,946,175	\$24,122,946,175	\$24,122,946,175
Total Etapas 3	\$246,297,462,293										
Etapas											
Etapas 1	\$16,890,442,218	\$51,269,384,132	\$1,007,397	2,111	820	17,729	5,683	76	-	-	-
Etapas 2	\$71,155,319,886	\$201,238,426,102	3,927	4,505	2,316	54,064	21,192	94	30	640	1,852
Etapas 3	\$193,048,623,920	\$498,775,775,643	8,525	10,400	4,731	122,038	40,528	201	30	1,852	2,480
Total	\$371,094,431,024	\$951,269,145,877	12,459	16,011	7,867	293,831	68,131	371	60	1,952	4,132
Etapas 1	\$16,890	\$51,269	1,007	2,111	820	17,729	5,683	76	-	-	-
Etapas 2	\$71,155	\$201,238	3,927	4,505	2,316	54,064	21,192	94	30	640	1,852
Etapas 3	\$193,049	\$498,776	8,525	10,400	4,731	122,038	40,528	201	30	1,852	2,480

ANEXO K. Cálculos del monto de inversión sin considerar factor de carga (Escenario 1, tmca 2.3%).

Fuente: Elaboración propia con datos de ASOLMEX (2018).

Impacto en el PIB y #empleos generados						
Bioenergía (sin considerar factor de capacidad)						
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GB	empleos por millon	total GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	604.5	31	20000	645	1	\$45 28,928
19.5	312	16	2400	150		\$23 3,471
19.5	292.5	15	1600	107		\$22 2,314
19.5	195	10	1600	160		\$14 2,314
19.5	1072.5	55	4400	80		\$80 6,364
17.2	604.5	35	22674	645		\$51 32,796
17.2	312	18	2721	150		\$26 3,935
17.2	292.5	17	1814	107		\$25 2,624
17.2	195	11	1814	160		\$16 2,624
17.2	1072.5	62	4988	80		\$90 7,215
Eólica (sin considerar factor de capacidad)						
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	2312	119	775	7	16	\$1,899 12,415
19.5	1683	86	366	4		\$1,383 5,863
19.5	3958	203	358	2		\$3,251 5,735
19.5	1054	54	167	3		\$866 2,675
19.5	4198	215	2333	11		\$3,449 37,374
17.2	2312	134	879	7		\$2,153 14,075
17.2	1683	98	415	4		\$1,568 6,647

Impacto en el PIB y #empleos generados							
Bioenergía (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GB	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	604.5	31	20000	645	2	\$62	40,177
19.5	312	16	2400	150		\$32	4,821
19.5	292.5	15	1600	107		\$30	3,214
19.5	195	10	1600	160		\$20	3,214
19.5	1072.5	55	4400	80		\$110	8,839
17.2	604.5	35	22674	645		\$71	45,550
17.2	312	18	2721	150		\$36	5,466
17.2	292.5	17	1814	107		\$34	3,644
17.2	195	11	1814	160		\$23	3,644
17.2	1072.5	62	4988	80		\$125	10,021
Eólica (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	2312	119	775	7	39	\$4,595	30,035
19.5	1683	86	366	4		\$3,345	14,184
19.5	3958	203	358	2		\$7,866	13,874
19.5	1054	54	167	3		\$2,095	6,472
19.5	4198	215	2333	11		\$8,344	90,416
17.2	2312	134	879	7		\$5,209	34,052
17.2	1683	98	415	4		\$3,792	16,081
17.2	3958	230	406	2		\$8,918	15,730
17.2	1054	61	189	3		\$2,375	7,338
17.2	4198	244	2645	11		\$9,460	102,506
Geotérmica (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	2460	126	1450	11	4	\$470	5,399
19.5	4272	219	1800	8		\$816	6,702
19.5	4550	233	800	3		\$869	2,979
19.5	11041	566	6750	12		\$2,108	25,133
19.5	2700	138	450	3		\$516	1,676
19.5	2608	134	750	6		\$498	2,793
19.5	17588	902	6350	7		\$3,358	23,644
17.2	2460	143	1644	11		\$532	6,121
17.2	4272	248	2041	8		\$925	7,598
17.2	4550	265	907	3		\$985	3,377
17.2	11041	642	7653	12		\$2,390	28,494
17.2	2700	157	510	3		\$585	1,900
17.2	2608	152	850	6		\$565	3,166
17.2	17588	1023	7199	7		\$3,807	26,805
Hidroeléctrica (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	1609	83	600	7	7	\$585	4,254
19.5	6159	316	3600	11		\$2,239	25,524
19.5	1609	83	700	8		\$585	4,963
19.5	1609	83	300	4		\$585	2,127
19.5	758	39	10	0		\$276	71
19.5	1239	64	400	6		\$451	2,836
19.5	6825	350	2600	7		\$2,481	18,434
17.2	1609	94	680	7		\$663	4,823
17.2	6159	358	4081	11		\$2,539	28,937
17.2	1609	94	794	8		\$663	5,627
17.2	1609	94	340	4		\$663	2,411
17.2	758	44	11	0		\$313	80
17.2	1239	72	453	6		\$511	3,215
17.2	6825	397	2948	7		\$2,813	20,899
Solar (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GW	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	4365	224	2600	12	98	\$21,903	254,423
19.5	1332	68	600	9		\$6,682	58,713
19.5	4457	229	800	3		\$22,367	78,284
19.5	758	39	400	10		\$3,805	39,142
19.5	758	39	10	0		\$3,805	979
19.5	851	44	300	7		\$4,269	29,357
19.5	5123	263	1990	8		\$25,708	194,732
17.2	4365	254	2948	12		\$24,832	288,445
17.2	1332	77	680	9		\$7,576	66,564
17.2	4457	259	907	3		\$25,358	88,752
17.2	758	44	453	10		\$4,314	44,376
17.2	758	44	11	0		\$4,314	1,109
17.2	851	49	340	7		\$4,840	33,282
17.2	5123	298	2256	8		\$29,146	220,771

ANEXO L. Cálculos del monto de inversión sin considerar y considerando factor de carga (Escenario 2, tmca 2.7%).

Fuente: Elaboración propia con datos de ASOLMEX (2018).

Impacto en el PIB y #empleos generados								
Bioenergía (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GB	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	604.5		31	20000	645	1	\$45	28,928
19.5	312		16	2400	150		\$23	3,471
19.5	292.5		15	1600	107		\$22	2,314
19.5	195		10	1600	160		\$14	2,314
19.5	1072.5		55	4400	80		\$80	6,364
17.2	604.5		35	22674	645		\$51	32,796
17.2	312		18	2721	150		\$26	3,935
17.2	292.5		17	1814	107		\$25	2,624
17.2	195		11	1814	160		\$16	2,624
17.2	1072.5		62	4988	80		\$90	7,215
Eólica (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	2312		119	775	7	17	\$2,049	13,393
19.5	1683		86	366	4		\$1,492	6,325
19.5	3958		203	358	2		\$3,508	6,187
19.5	1054		54	167	3		\$934	2,886
19.5	4198		215	2333	11		\$3,721	40,318
17.2	2312		134	879	7		\$2,323	15,184
17.2	1683		98	415	4		\$1,691	7,171
17.2	3958		230	406	2		\$3,977	7,014
17.2	1054		61	189	3		\$1,059	3,272
17.2	4198		244	2645	11		\$4,218	45,710
Geotérmica (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	2460		126	1450	11	4	\$481	5,526
19.5	4272		219	1800	8		\$835	6,859
19.5	4550		233	800	3		\$889	3,049
19.5	11041		566	6750	12		\$2,158	25,723
19.5	2700		138	450	3		\$528	1,715
19.5	2608		134	750	6		\$510	2,858
19.5	17588		902	6350	7		\$3,437	24,199
17.2	2460		143	1644	11		\$545	6,265
17.2	4272		248	2041	8		\$947	7,777
17.2	4550		265	907	3		\$1,008	3,456
17.2	11041		642	7653	12		\$2,446	29,163
17.2	2700		157	510	3		\$598	1,944
17.2	2608		152	850	6		\$578	3,240
17.2	17588		1023	7199	7		\$3,897	27,434
Hidroeléctrica (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	1609		83	600	7	3	\$274	1,991
19.5	6159		316	3600	11		\$1,048	11,945
19.5	1609		83	700	8		\$274	2,323
19.5	1609		83	300	4		\$274	995
19.5	758		39	10	0		\$129	33
19.5	1239		64	400	6		\$211	1,327
19.5	6825		350	2600	7		\$1,161	8,627
17.2	1609		94	680	7		\$310	2,257
17.2	6159		358	4081	11		\$1,188	13,542
17.2	1609		94	794	8		\$310	2,633
17.2	1609		94	340	4		\$310	1,129
17.2	758		44	11	0		\$146	38
17.2	1239		72	453	6		\$239	1,505
17.2	6825		397	2948	7		\$1,316	9,780
Solar (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GW	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	4365		224	2600	12	33	\$7,364	85,540
19.5	1332		68	600	9		\$2,247	19,740
19.5	4457		229	800	3		\$7,520	26,320
19.5	758		39	400	10		\$1,279	13,160
19.5	758		39	10	0		\$1,279	329
19.5	851		44	300	7		\$1,435	9,870
19.5	5123		263	1990	8		\$8,643	65,471
17.2	4365		254	2948	12		\$8,349	96,979
17.2	1332		77	680	9		\$2,547	22,380
17.2	4457		259	907	3		\$8,526	29,840
17.2	758		44	453	10		\$1,450	14,920
17.2	758		44	11	0		\$1,450	373
17.2	851		49	340	7		\$1,627	11,190
17.2	5123		298	2256	8		\$9,799	74,226

Impacto en el PIB y #empleos generados							
Bioenergía (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GB	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	604.5	31	20000	645	2	\$68	44,119
19.5	312	16	2400	150		\$35	5,294
19.5	292.5	15	1600	107		\$33	3,529
19.5	195	10	1600	160		\$22	3,529
19.5	1072.5	55	4400	80		\$121	9,706
17.2	604.5	35	22674	645		\$78	50,018
17.2	312	18	2721	150		\$40	6,002
17.2	292.5	17	1814	107		\$38	4,001
17.2	195	11	1814	160		\$25	4,001
17.2	1072.5	62	4988	80		\$138	11,004
Eólica (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	2312	119	775	7	43	\$5,129	33,529
19.5	1683	86	366	4		\$3,734	15,834
19.5	3958	203	358	2		\$8,781	15,488
19.5	1054	54	167	3		\$2,339	7,225
19.5	4198	215	2333	11		\$9,314	100,932
17.2	2312	134	879	7		\$5,815	38,012
17.2	1683	98	415	4		\$4,233	17,952
17.2	3958	230	406	2		\$9,955	17,559
17.2	1054	61	189	3		\$2,652	8,191
17.2	4198	244	2645	11		\$10,560	114,429
Geotérmica (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	2460	126	1450	11	4	\$523	6,010
19.5	4272	219	1800	8		\$908	7,461
19.5	4550	233	800	3		\$967	3,316
19.5	11041	566	6750	12		\$2,347	27,979
19.5	2700	138	450	3		\$574	1,865
19.5	2608	134	750	6		\$554	3,109
19.5	17588	902	6350	7		\$3,739	26,321
17.2	2460	143	1644	11		\$593	6,814
17.2	4272	248	2041	8		\$1,030	8,459
17.2	4550	265	907	3		\$1,096	3,759
17.2	11041	642	7653	12		\$2,661	31,721
17.2	2700	157	510	3		\$651	2,115
17.2	2608	152	850	6		\$628	3,525
17.2	17588	1023	7199	7		\$4,239	29,841
Hidroeléctrica (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	1609	83	600	7	9	\$702	5,105
19.5	6159	316	3600	11		\$2,687	30,628
19.5	1609	83	700	8		\$702	5,955
19.5	1609	83	300	4		\$702	2,552
19.5	758	39	10	0		\$331	85
19.5	1239	64	400	6		\$541	3,403
19.5	6825	350	2600	7		\$2,977	22,120
17.2	1609	94	680	7		\$796	5,787
17.2	6159	358	4081	11		\$3,046	34,723
17.2	1609	94	794	8		\$796	6,752
17.2	1609	94	340	4		\$796	2,894
17.2	758	44	11	0		\$375	96
17.2	1239	72	453	6		\$613	3,858
17.2	6825	397	2948	7		\$3,376	25,078
Solar (con factor de capacidad)							
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GW	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar
19.5	4365	224	2600	12	108	\$24,168	280,733
19.5	1332	68	600	9		\$7,373	64,785
19.5	4457	229	800	3		\$24,680	86,380
19.5	758	39	400	10		\$4,199	43,190
19.5	758	39	10	0		\$4,199	1,080
19.5	851	44	300	7		\$4,711	32,392
19.5	5123	263	1990	8		\$28,367	214,869
17.2	4365	254	2948	12		\$27,400	318,273
17.2	1332	77	680	9		\$8,359	73,448
17.2	4457	259	907	3		\$27,981	97,930
17.2	758	44	453	10		\$4,760	48,965
17.2	758	44	11	0		\$4,760	1,224
17.2	851	49	340	7		\$5,341	36,724
17.2	5123	298	2256	8		\$32,160	243,602

ANEXO L. Cálculos del monto de inversión sin considerar y considerando factor de carga (Escenario 2, tmca 2.7%).

Fuente: Elaboración propia con datos de ASOLMEX (2018).

Impacto en el PIB y #empleos generados								
Bioenergía (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GB	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	604.5		31	20000	645	1	\$45	28,928
19.5	312		16	2400	150		\$23	3,471
19.5	292.5		15	1600	107		\$22	2,314
19.5	195		10	1600	160		\$14	2,314
19.5	1072.5		55	4400	80		\$80	6,364
17.2	604.5		35	22674	645		\$51	32,796
17.2	312		18	2721	150		\$26	3,935
17.2	292.5		17	1814	107		\$25	2,624
17.2	195		11	1814	160		\$16	2,624
17.2	1072.5		62	4988	80		\$90	7,215
Eólica (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	2312		119	775	7	19	\$2,257	14,753
19.5	1683		86	366	4		\$1,643	6,967
19.5	3958		203	358	2		\$3,864	6,815
19.5	1054		54	167	3		\$1,029	3,179
19.5	4198		215	2333	11		\$4,098	44,411
17.2	2312		134	879	7		\$2,559	16,726
17.2	1683		98	415	4		\$1,863	7,899
17.2	3958		230	406	2		\$4,380	7,726
17.2	1054		61	189	3		\$1,167	3,604
17.2	4198		244	2645	11		\$4,646	50,350
Geotérmica (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	2460		126	1450	11	4	\$505	5,807
19.5	4272		219	1800	8		\$877	7,209
19.5	4550		233	800	3		\$934	3,204
19.5	11041		566	6750	12		\$2,268	27,033
19.5	2700		138	450	3		\$555	1,802
19.5	2608		134	750	6		\$536	3,004
19.5	17588		902	6350	7		\$3,612	25,431
17.2	2460		143	1644	11		\$573	6,584
17.2	4272		248	2041	8		\$995	8,173
17.2	4550		265	907	3		\$1,059	3,632
17.2	11041		642	7653	12		\$2,571	30,648
17.2	2700		157	510	3		\$629	2,043
17.2	2608		152	850	6		\$607	3,405
17.2	17588		1023	7199	7		\$4,095	28,832
Hidroeléctrica (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	1609		83	600	7	3	\$274	1,991
19.5	6159		316	3600	11		\$1,048	11,945
19.5	1609		83	700	8		\$274	2,323
19.5	1609		83	300	4		\$274	995
19.5	758		39	10	0		\$129	33
19.5	1239		64	400	6		\$211	1,327
19.5	6825		350	2600	7		\$1,161	8,627
17.2	1609		94	680	7		\$310	2,257
17.2	6159		358	4081	11		\$1,188	13,542
17.2	1609		94	794	8		\$310	2,633
17.2	1609		94	340	4		\$310	1,129
17.2	758		44	11	0		\$146	38
17.2	1239		72	453	6		\$239	1,505
17.2	6825		397	2948	7		\$1,316	9,780
Solar (sin considerar factor de capacidad)								
tipo cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GW	empleos por millon	total GW a instalar			
19.5	4365		224	2600	12	36	\$8,151	94,682
19.5	1332		68	600	9		\$2,487	21,850
19.5	4457		229	800	3		\$8,324	29,133
19.5	758		39	400	10		\$1,416	14,566
19.5	758		39	10	0		\$1,416	364
19.5	851		44	300	7		\$1,589	10,925
19.5	5123		263	1990	8		\$9,567	72,468
17.2	4365		254	2948	12		\$9,241	107,343
17.2	1332		77	680	9		\$2,819	24,771
17.2	4457		259	907	3		\$9,437	33,029
17.2	758		44	453	10		\$1,605	16,514
17.2	758		44	11	0		\$1,605	413
17.2	851		49	340	7		\$1,801	12,386
17.2	5123		298	2256	8		\$10,847	82,159

Impacto en el PIB y #empleos generados								
Bioenergía (con factor de capacidad)								
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GB	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	604.5		31	20000	645	2	\$77	49,593
19.5	312		16	2400	150		\$40	5,951
19.5	292.5		15	1600	107		\$37	3,967
19.5	195		10	1600	160		\$25	3,967
19.5	1072.5		55	4400	80		\$136	10,910
17.2	604.5		35	22674	645		\$87	56,224
17.2	312		18	2721	150		\$45	6,747
17.2	292.5		17	1814	107		\$42	4,498
17.2	195		11	1814	160		\$28	4,498
17.2	1072.5		62	4988	80		\$155	12,369
Eólica (con factor de capacidad)								
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	2312		119	775	7	50	\$5,872	38,385
19.5	1683		86	366	4		\$4,275	18,127
19.5	3958		203	358	2		\$10,053	17,731
19.5	1054		54	167	3		\$2,678	8,271
19.5	4198		215	2333	11		\$10,663	115,550
17.2	2312		134	879	7		\$6,657	43,517
17.2	1683		98	415	4		\$4,846	20,551
17.2	3958		230	406	2		\$11,397	20,102
17.2	1054		61	189	3		\$3,036	9,377
17.2	4198		244	2645	11		\$12,089	131,001
Geotérmica (con factor de capacidad)								
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	2460		126	1450	11	5	\$597	6,860
19.5	4272		219	1800	8		\$1,037	8,516
19.5	4550		233	800	3		\$1,104	3,785
19.5	11041		566	6750	12		\$2,679	31,936
19.5	2700		138	450	3		\$655	2,129
19.5	2608		134	750	6		\$633	3,548
19.5	17588		902	6350	7		\$4,267	30,044
17.2	2460		143	1644	11		\$677	7,778
17.2	4272		248	2041	8		\$1,175	9,655
17.2	4550		265	907	3		\$1,251	4,291
17.2	11041		642	7653	12		\$3,037	36,207
17.2	2700		157	510	3		\$743	2,414
17.2	2608		152	850	6		\$717	4,023
17.2	17588		1023	7199	7		\$4,838	34,061
Hidroeléctrica (con factor de capacidad)								
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	1609		83	600	7	10	\$865	6,288
19.5	6159		316	3600	11		\$3,310	37,729
19.5	1609		83	700	8		\$865	7,336
19.5	1609		83	300	4		\$865	3,144
19.5	758		39	10	0		\$408	105
19.5	1239		64	400	6		\$666	4,192
19.5	6825		350	2600	7		\$3,668	27,249
17.2	1609		94	680	7		\$980	7,129
17.2	6159		358	4081	11		\$3,753	42,775
17.2	1609		94	794	8		\$980	8,317
17.2	1609		94	340	4		\$980	3,565
17.2	758		44	11	0		\$462	119
17.2	1239		72	453	6		\$755	4,753
17.2	6825		397	2948	7		\$4,158	30,893
Solar (con factor de capacidad)								
Tipo de cambio	Impacto PIB (millones pesos)	Impacto PIB (millones de usd) por 1 GW	# empleos por 1 GW	empleos por millon	total GW a instalar	Impacto PIB por GW a instalar	Empleos por GW a instalar	
19.5	4365		224	2600	12	122	\$27,316	317,300
19.5	1332		68	600	9		\$8,334	73,223
19.5	4457		229	800	3		\$27,895	97,631
19.5	758		39	400	10		\$4,746	48,815
19.5	758		39	10	0		\$4,746	1,220
19.5	851		44	300	7		\$5,324	36,611
19.5	5123		263	1990	8		\$32,062	242,856
17.2	4365		254	2948	12		\$30,969	359,729
17.2	1332		77	680	9		\$9,448	83,014
17.2	4457		259	907	3		\$31,625	110,686
17.2	758		44	453	10		\$5,380	55,343
17.2	758		44	11	0		\$5,380	1,384
17.2	851		49	340	7		\$6,036	41,507
17.2	5123		298	2256	8		\$36,349	275,331

Bibliografía

Capítulo 1

1. The Global Commission on the Economy and Climate (2018). Unlocking the inclusive growth story of the 21st century: Accelerating climate action in urgent times. New Climate Economy.
<https://newclimateeconomy.report/2018/wp-content/uploads/sites/6/2018/09/NCE_2018_FULL-REPORT.pdf>
2. Institute for Economics & Peace (2020) Over one billion people are at threat of being displaced by 2050 due to environmental change, conflict and civil unrest. Institute for Economics & Peace.
<<https://www.economicsandpeace.org/wp-content/uploads/2020/09/Ecological-Threat-Register-Press-Release-27.08-FINAL.pdf>>
3. Strahan, S. E., & Douglass, A. R. (2018). Decline in Antarctic ozone depletion and lower stratospheric chlorine determined from Aura Microwave Limb Sounder observations. *Geophysical Research Letters*.
<<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2017GL074830>>. doi: 10.1002/2017GL074830
4. Naciones Unidas (2015). Acuerdo de París. Naciones Unidas.
<https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf>
5. Naciones Unidas (2019). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Naciones Unidas.
<<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>>
6. Timothy M. Lenton .et al (2020). Climate tipping points – too risky to bet against. *Nature*. <<https://www.nature.com/articles/d41586-019-03595-0>>. doi: 10.1038/d41586-019-03595-0
7. Jeff W. Eerkens. (2010). *The Nuclear Imperative: A Critical Look at the Approaching Energy Crisis (More Physics for Presidents)*. Springer.
8. Rodríguez-Fernández, L., Fernández Carvajal, A. B., & Bujidos-Casado, M. (2020). Allocation of greenhouse gas emissions using the fairness principle: A multi-country analysis. *Sustainability*, 12(14), 5839. MDPI.
<<https://www.mdpi.com/2071-1050/12/14/5839>> doi: 10.3390/su12145839
9. Dellink, R., Lanzi, E. & Chateau, J. The Sectoral and Regional Economic Consequences of Climate Change to 2060. *Environ Resource Econ* 72, 309–363 (2019). Springer Link.
<<https://link.springer.com/article/10.1007/s10640-017-0197-5>>. doi:10.1007/s10640-017-0197-5
10. NOAA (2023, October). Climate at a Glance Global Time Series. NOAA National Centers for Environmental information.

- <<https://www.ncei.noaa.gov/access/monitoring/climate-at-a-glance/global/time-series>>
11. Banco Mundial (2020) Data. Emisiones de CO₂ (Kt). Centro de Análisis de Información sobre Dióxido de Carbono, División de Ciencias Ambientales del Laboratorio Nacional de Oak Ridge. <<https://datos.bancomundial.org/>>
 12. Karol García, (2020). Combustóleo, el doble de caro para producir electricidad. El Financiero.<<https://www.eleconomista.com.mx/empresas/En-Mexico-electricidad-con-combustoleo-cuesta-el-doble-que-generacion-renovable-expertos-20200519-0073.html>>
 13. Tankersley, J. (2021, March). Biden details a \$2 trillion plan to rebuild infrastructure and reshape the economy. The New York Times. <<https://www.nytimes.com/2021/03/31/business/economy/biden-infrastructure-plan.html>>
 14. Diario Oficial de la Federación (2017). Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite el Programa Especial de la Transición Energética. Diario Oficial de la Federación. <http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5484916&fecha=31/05/2017>
 15. Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2016) Protocolo de Kyoto sobre cambio climático (2016). Gobierno de México.<<https://www.gob.mx/semarnat/articulos/protocolo-de-kioto-sobre-cambio-climatico#:~:text=El%20Protocolo%20de%20Kioto%20fue,Unidas%20sobre%20el%20Cambio%20Clim%C3%A1tico>>
 16. O. editors. (2020). 2020 global upstream investments set for 15-year low. Oil&Gas Journal.<<https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14177655/2020-global-upstream-investments-set-for-15year-low>>
 17. National Determined Contributions (2020), Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (Secretaría del Medio Ambiente). <<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC-Eng-Dec30.pdf>>
 18. Sistema de Información Energética (2023) Generación Bruta de CFE más Productores Independientes de Energía (PIE) por tecnología. SIE.<<https://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=cuadro&cvecua=IIIA1C05>>
 19. P.A Newman (et.al) (2008). What would have happened to the ozone layer if chlorofluorocarbons (CFCs) had not been regulated?. Atmospheric Chemistry and Physics. <<https://acp.copernicus.org/articles/9/2113/2009/acp-9-2113-2009.pdf>>
 20. Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (2022). Soberanía energética, autosuficiencia y sustentabilidad. Gobierno de México.<https://conacyt.mx/wp-content/uploads/documentos/Reforma%20El%C3%A9ctrica/PronacesECC_Pol%C3%ADticaEnerg%C3%A9tica_11abril2022.pdf>.
 21. Kristjansdottir, H. (2015). Sustainable energy resources and economics in Iceland and Greenland (2015a ed.). Springer Link.

- <<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-15174-8>>.doi:10.1007/978-3-319-15174-8
22. Orkustofnun. (2020). Data Repository, Energy data. Orkustofnun. <<https://gogn.orkustofnun.is/Talnaefni/OS-2020-T006-01.pdf>>
 23. Valfells August, Fridlesifsson, Ingvar (ibid) (2004). Sustainable Generation and Utilization of energy: the case of iceland. Sidney, Australia: 19th Energy Congress.
 24. Orkustofnun (2021) Primary Energy Use in Iceland 1940-2020. Orkustofnun.<<https://nea.is/the-national-energy-authority/energy-data/data-repository/>>
 25. Orkustofnun (2021). Development of electricity production in Iceland. Orkustofnun.<<https://nea.is/the-national-energy-authority/energy-data/data-repository/>>
 26. Orkustofnun (2020) Development of fuel sales by sector in Iceland. Orkustofnun <<https://nea.is/the-national-energy-authority/energy-data/data-repository/>>
 27. Ministère de la Transition Écologique et de la Cohésion des territoires (2017). Loi de transition énergétique pour la croissance verte. Gouvernement France. <<https://www.ecologie.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>>
 28. IAEA (2023) Sistema de Información sobre Reactores de Potencia (PRIS). IAEA. <<https://www.iaea.org/es/recursos/bases-de-datos/sistema-de-informacion-sobre-reactores-de-potencia-pris>>
 29. PRIS (2019). France Energy Statistics. IAEA. <<https://pris.iaea.org/pris/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=FR>>
 30. Álvaro Hermana Roberto, Larrea Basterra Macarena. (2018). La transición energética en Francia. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto. <<https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orquestra/1642-transicion-energetica-francia>>
 31. Hannah Ritchie, Pablo Rosado (2020) - "France Electricity Mix" Published online at OurWorldInData.org. <<https://ourworldindata.org/electricity-mix>>
 32. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Department for Energy Security & Net Zero (2022) British Energy Security Strategy. GOV.UK. <<https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy>>
 33. Ibeas Cubillo Diego. (2011). Historia de la Electricidad en España. Universidad Carlos III de Madrid.<https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/13718/ResumenCastellano_PFC_Diego_Ibeas_Cubillo.pdf?sequence=1>
 34. The Economist (2021). "Climate change. How Britain decarbonised faster than any other rich country". The Economist. <https://www.economist.com/britain/2021/02/15/how-britain-decarbonised-faster-than-any-other-rich-country?utm_medium=cpc.adword.pd&utm_source=google&ppccampaignID=19495686130&ppcadID=&utm_campaign=a.22brand_pmax&utm_content=conversion.direct-response.anonymous&gad_source=1&gclid=CjwKAEQyLW0BhVBIwKwK8v8b5vYBAAwv>

- d=CjwKCAiAiP2tBhBXEiwACslfnlHWeX-Aol7lEPbs2_8lhmnxBkwPN9sNMHbBidxg
jY7RY3s55VegYRoCYhkQAvD_BwE&gclsrc=aw.ds>
35. HM Treasury. (2020). Carbon Emissions Tax, Consultation. HM Revenue & Customs. HM Treasury.
<https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/902737/Carbon_Emissions_Tax_-_consultation.pdf>
 36. HM Government. (2020). The Future Relationship with the EU: The UK's Approach to Negotiations. United Kingdom: HM Government.
<https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/868874/The_Future_Relationship_with_the_EU.pdf>
 37. IEA (2021). Denmark Energy Generation by source (2020), IEA.<<https://www.iea.org/countries/denmark>>
 38. State of Green (2021). Denmark in the global top three on energy transition. State ofGreen.<<https://stateofgreen.com/en/news/denmark-in-global-top-three-on-energy-transition/>>
 39. Danish Energy Agency (2015). The Danish Energy Model: innovative, efficient and sustainable. Danish Energy Agency.<https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/the_danish_energy_model.pdf>
 40. World Economic Forum (2021, April), Fostering Effective Energy Transition. World Economic Forum.
<https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf>
 41. Cucchiella, F., D'Adamo, I., Gastaldi, M. et al. (2017) A comparison of environmental and energetic performance of European countries: A sustainability index. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78. pp. 401-413. ISSN 1364-0321
 42. Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico (2022). Centrales Nucleares en España. Ministerio para la Transición Energética.<<https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx>>
 43. Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico (2018). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.
<<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>>
 44. United Nations (2021). Sources, effects and risks of ionizing radiation.UNSCEAR 2020/2021. Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation.
<<https://www.unscear.org/unscear/en/areas-of-work/fukushima-report-faq>>
 45. Sturm, Christine (2020). Inside the Energywende: Twists and Turns on Germany's Soft Energy Path. Spring Link. <<https://doi.org/10.1007/978-3-030-42730-6>>
doi: 10.1007/978-3-030-42730-6
 46. Ivannova Ana (2022). Germany connects 1 GW of wind, solar to the grid in september. *Renewables*

- Now.<<https://renewablesnow.com/news/germany-connects-1-gw-of-wind-solar-to-the-grid-in-sept-803003/>>
47. German Federal Statistics Office (2020). Gross Electricity Production Germany 2020.<https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Energy/_Graphic/_Interactive/electricity-production-renewable-energy.html;jsessionid=B56A3515288FD2A7AA5009479D9BB59E.live731>
 48. Diego Castañeda. (2020). México, la transición energética y las ruedas de la Cuarta Revolución Industrial. Nexos.<https://economia.nexos.com.mx/mexico-la-transicion-energetica-y-las-ruedas-de-la-cuarta-revolucion-industrial/#_ftn7>
 49. Diego Castañeda. (2021). México y la historia de sus transiciones energéticas. 14, Nexos.<<https://economia.nexos.com.mx/mexico-y-la-historia-de-sus-transiciones-energeticas/#comment-549>>
 50. Leslie Hook, Henry Sanderson (2021) How the race for renewable energy is reshaping global politics. The Financial Times.<<https://www.ft.com/content/a37d0ddf-8fb1-4b47-9fba-7ebde29fc510>>
 51. Mendiola Varelia. (2021). Make Mexico's Power Sector Great Again, Quantifying the losses of Mexico's recent shift in the power sector, and what to do about it.. United States: Harvard Kennedy School.
 52. (Pérez Carlota, 2005). 2005 "Revoluciones tecnológicas y paradigmas tecno-económicos". Tecnología y Construcción. Vol. 21, n.º 1, Caracas, abril
 53. International Renewable Energy Agency. (2019). A new world: The Geopolitics of the Energy Transition. Global Commission on The Geopolitics of Energy Transformation.<http://geopoliticsofrenewables.org/assets/geopolitics/Reports/wp-content/uploads/2019/01/Global_commission_renewable_energy_2019.pdf>
 54. Ramírez Treviño, Alfredo Sánchez Núñez, Juan Manuel, & García Camacho, Alejandro (2004). El Desarrollo Sustentable: Interpretación y Análisis. Revista del Centro de Investigación. Universidad La Salle, 6(21),55-59. ISSN: 1405-6690. <<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=34202107>>.
 55. Auffhammer, Maximilian (2018). Quantifying Economic Damages from Climate Change. Journal of Economic Perspectives, 32 (4): 33-52.<<https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/jep.32.4.33>>
 56. Solomon Hsiang, Robert Kopp, Amir Jina, James Rising. (2017). Estimating economic damage from climate change in the United States. American Association for The Advance of Science.<<https://science.sciencemag.org/content/356/6345/1362.full>>
 57. IRENA. (2013). IRENA-GWEC: 30 years of policies for Wind Energy: Lessons from Denmark.<https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Denmark.pdf?la=en&hash=C14BEEC4FFEEBA20B2B1928582AA23931F092F48#:~:text=The%20history%20of%20wind%20energy,supply%20based%20on%20imported%20oil>

58. Johansen, K. (2021). Wind Energy in Denmark: A Short History [History]. IEEE Power and Energy Magazine, 19(3), 94–102. doi:10.1109/mpe.2021.3057973

Capítulo 2

1. Secretaría de Energía. (2020). El Gobierno de México fortalece el Sistema Eléctrico Nacional. 2021, Gobierno de Mexico.<<https://www.gob.mx/sener/articulos/el-gobierno-de-mexico-fortalece-el-sistema-electrico-nacional>>
2. Gobierno de México (2021). Área Pública del Sistema de Información del Mercado (SIM), del Gobierno de México.<<https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>>
3. CENACE (2018). ¿Sabes qué es el Mercado Eléctrico Mayorista?, Gobierno de México.<<https://www.gob.mx/cenace/articulos/sabes-que-es-el-mercado-electrico-mayorista?idiom=es>>
4. CENACE (2021). Estimación de la Demanda Real. Gobierno de México.<<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EstimacionDemandaReal.aspx>>
5. Wionczek, M. S. (1965). The State and the Electric-Power Industry in Mexico, 1895–1965. Business History Review.<<https://sci-hub.se/https://doi.org/10.2307/3112602>>.doi:10.2307/3112602.
6. Comisión Federal de Electricidad (2022). *Historia de la CFE*. CFE.<<https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx>>
7. Fragoso, O. O (2021). Historia de la industria eléctrica mexicana. Siempre! Presencia de México.<<http://www.siempre.mx/2021/12/historia-de-la-industria-electrica-mexicana/>>
8. Dwyer, J. J. (Ed.). (2012). *Fueling Mexico: Energy and Environment, 1850–1950* (Vol. 79, Núm 3, pp 534–535). The Americas, Cambridge.<<https://muse.jhu.edu/pub/122/article/861231/pdf>>
9. Braun, E. (2003). *Electromagnetismo: de la ciencia a la tecnología*. Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa.<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/112/htm/sec_25.htm>
10. Ramos Gutiérrez, L. de J., & Montenegro Fragoso, M. (2012). Las centrales hidroeléctricas en México: pasado, presente y futuro. Tecnología y Ciencias del Agua. vol III. Num 2. <<https://www.scielo.org.mx/pdf/tca/v3n2/v3n2a7.pdf>>

11. Centro de Investigación en Política Pública (2020). Cambio de criterios en el despacho eléctrico, 2021.
IMCO.<<https://imco.org.mx/cambiar-el-criterio-de-despacho-del-mercado-electrico-mayorista-abona-a-un-entorno-de-incertidumbre-en-detrimento-de-la-competitividad-del-sector-y-del-pais/>>
12. Secretaría de Energía (2022). Nuevo Esquema del Sistema Eléctrico Nacional, Presentación n1.
SENER.<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/700083/Presentacion_n1.pdf>
13. Secretaría de Energía (2015). Contratos Legados para el suministro básico.
SENER.<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258356/Nota_explicativa_contratos_legados.pdf>.
14. Peters, Roger, Cherise Burda (2007), The Basics on Base Load: Meeting Ontario's Base Load Electricity Demand with Renewable Power Sources. Pembina Institute.
<<https://web.archive.org/web/20130213012218/http://pubs.pembina.org/reports/TheBasicsOnBaseload.pdf>>.
15. NREL (2023). Costs Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update.
NREL.<https://www.nrel.gov/research/publications.html?utm_medium=print&utm_source=corporate&utm_campaign=pubs>.
16. Secretaría de Energía (2021). Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021 a 2035. Gobierno de México.
<<https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-276178>>
17. Cámara de Diputados del H.Congreso de la Unión (2015). Ley de Transición Energética. Diario Oficial de la Federación.
<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
18. Cámara de Diputados (2014, Agosto). Ley de la Industria Eléctrica (L.I.E), Reformada. Gobierno de México.
<<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>>
19. Arturo Solís. (2021). Guía Forbes para entender la reforma eléctrica de AMLO, 2021. Forbes Mexico.<<https://www.forbes.com.mx/politica-guia-reforma-electrica-congreso/>>
20. Cámara de Diputados (2021, Febrero). Iniciativa con Proyecto de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Industria Eléctrica, para trámite preferente. Oficio No. SG/UE/230/293/21. Gobierno de México.<https://archivos.diputados.gob.mx/portalHCD/archivo/INICIATIVA_REFERENTE_01FEB21.pdf>
21. Centro Nacional de Control de Energía. (2021). Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021 a 2035. Secretaría de Energía.
22. Solis Rojas Ana Paula (2012). La generación eléctrica en México: una aproximación cuantitativa, 1880-1930.<https://www.ub.edu/geocrit/Simposio/cSolis_Lageneracion.pdf>

23. Asociación Mexicana de Energía Eléctrica. (2015). Transición Energética: elemento clave frente al cambio climático. Asociación Mexicana de Energía Eléctrica.<https://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion2_071015.pdf >
24. Hernández, E. (2022). CRE da luz verde a la planta solar de Puerto Peñasco. Forbes.<<https://www.forbes.com.mx/cre-da-luz-verde-a-la-planta-solar-de-puerto-penasco/>>
25. Espinosa, C. A. (2022). *Presentan Plan Sonora en COP27*. El Economista. <<https://www.economista.com.mx/estados/Presentan-Plan-Sonora-en-COP27-20221113-0066.html>>
26. COP27 (2022). *Four Initiatives Launched During COP27's Solutions Day*. COP27. <<https://cop27.org/#/news/257/Four%20Initiatives%20Launched%20Duri>>
27. IMCO Staff. (2022). *México anuncia el incremento de sus compromisos climáticos en la COP 27*. IMCO Centro de Investigación de Política Pública. <<https://imco.org.mx/mexico-anuncia-el-incremento-de-sus-compromisos-climaticos-en-la-cop-27/>>
28. IMCO Staff. (2021). *Entre 2021 y 2024, la CFE tendría costos adicionales hasta por 382.4 MMDP*. Centro de Investigación de Política Pública.<<https://imco.org.mx/entre-2021-y-2024-la-cfe-tendria-costos-adicionales-hasta-por-382-8-mmdp/>>
29. Diario Oficial de la Federación (2020). *Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Secretaría de Gobernación*. Secretaría de Gobernación. <https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020>
30. Secretaria de Hacienda y Crédito Público (2022), *Proyecto de Presupuestos de Egresos de la Federación 2022, Tomo VII Empresas Productivas del Estado*. Gobierno de México. <<https://www.ppef.hacienda.gob.mx/es/PPEF2022/tomoVII>>
31. Proyectos México (2023). *Planeación Nacional, ¿Cómo invertir?*. Proyectos México.<<https://www.proyectosmexico.gob.mx/como-invertir-en-mexico/planeacion-nacional/>>
32. Proyectos México (2020). *Diseño, Construcción, Equipamiento, Instalación, Operación y mantenimiento de una central fotovoltaica en el Estado de Tlaxcala*. Proyectos México: Oportunidades de Inversión.<https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/707-cena-ce-subasta-electrica-de-largo-plazo-2017-calpulalpan/#popme>
33. De la Luz Degante, G. (2020). *De cultivos a celdas solares; “privatizan” la tierra con renta a extranjeros*. La Jornada de Oriente.<<https://www.lajornadadeoriente.com.mx/tlaxcala/de-cultivos-a-celdas-solares-1/>>

34. Medinilla, M. (2022). *Engie terminó la construcción de su parque solar más grande en México*. Energía Estratégica. <<https://www.energiaestrategica.com/engie-termino-la-construccion-de-su-parque-solar-mas-grande-en-mexico/>>

Capítulo 3

1. Comisión Federal de Electricidad (2022). *Presentación a Inversionistas 2o trimestre 2022*. CFE. <<https://www.cfe.mx/finanzas/financiamiento-financiamiento/Quarterly%20Investor%20Presentations%20Doc/2022/2022%20Presentacion%20a%20Inversionistas2Q22vf.pdf>>
2. CFE (2023) *Presentación a Inversionistas 3er trimestre 2023*. CFE. <<https://www.cfe.mx/finanzas/financiamiento-financiamiento/Quarterly%20Investor%20Presentations%20Doc/2023/311023%20Presentacion%20a%20Inversionistas3Q23.pdf>>
3. Department of Energy (2021). *Clean Energy*. ENERGY.GOV. <<https://www.energy.gov/clean-energy>>
4. SEMARNAT (2020) *Inventario Nacional de Energías Limpias*. Gobierno de México. <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/compendio_2020/dgeiawf.semarnat.gob.mx_8080/approot/dgeia_mce/html/RECUADROS_INT_GLOS/D2_ENERGIA/D2_ENERGIA03/D2_R_ENERGIA03_03.htm>
5. Comisión para el Diálogo con los Pueblos Indígenas de México (2015). *La energía eólica en México: Una perspectiva social sobre el valor de la tierra*. Secretaría de Gobernación. <<https://www.gob.mx/segob/documentos/la-energia-eolica-en-mexico-una-perspectiva-social-sobre-el-valor-de-la-tierra>>
6. Secretaría de Energía (2018). *Inventario Nacional de Energías Renovables*. <<https://de.sre.gob.mx/capacidades/objetivos-de-desarrollo-sostenible/energ%C3%ADa-asequible-y-no-contaminante/secretaria-de-energia/inventario-nacional-de-energias-renovables-inere>>
7. ProMéxico (J.Santiago Rodríguez Suárez, Emmanuel Espinoza Navarrete), GIZ (Joscha Rosenbusch, Hermilio O.Ortega Navarro), IER (Dr.Manuel Martínez Fernández, Dra. Karla G. Cedano Villavicencio, Miriam M. Armenta). (2017). *La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México*. ProMéxico.
8. Global Energy Network Institute (2011). *Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies*. GENI. <www.geni.org>
9. Alejandro Limón Portillo. (2019). *Energía solar en México: su potencial y*

- aprovechamiento, de Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, A. C.<<https://ciep.mx/energia-solar-en-mexico-su-potencial-y-aprovechamiento/>>
10. J.F. Manwell, J.S. McGowan, A.L. Rogers. (2002). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley.
 11. Pablo Cobreiro Rodríguez, N. J. S. (2014). *Aerogeneradores (I): funcionamiento y marco normativo de prevención de riesgos laborales*. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo.<<https://www.aeelica.org/uploads/documents/10170-aerogeneradores-i-funcionamiento-y-marco-normativo-de-prevencion-de-riesgos-laborales.pdf>>
 12. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2023). *How Electricity is Generated*. Energy.gov.<<https://www.energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>>
 13. CIAE (2020), *Energía Hidráulica, Energía Renovable*.<<https://www.youtube.com/watch?v=BMNz0Z6uvGY&t=53s>>
 14. Zepeda Ortega, Miguel (2021). *Estado actual de la energía mareomotriz en México*. Instituto Politécnico Nacional, ESIME.<<https://tesis.ipn.mx/handle/123456789/29110>>
 15. CIAE (2020). *Energía Biomasa, Energía Renovable*. CIAE.
 16. Adrian Whiteman, Dennis Akande, Nazik Elhassan, Gerardo Escamilla, Arvydas Lebedys, Iana Arkhipova. (2022). *Renewable Capacity Statistics 2021*. International Renewable Energy Agency.<https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf>
 17. Luis C. Gutiérrez-Negrín, José Manuel Romo-Jones, Georgina Izquierdo-Montalvo, and Ismael Canchola-Félix. (2022). *2021 Mexico Country Report*. IEA Geothermal.
 18. Biekmann, C. (2021). *Mexico's Geothermal Potential Remains Untapped*. Mexico Business.<<https://mexicobusiness.news/energy/news/mexicos-geothermal-potential-remains-untapped>>
 19. Gutiérrez-Negrín, L. C. A., Félix, I. C., Romo-Jones, J. M., & Quijano-León, J. L. (2021). *Geothermal energy in Mexico: update and perspectives*. Geothermal-energy.org, pag 11.<<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01004.pdf>>
 20. U. S Department of Energy. *Geothermal Electricity Production Basics*. NREL Transforming Energy.<<https://www.nrel.gov/research/re-geo-elec-production.html>>
 21. U. S Department of Energy. *Geothermal Energy Basics*, NREL Transforming Energy. <<https://www.nrel.gov/research/re-geothermal.html>>
 22. CFE. (2022). *México: Potencia en geotermia*. Comisión Federal de Electricidad. <<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2502>>

23. Archer, D. (2012). *Global Warming: Understanding the Forecast*. ISBN 978-0-470-94341-0.
24. Secretaría de Energía (2012), Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente, Diario Oficial de la Federación, 26 de septiembre de 2012.<<http://www.cre.gob.mx/documento/2300.pdf?>>
25. Beltrán L., Contreras C., Valenzuela J. M., Dávila M., Arévalo V., Jiménez O., Medina E., Cuevas O., Ortega H. (2012), Atlas de almacenamiento geológico de CO2 MÉXICO, Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad, México
26. García, A. (2020). *La energía nuclear salvará el mundo*. Editorial Planeta.
27. Consejo de Seguridad Nuclear (2020). Informe del Consejo de Seguridad Nuclear al Congreso de los Diputados y al Senado.<[https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe+anual+2020+\(resumen\)/05387899-4d97-3c09-4a08-79a5ba19b4b9](https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe+anual+2020+(resumen)/05387899-4d97-3c09-4a08-79a5ba19b4b9)>
28. CFE (2021), En relación con la información falsa publicada por el diario El País sobre los depósitos de residuos de la central nucleoelectrónica Laguna Verde. CFE. <<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2210>>
29. Servicio Geológico Mexicano (2017). Energía Nuclear. Gobierno de México. <https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Energia-nuclear.html >
30. Comisión Federal de Electricidad (1998), Manifestación de Impacto Ambiental modalidad particular (MIA-P) del proyecto “Construcción, operación y mantenimiento el almacén ADYR 2”, <<https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/ver/estudios/2022/30VE2022ID118.pdf>>
31. Lezama Palma Ariadna (2013). Madres veracruzanas contra Laguna verde cumplen 26 años de lucha y protestas. Al Calor Político. <<https://www.alcalorpolitico.com/informacion/madres-veracruzanas-contrala-laguna-verde-cumplen-26-anos-de-lucha-y-protestas-110394.html>>
32. CNSNS (2017). Informe anual de resultados. Sistema Nacional de Vigilancia Radiológica Ambiental. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/315718/Informe_SINVRA_2017_vf.pdf>
33. Piaz, A. G (2020). Nuclear power controversies in Mexico. PAAKAT: Revista de Tecnología y Sociedad, 10(18), 1-20.<<https://doi.org/10.32870/pk.a10n18.427>>
34. J.H Alpízar (2005), Pesadilla Nuclear en México, Observatorio Latinoamericano de Conflictos Ambientales. <<https://olca.cl/oca/nuclear/nuclear022.htm>>
35. Dan Murtaug, Krystal Chia. (2021). China's Climate Goals Hinge on a \$440 Billion Nuclear Buildout. Bloomberg.<<https://www.bloomberg.com/news/features/2021-11-02/china-climate-goals-hinge-on-440-billion-nuclear-power-plan-to-rival-u-s>>
36. NIF (2021) Bringing Star Power to Earth. The National Ignition Facility. <https://mipse.eecs.umich.edu/files/Dunne_presentation.pdf>

37. IRENA. (2020). Green hydrogen cost reduction. International Renewable Energy Agency.<<https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>>
38. Gamillo, E. (2022). China's Artificial Sun Just Broke a Record for Longest Sustained Nuclear Fusion. Smithsonian Magazine.<<https://www.smithsonianmag.com/smart-news/chinas-artificial-sun-reactor-broke-record-for-nuclear-fusion-180979336/>>
39. The World Bank. (2022). Offshore Wind Technical Potential: Potential, Analysis and Maps. ESMAP.
<https://esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps>
40. ESMAP (2022). Offshore Wind Technical Potential in Mexico. ESMAP.
<<https://documents1.worldbank.org/curated/en/540571586840981675/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Mexico-Map.pdf>>
41. ESMAP, Vortex (2022), Global Wind Atlas, ESMAP.<<https://globalwindatlas.info/en/area/Mexico>>
42. ESMAP, Solargis (2022), Global Solar Atlas, ESMAP.
<<https://globalsolaratlas.info/download/mexico>>
43. NREL (2022). Mexico Clean Energy Report. NREL.
<<https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/82580.pdf>>
44. Secretaría de Energía. (2018). Inventario Nacional de Energías Limpias. Gobierno de México.<<https://www.gob.mx/sener/articulos/inventario-nacional-de-energias-limpias?idiom=es>>
45. International Energy Agency (2021), The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transition. IEA.<<https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>>

Capítulo 4

1. International Energy Agency (2020). Projected Costs of Generating Electricity. IEA.<<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>>
2. Benjamin K. Sovacool, Jinsoo Kim, Minyoung Yang, The hidden costs of energy and mobility: A global meta-analysis and research synthesis of electricity and transport externalities, Energy Research & Social Science, Volume 72, 2021, 101885, ISSN 2214-6296.<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620304606>>.doi:10.1016/j.erss.2020.101885.
3. Laura Elena Sanchez Hernandez et al. (2011), Externalidades de la generación de electricidad y el cambio climático. Boletín IIE, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.<https://silo.tips/download/en-este-articulo-se-presenta-el-concepto-de-externalidades-y-los-resultados#google_vignette>
4. United Nations Economic Commission for Europe. (2021). Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. Estados Unidos de América: United Nations. <<https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>>
5. IRENA (2017). ENERGY AND LAND USE. International Renewable Energy Agency.<<https://knowledge.unccd.int/sites/default/files/2018-06/2.%20Fritsche%20Bet%20Bal%20B%282017%29%20Energy%20Band%20Land%20Use%20-%20BGLO%20paper-corr.pdf>>
6. Matthew Walter, Roxana Munoz, Cristiane Spercel. (2021). Las sequías y el estrés hídrico en México afectarán las industrias de alto consumo de agua. 2022. Moody's Investors Service.<https://www.moody.com/research/Moodys-Droughts-and-water-stress-in-Mexico-set-to-impact--PBC_1299453?cid=YJZ7YNGSROZ5414>
7. Valle Pereña, Julio Alberto. (2012). Metodología para valorar externalidades asociadas con la generación de electricidad en México. Diario Oficial de la Federación.<https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5282384&fecha=14/12/2012#:~:text=Externalidades%3A%20Son%20los%20impactos%20positivos,corto%2C%20mediano%20y%20largo%20plazo>.

Capítulo 5

1. Asociación Mexicana de Hidrógeno (2022) Hidrógeno verde: el vector energético para descarbonizar la economía de México. H2 México. <https://h2mex.org/wp-content/uploads/HidrogenoVerde_Estudio_H2mex.pdf>
2. Banco Mundial (2022). PIB (US\$ a precios actuales) - México. Data. <<https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=MX>>
3. IEA. (2021). Electricity Generation by Source, Mexico. 2022, de International Energy Agency. <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>>
4. IEA (2021) Net Zero by 2050: A roadmap for the Global Energy Sector. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf>
5. IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023. International Energy Agency. <<https://h2mex.org/wp-content/uploads/GlobalHydrogenReview2023.pdf>>
6. IRENA. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2020. International Renewable Energy Agency. <<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020> >
7. IRENA. (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. International Renewable Energy Agency. <<https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>>
8. IRENA. (2019). Future of solar photovoltaic. IRENA. <<https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>>
9. U.S. Energy Information Administration. (2021). Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends (42). Washington, DC 20585: U.S. Department of Energy.
10. REN21 (2022). Time to Build Renewable Energy Projects. REN21. <<https://www.ren21.net/gsr-2022/>>
11. Alianza Energética Energiepartnerschaft, Cooperación alemana Deutsche Zusammenarbeit. (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. <https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidrogeno_AE_Tomo_VI.pdf>
12. Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (2018). Estudio de energías limpias en México 2018-2032. Asolmex. <<https://asolmex.org/GSD/Estudio-Energias-Limpias-Mexico-2018-2032.pdf>>

13. Day, Paul (2023) Nuclear life extension plans tested by obsolete components. Reuters.<<https://www.reuters.com/business/energy/nuclear-life-extension-plans-tested-by-obsolete-components-2023-04-05/>>
14. U.S. Energy Information Administration. (2021). En Annual Energy Outlook 2021 (21). Washington, DC 20585: U.S. Department of Energy.
15. U.S Energy Information Administration. (2021). Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021. 2022, de EIA. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>
16. Max Tingyao Lin. (2022). China continues strong renewables policy support after record PV, offshore wind power expansion in 2021, de IHS Markit. <<https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/china-continues-strong-renewables-policy-support-after-record-.html>>
17. Secretaría de Energía (2018). Reporte de Avances de Energías Limpias en la Matriz Energética. Secretaria de Energia. <<https://www.gob.mx/sener/documentos/informe-sobre-la-participacion-de-las-energias-renovables-en-la-generacion-de-electricidad-en-mexico-al-30-de-junio>>
18. Adrijana Buljan. (2022). RVO Drafts Massive Offshore Wind-to-Hydrogen Scenario for the Netherlands. 2022, de offshorewind.biz.<<https://www.offshorewind.biz/2022/02/28/rvo-drafts-massive-offshore-wind-to-hydrogen-scenario-for-the-netherlands/>>
19. Gustavo ALONSO, J. R. R. y. J. C. P. (2010). Energía nuclear en México, como alternativa para la reducción de emisiones de CO2. Revista internacional de contaminación ambiental. ISSN 0188-4999.<https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-49992011000300012>
20. International Atomic Energy Agency. (2018). World Distribution of Uranium Deposits (UDEPO). IAEA.<https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TE1843_web.pdf>
21. Alianza Energética Energiepartnerschaft, Cooperación alemana Deutsche Zusammenarbeit. (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación.<https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidrógeno_AE_Tomo_VI.pdf>
22. NREL (2021). Annual Technological Baseline. 2021 Electricity ATB Technologies and Data Overview. <<https://atb.nrel.gov/electricity/2021/index>>
23. NREL (2021). Annual Technological Baseline. NREL.<<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80095.pdf>>
24. EIA (2022). Electricity. Analysis and Projections. EIA. <<https://www.eia.gov/electricity/data.php>>
25. U. S Department of Energy. (2022). 2022 Electricity ATB Technologies and Data Overview. NREL. <<https://atb.nrel.gov/electricity/2022/data>>
26. Conacyt, G. de M. (2022). Soberanía energética, autosuficiencia y sustentabilidad.<<https://conacyt.mx/wp-content/uploads/documentos/Refor>>

ma%20El%20C3%A9ctrica/PronacesECC_Pol%20C3%ADticaEnerg%20C3%A9tica_11abril2022.pdf>

27. Agencia de Energía del Estado de Puebla (2022). 10 Preguntas para entender el hidrógeno y por qué es una oportunidad para el Estado de Puebla. H Inicio, Gobierno de Puebla.<https://agenciadeenergia.puebla.gob.mx/images/docs/10_preguntas_para_entender_el_hidrogeno.pdf>
28. Marinero, I. (2022, octubre). Así es el aerogenerador más potente del mundo: sólo 10 turbinas podrían dar luz a todo Cádiz. El Español. <https://www.elspanol.com/omicrono/tecnologia/20221016/aerogenerador-potente-mundo-solo-turbinas-podrian-cadiz/709929362_0.html>
29. Noe Cruz Serrano, E. U. (2022). Fonatur actualizará el costo de construir el Tren Maya. Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción. <<https://www.cmic.org/fonatur-actualizara-costodeconstruir-el-tren-maya/>>
30. Grupo BIMBO (2019). Reconocen a Grupo Bimbo por 2do año como la empresa más comprometida con el uso de energías renovables, BIMBO. <<https://grupobimbo.com/es/prensa/comunicados/medio-ambiente/reconocen-grupo-bimbo-por-2do-ano-como-la-empresa-mas#:~:text=Para%20el%20tercer%20trimestre%20del,Unidos%20en%20ser%20100%25%20renovable>>