



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

**EVALUACIÓN DE ESCENARIOS TECNOLÓGICOS EN LA OFERTA DE
ELECTRICIDAD PARA MÉXICO EN EL LARGO PLAZO**

T E S I S

**QUE OPTA POR EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN ENERGÍA**

PRESENTA:

DAVID CASTREJÓN BOTELLO

TUTOR:

**DR. MANUEL MARTÍNEZ FERNÁNDEZ
CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA**

MÉXICO, D.F. NOVIEMBRE 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

EVALUACIÓN DE ESCENARIOS TECNOLÓGICOS EN LA
OFERTA DE ELECTRICIDAD PARA MÉXICO EN EL LARGO
PLAZO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

P R E S E N T A:

DAVID CASTREJÓN BOTELLO

TUTOR:

DR. MANUEL MARTÍNEZ FERNÁNDEZ

2012



JURADO ASIGNADO:

- Presidente: Dr. Jesús Antonio Del Rio Portilla
- Secretario: Dr. Manuel Martínez Fernández
- Vocal: Dr. Claudia Sheinbaum Pardo
- 1er. Suplente: Dr. Omar Raúl Masera Cerutti
- 2do. Suplente: M. E. Laura Elena Sanchez Hernández

Lugar donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA (CIE-UNAM), TEMIXCO MORELOS MÉXICO.

Tutor de tesis:

DR. MANUEL MARTÍNEZ FERNÁNDEZ

FIRMA

*"Las masas humanas más peligrosas
son aquellas en cuyas venas ha sido inyectado
el veneno del miedo.... del miedo al cambio."*

Octavio Paz (1914-1998)
Poeta y ensayista mexicano

AGRADECIMIENTOS:

- A Dios por permitirnos compartir este maravilloso planeta y darnos la fortaleza para seguir adelante.
- A mis padres y hermanos por su cariño y apoyo incondicional en mi formación humana y profesional.
- A mi esposa y mis hijos por su amor, apoyo y paciencia que me conceden.
- Al Dr. Manuel Martínez Fernández por su contribución al desarrollo y conclusión de este proyecto.
- Al jurado revisor por su valiosa aportación, sugerencias y comentarios para mejorar el presente trabajo.
- A mis compañeros del IIE y amigos por brindarme su amistad, consejos, apoyo y experiencia en todo momento.
- A la UNAM, al CIE y al IIE por la oportunidad que me otorgan para continuar mi preparación profesional.

CONTENIDO

RESUMEN	V
OBJETIVOS	VII
GENERAL	VII
ESPECIFICOS	VII
HIPÓTESIS	VIII
ACRÓNIMOS	IX
UNIDADES	X
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 CAMBIO CLIMATICO	1
1.1.1 Consenso mundial sobre cambio climático	1
1.1.2 Orígenes del cambio climático	1
1.1.3 Escenarios esperados y opciones de mitigación	3
1.2 EL CASO MÉXICO HOY	4
1.2.1 Evidencias del cambio climático	4
1.2.2 El sector energético	5
1.2.3 El sector eléctrico	8
1.3 ESTUDIOS RECIENTES DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE GEI	10
1.3.1 Estudios Internacionales	10
1.3.2 Estudios para México	12
1.3.3 Resumen de estudios	18
2 CONTEXTOS TECNOLÓGICOS ACTUALES Y FUTUROS	20
2.1 ENERGÍA NUCLEAR	20
2.1.1 Descripción	20
2.1.2 Capacidad y potencial	20
2.1.3 Estatus tecnológico y prospectiva	21
2.1.4 Costos actuales y futuros	22
2.1.5 Premisas del bloque unitario para la modelación	22
2.2 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂	23
2.2.1 Descripción	23
2.2.2 Capacidad y potencial	23
2.2.3 Estatus tecnológico y prospectiva	23

2.2.4	Costos actuales y futuros _____	24
2.2.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	25
2.3	HIDROELECTRICIDAD _____	25
2.3.1	Descripción _____	25
2.3.2	Capacidad y potencial _____	26
2.3.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	26
2.3.4	Costos actuales y futuros _____	26
2.3.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	27
2.4	GEOTÉRMICA _____	27
2.4.1	Descripción _____	27
2.4.2	Capacidad y potencial _____	28
2.4.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	28
2.4.4	Costos actuales y futuros _____	28
2.4.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	29
2.5	EÓLICA _____	29
2.5.1	Descripción _____	29
2.5.2	Capacidad y potencial _____	30
2.5.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	30
2.5.4	Costos actuales y futuros _____	31
2.5.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	31
2.6	SOLAR FOTOVOLTAICA _____	31
2.6.1	Descripción _____	32
2.6.2	Capacidad y potencial _____	32
2.6.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	33
2.6.4	Costos actuales y futuros _____	33
2.6.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	34
2.7	SOLAR TERMOELÉCTRICA _____	34
2.7.1	Descripción _____	35
2.7.2	Capacidad y potencial _____	35
2.7.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	35
2.7.4	Costos actuales y futuros _____	36
2.7.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	36
2.8	BIOENERGÍA _____	36
2.8.1	Descripción _____	36
2.8.2	Capacidad y potencial _____	37

2.8.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	37
2.8.4	Costos actuales y futuros _____	37
2.8.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	38
2.9	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA _____	38
2.9.1	Descripción _____	38
2.9.2	Capacidad y potencial _____	39
2.9.3	Estatus tecnológico y prospectiva _____	39
2.9.4	Costos actuales y futuros _____	40
2.9.5	Premisas del bloque unitario para la modelación _____	40
3	MODELO DEL SECTOR ENERGÉTICO _____	42
3.1	PLATAFORMA LEAP _____	42
3.1.1	Descripción _____	42
3.1.2	Ventajas y desventajas de LEAP _____	43
3.1.3	Aceptación internacional _____	43
3.2	MODELO ENERGÉTICO DE MÉXICO _____	43
3.2.1	Descripción _____	43
3.2.2	Estructura _____	44
3.2.3	Operación y resultados que arroja _____	46
3.2.4	Metodología para la estimación de los costos asociados a los escenarios _____	47
4	RESULTADOS EN LA REDUCCION DE EMISIONES DE GEI EN EL SECTOR ELECTRICO DE MEXICO _____	51
4.1	CONTEXTO ECONÓMICO Y DEMOGRÁFICO _____	51
4.1.1	Supuestos básicos _____	51
4.1.2	Contexto económico _____	52
4.1.3	Contexto demográfico _____	54
4.2	CONTEXTO TECNOLÓGICO _____	55
4.2.1	Intensidades energéticas de los sectores _____	55
4.2.2	Propuesta de ahorro de energía y su impacto en la demanda de energéticos _____	57
4.2.3	Cambios tecnológicos en el sector transporte y su impacto en la demanda de energía eléctrica _____	59
4.3	PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS TECNOLÓGICOS Y RESULTADOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN EL SECTOR ELÉCTRICO _____	61
4.3.1	Escenario de Referencia _____	61
4.3.2	Escenario Azul _____	65
4.3.3	Escenario Verde _____	70
4.4	ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESCENARIOS _____	75

4.4.1	Capacidad requerida y generación neta _____	75
4.4.2	Consumo de combustibles _____	78
4.4.3	Emisiones _____	80
4.4.4	Costos _____	81
4.4.5	Implicaciones técnicas y económicas _____	83
4.4.6	Condiciones financieras para la factibilidad de cada escenario _____	84
5	CONCLUSIONES _____	86
	REFERENCIAS _____	88
	ANEXO A - Escenario de desarrollo económico ALTO (DEAlto) _____	i
	A.1 Resultados del escenario Referencia para el DEAlto _____	ii
	A.2 Resultados del escenario Azul para el DEAlto _____	iv
	A.3 Resultados del escenario Verde para el DEAlto _____	v
	A.4 Comparativo de escenarios con DEAlto _____	vii

Evaluación de escenarios tecnológicos para la reducción de emisiones de GEI en la oferta de electricidad de México en el largo plazo

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objetivo evaluar las opciones tecnológicas para mitigar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el sector eléctrico mexicano, para ello se presentan tres escenarios: el primero se establece como escenario de referencia en el que se espera un importante ahorro de energía en los sectores de consumo de energéticos y la introducción de transporte eléctrico por el lado de la demanda, mientras que por el lado de la oferta de energía, se emplean tecnologías de generación de energía eléctrica mediante combustibles de origen fósil (principalmente gas natural y carbón mineral) y cierta participación tendencial de tecnologías de fuentes renovables de energía; el segundo escenario busca reducir las emisiones de GEI en el sector eléctrico empleando energía nuclear y combustibles fósiles con tecnologías que incorporan sistemas de captura y almacenamiento de CO₂; y el tercer escenario busca reducir las emisiones de GEI en el sector eléctrico mediante tecnologías que emplean exclusivamente fuentes renovables de energía. Cabe aclarar que los escenarios presentados no constituyen predicciones de lo que sucederá, sino más bien son un ejercicio académico con un alto grado de incertidumbre, que presenta las visiones de alternativas tecnológicas del sector eléctrico, que conviene evaluar para que puedan servir ahora para auxiliar en la planeación conducente a un desarrollo ambientalmente sustentable en el futuro.

De los resultados se observó que, en el escenario de referencia las emisiones de GEI del sector eléctrico continúan incrementándose, pasando de 124 millones de toneladas de CO₂eq (MMtonCO₂eq) en el 2010 a 531 MMtonCO₂eq en el 2070, aun con un importante ahorro de energía por el lado de la demanda de energía, un sector transporte con tecnologías eléctricas y un sector eléctrico creciendo con mayor proporción de ciclos combinados (tecnología de generación más eficiente actualmente). En el escenario de tecnologías con sistemas de captura de CO₂ y nuclear, las emisiones de GEI se reducen a 53 MMtonCO₂eq en el 2070, sin embargo se debe

considerar los riesgos en el uso de la energía nuclear y la dependencia a los combustibles que en su mayor parte serán importados como en gas natural, carbón y combustible nuclear. En el escenario de fuentes renovables se alcanza un sector eléctrico de cero emisiones y sin dependencia a combustibles de origen fósil, sin embargo deben considerarse los importantes requerimientos de capital para las inversiones requeridas (tanto en generación como en transmisión y sistemas de almacenamiento de energía), las grandes cantidades de terreno que se destinarán a centrales eólicas y solares, cierta capacidad de generación de respaldo en reserva fría (lo que implicaría alguna cantidad de emisiones de GEI), la reducción en la garantía de suministro de electricidad debido a condiciones climáticas adversas, así como el riesgo ambiental por el manejo de aceites térmicos en instalaciones solares y los compuestos químicos utilizados en las baterías.

Se concluye que los problemas técnicos de cada escenario pueden ser resueltos mediante el desarrollo tecnológico, la factibilidad económica de cada escenario se logra mediante algunas condiciones financieras como son: ajustes a la tasa de descuento en las inversiones y/ó bonos de carbono por la reducción de emisiones. Es posible alcanzar un escenario sustentable libre de emisiones de GEI sin incrementar el riesgo energético, mediante una mezcla de tecnologías disponibles y en desarrollo, la tarea más importante es realizar la correcta planeación energética.

OBJETIVOS

GENERAL

Construir y evaluar dos escenarios de opciones tecnológicas para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el sector eléctrico mexicano, uno empleando tecnologías con combustibles de origen fósil y energía nuclear y el otro mediante tecnologías de fuentes renovables de energía.

ESPECIFICOS

- Realizar un diagnóstico sobre las opciones tecnológicas actuales y futuras para la reducción de emisiones de GEI en el sector eléctrico.
- Desarrollo de un modelo del sector energético de México con horizonte a largo plazo, en función del crecimiento económico, que permita estimar la demanda de energéticos y evaluar distintas alternativas tecnológicas.
- Plantear y evaluar un escenario de referencia en el que se lleven a cabo políticas en proceso de implementación como lo son: ahorro de energía, introducción de tecnologías de bajas emisiones de CO₂ en el sector transporte, mejoras en eficiencia de generación eléctrica mediante ciclos combinados y reducción de pérdidas por transmisión y distribución en el sector eléctrico, de acuerdo a la política planteada en la prospectiva del sector eléctrico 2010-2025 de la secretaría de energía (SENER).
- Plantear y evaluar, dos rutas tecnológicas para alcanzar un sector eléctrico bajo en emisiones de GEI, la primera empleando la energía nuclear y combustibles fósiles con tecnologías que integran sistemas de captura y almacenamiento de CO₂. La segunda empleando tecnologías de fuentes renovables de energía.
- Analizar los escenarios para determinar las implicaciones técnicas y las condiciones económicas y financieras para lograr la factibilidad de cada escenario.

HIPÓTESIS

Es factible técnica y económicamente reducir las emisiones de GEI en el sector eléctrico mexicano. Para lograrlo es necesario realizar las siguientes acciones:

1. Reducir la demanda de energía eléctrica mediante políticas de ahorro de energía y reducción de pérdidas de transmisión y distribución, aun considerando que en el sector transporte se introduzcan tecnologías de bajas emisiones de GEI como lo es el transporte eléctrico.
2. Elegir un portafolio tecnológico que incluya las opciones para la reducción de emisiones de GEI en el sector eléctrico. En este trabajo se analizan los escenarios más extremos, por un lado la energía nuclear y combustibles fósiles como son el gas natural y el carbón con tecnologías que incorporan sistemas de captura y almacenamiento de CO₂; por otro lado, las tecnologías de fuentes renovables de energía. Sin embargo, se asume que cualquier proporción en la participación tecnológica que sea elegida, se encuentra dentro de las opciones aquí presentadas.
3. Finalmente, es necesario buscar los mecanismos políticos y financieros para la realización del portafolio tecnológico elegido.

Cabe señalar que los escenarios no constituyen predicciones de lo que sucederá, sino más bien son visiones alternativas que conviene evaluar para que puedan servir para auxiliar la toma de decisiones conducentes al propósito buscado.

ACRÓNIMOS

CCS	Captura y almacenamiento de carbono
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIE	Centro de Investigación en Energía
CMCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO ₂	Dióxido de carbono
CONAPO	Consejo Nacional de Población
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico
CSP	Sistemas de concentración solar termoeléctricos
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IEA	Agencia Internacional de Energía
IEEE	Informe Especial del IPCC sobre escenarios de emisiones
IEO	International Energy Outlook
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INE	Instituto Nacional de Ecología
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
INES	Escala Internacional de Sucesos Nucleares
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning
MCGAO	Modelos de Circulación General Atmósfera-Océano
MEDEC	México: Estudio sobre la Disminución de Emisiones de Carbono
MEM70	Modelo Energético de México al 2070
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos
OMM	Organización Meteorológica Mundial
PEE	Productores Externos de Energía
PIB	Producto Interno Bruto
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
R/P	Reservas entre Producción
SEC	Securities and Exchange Commission
SENER	Secretaría de energía
SMN	Sistema Meteorológico Nacional
TMCA	Tasa Media de Crecimiento Anual
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
WEO	World Energy Outlook

UNIDADES

BTU	Unidad térmica británica
GW	Giga Watts (1×10^9 Watts)
GWh	Giga Watts hora (1×10^9 Watts hora)
kW	Kilo Watts (1×10^3 Watts)
MBD	Miles de barriles por día
MMB	Millones de barriles
MMPC	Millones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
MMton CO ₂ eq	Millones de toneladas de CO ₂ equivalentes
MW	Mega Watts (1×10^6 Watts)
PJ	Petajoules (1×10^{15} joules)
Tg	Tera gramos (1×10^{12} gramos)
TJ	Terajoules (1×10^{12} joules)
TWh	Tera Watts hora (1×10^{12} Watts hora)
USD	Dólares americanos

CAPÍTULO

1 INTRODUCCIÓN

1.1 CAMBIO CLIMATICO

El cambio climático es un fenómeno que se manifiesta de muchas formas, de entre ellas una de las más conocidas y controversiales es el aumento de la temperatura promedio del planeta, directamente vinculado con el incremento en la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, producto de actividades humanas relacionadas con la quema de combustibles fósiles (petróleo crudo, derivados del petróleo crudo, carbón y gas natural), el cambio de uso de suelo (deforestación) y otras actividades (disposición final de residuos, emisiones fugitivas del sector energético, actividades industriales, etcétera). Éste aumento de la temperatura tiene consecuencias en la intensidad de los fenómenos del clima en todo el mundo. (IPCC 2007). Sin embargo hay que tomar en cuenta que es un tema controversial que aún se encuentra en discusión y aceptación por parte de la comunidad científica internacional.

1.1.1 Consenso mundial sobre cambio climático

Al detectar el problema del cambio climático mundial, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) crearon el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) en 1988. La función del IPCC consiste en analizar, de forma exhaustiva, objetiva, abierta y transparente, la información científica, técnica y socioeconómica relevante para entender los elementos científicos del riesgo que supone el cambio climático provocado por las actividades humanas, sus posibles repercusiones y las posibilidades de adaptación y atenuación de este fenómeno. El IPCC basa su evaluación principalmente en la literatura científica y técnica revisada por homólogos y publicada en los diversos medios (IPCC 2011).

1.1.2 Orígenes del cambio climático

El calentamiento del sistema climático es inequívoco, como se evidencia en los aumentos observados de la temperatura promedio mundial del aire y del océano, el deshielo generalizado de glaciares y el aumento del promedio mundial del nivel del mar. Observaciones efectuadas en todos los continentes y en la mayoría de los océanos se manifiesta que numerosos sistemas naturales están siendo afectados por cambios del clima regional, particularmente por el aumento de la temperatura.

La Figura 1.1, muestra los registros instrumentales de la temperatura de la superficie mundial (desde 1850). De los doce últimos años (1995-2006), once figuran entre los doce más cálidos. La tendencia en el incremento de temperatura de los últimos 50 años (1955-2005), es superior a la tendencia correspondiente a los años previos al año 1900 de entre 13.5°C y 14.0°C. Este aumento de temperatura está distribuido por todo el planeta y es más acentuado en las latitudes septentrionales superiores.

El aumento de nivel del mar concuerda con este calentamiento. En promedio, el nivel de los océanos ha aumentado desde 1961 a un promedio de 1.8 mm/año [entre 1.3 y 2.3] y desde 1993 a 3.1 mm/año [entre 2.4 y 3.8] en parte por efecto de la dilatación térmica, el deshielo de glaciares, casquetes de hielo y mantos de hielo polares.

La disminución observada de las extensiones de nieve y de hielo concuerda también con el calentamiento. Datos satelitales obtenidos desde 1978 indican que el promedio anual de la extensión de los hielos marinos árticos ha disminuido en un 2.7% [entre 2.1 y 3.3] por decenio, con disminuciones estivales aún más acentuadas, de 7.4% [entre 5.0 y 9.8] por decenio. (IPCC 2007)

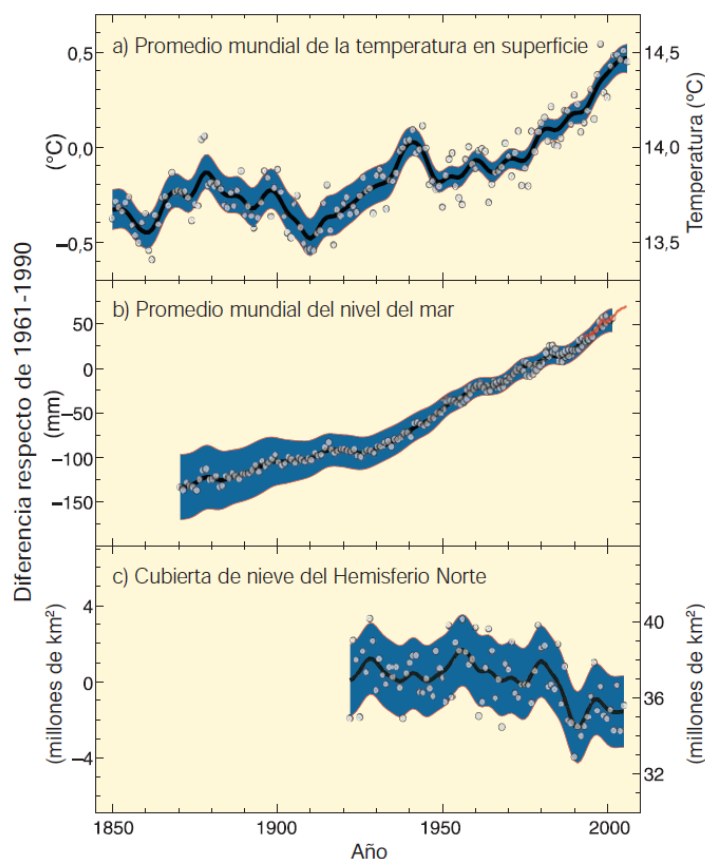


Figura 1.1 Variación observada en: a) promedio mundial de las temperaturas en superficie; b) promedio mundial del nivel del mar a partir de datos mareométricos (azul) y satelitales (rojo); y c) cubierta de nieve del Hemisferio Norte durante marzo-abril. Fuente: (IPCC 2007).

La variación de las concentraciones de GEI y aerosoles en la atmósfera, además de las variaciones de la cubierta terrestre y de la radiación solar, alteran el equilibrio energético del sistema climático. La Figura 1.2, muestra que las emisiones mundiales de GEI por efecto de actividades humanas han aumentado en un 70% entre 1970 y 2004.

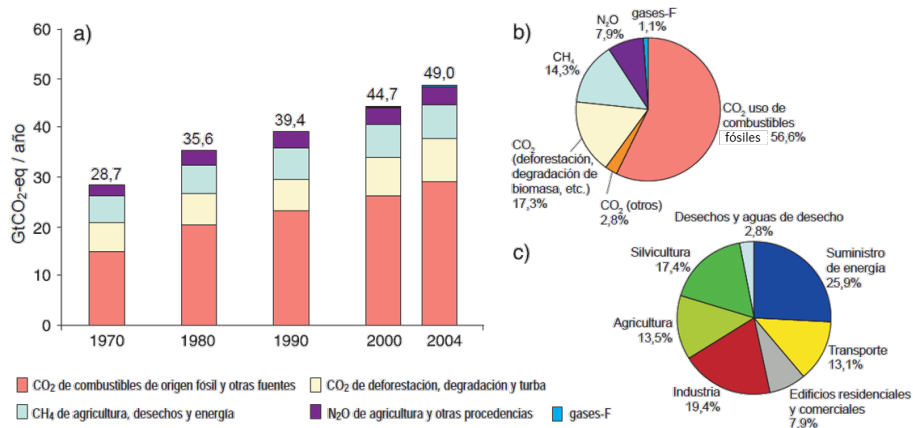


Figura 1.2 a) Emisiones anuales mundiales de GEI de origen antropogénico entre 1970 y 2004. b) Parte proporcional que representan diferentes GEI respecto de las emisiones totales en 2004, en términos de CO₂ equivalente. c) Parte proporcional que representan diferentes sectores en las emisiones totales de GEI en 2004, en términos de CO₂ equivalente. (En el sector silvicultura se incluye la deforestación). Fuente: (IPCC 2007).

El IPCC afirma que el efecto neto de las actividades humanas desde 1850 ha sido un aumento de la temperatura. Esto se debe muy probablemente al aumento observado de las concentraciones de GEI de origen antropogénico. Los principales GEI incluidos en el Anexo A del Protocolo de Kioto y considerados en este estudio son: bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

El sector energético (suministro de energía) contribuye con más de la cuarta parte de las emisiones de GEI a nivel mundial. (IPCC 2007)

1.1.3 Escenarios esperados y opciones de mitigación

El Informe Especial del IPCC (IEEE, por sus siglas en inglés) sobre escenarios de emisiones proyecta un aumento de las emisiones mundiales de GEI de entre 25% y 90% de CO₂eq entre 2000 y 2030, suponiendo que los combustibles de origen fósil mantengan su posición dominante en el conjunto mundial de fuentes de energía hasta 2030 como mínimo.

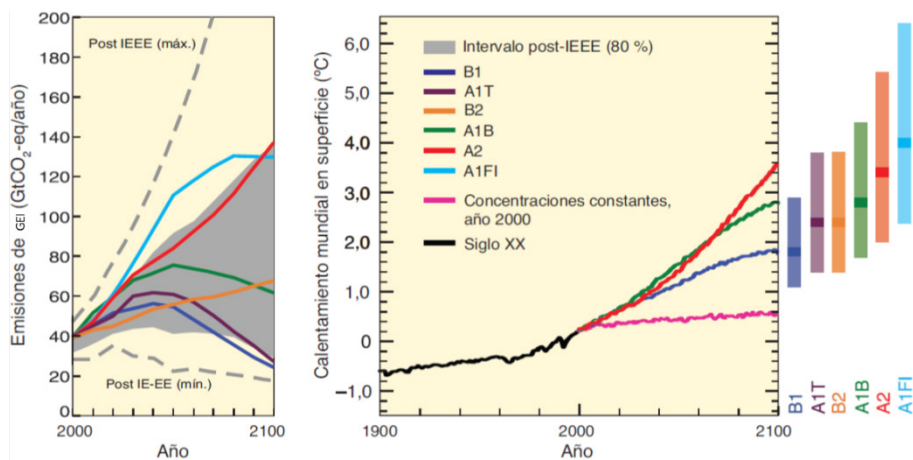


Figura 1.3 Escenarios de emisiones de GEI entre 2000 y 2100 (en ausencia de políticas climáticas adicionales) y proyección de las temperaturas en superficie. Fuente: (IPCC 2007).

La Figura 1.3 muestra las emisiones mundiales de GEI en ausencia de políticas climáticas: seis escenarios ilustrativos (líneas de color), junto con 80 escenarios recientes publicados (post IEEE^a, área sombreada en gris). Y las líneas continuas representan promedios mundiales considerando diferentes modelos de calentamiento en superficie para los escenarios A1, A2, B1 y B2^b, representados como continuación de las simulaciones del siglo XX. Estas proyecciones reflejan también las emisiones de GEI y aerosoles de corta permanencia. La línea rosa no es un escenario, sino que corresponde a simulaciones de MCGAO^c en que las concentraciones atmosféricas se mantienen constantes en los valores del año 2000. Las barras de la derecha indican la estimación óptima (línea continua dentro de cada barra) y el intervalo probable evaluado para los seis escenarios testimoniales IEEE en el período 2090-2099.

De proseguir las emisiones de GEI a una tasa igual o superior a la actual, el calentamiento aumentaría y el sistema climático mundial experimentaría durante el siglo XXI numerosos cambios, muy probablemente mayores que los observados durante el siglo XX. Para los dos próximos decenios las proyecciones indican un calentamiento de aproximadamente 0.2°C por decenio para toda una serie de escenarios de emisiones (IPCC 2007).

1.2 EL CASO MÉXICO HOY

1.2.1 Evidencias del cambio climático

Existe poca evidencia objetiva del cambio climático en México, hasta el momento las conclusiones se basan casi exclusivamente en resultados de modelos numéricos globales cuya resolución es del orden de 200 x 200 km. A pesar de las imperfecciones de la base de datos climatológica nacional y de la escasez de series de tiempo largas con adecuado control de calidad, el Sistema Meteorológico Nacional (SMN) considera que sí existe una señal detectable de cambio climático y sí es posible obtener tendencias generales a nivel nacional y regional. La Figura 1.4 muestra los resultados de un análisis de las temperaturas y precipitaciones a partir de los datos del SMN. Se observa una tendencia al incremento de la temperatura y la reducción de las precipitaciones. (Michel Sep 2007).

^a El término IEEE designa los escenarios descritos en el Informe Especial del IPCC sobre escenarios de emisiones. Están agrupados en cuatro familias (A1, A2, B1 B2) que exploran vías de desarrollo alternativas.

^b A1 presupone un crecimiento económico mundial muy rápido, alcanzando un máximo de la población mundial hacia mediados de siglo y una rápida introducción de tecnologías nuevas y más eficientes. Se divide en tres grupos: intensiva en combustibles fósiles (A1FI), energías de origen no fósil (A1T), y equilibrio entre las distintas fuentes (A1B). B1 describe un mundo convergente, con la misma población mundial que A1, pero con una evolución más rápida de las estructuras económicas hacia una economía de servicios y de información. B2 con un crecimiento económico intermedio, más orientada a las soluciones locales para alcanzar la sostenibilidad económica, social y medioambiental. A2 describe un mundo muy heterogéneo con crecimiento de población fuerte, desarrollo económico lento y cambio tecnológico lento.

^c MCGAO-modelos de circulación general atmósfera-océano.

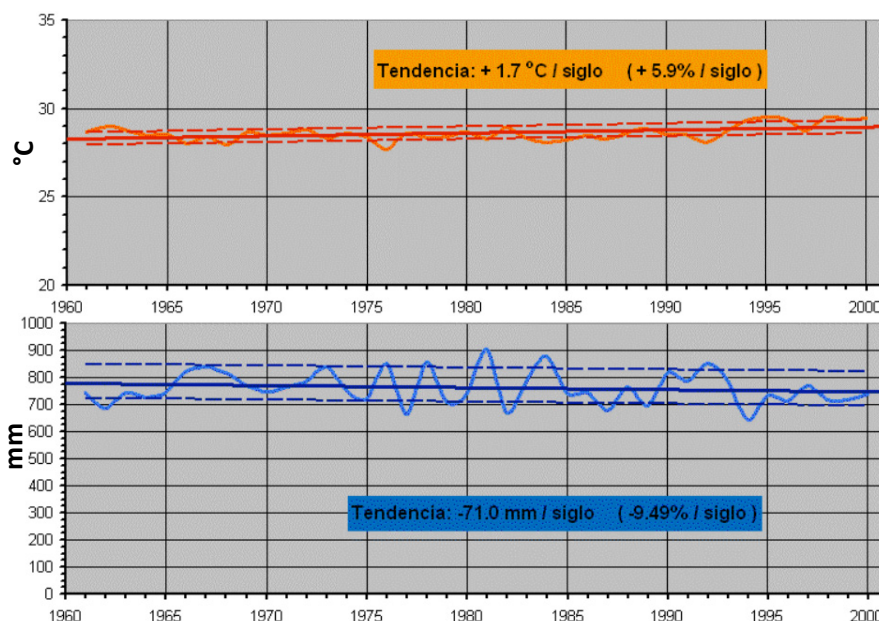


Figura 1.4 Promedios mensuales de temperatura máxima diaria y precipitación anuales acumuladas entre 1960 y 2000. Fuente: (Michel Sep 2007).

México reconoce que es importante llevar a cabo acciones que contribuyan a los esfuerzos de la comunidad internacional en materia de mitigación de emisiones de GEI, para reducir los efectos del cambio climático. De acuerdo con las cifras reportadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) para el año 2009, México ocupa el lugar 12 a nivel mundial en las emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles, con un total de 399.7 millones de toneladas de CO_{2eq}^d (MMTon CO_{2eq}) el 1.38% de las emisiones globales. (IEA 2011)

En este sentido, México ha realizado esfuerzos continuos para cumplir con sus compromisos ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Según datos del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero las emisiones de GEI totales se estimaron en 709 MMTon CO_{2eq} para el año 2006, de las cuales el sector energía representó el 60% de las emisiones totales del país. Y dentro de este sector, destaca la generación eléctrica y el transporte con 26% y 34%, respectivamente. (INE-SEMARNAT 2009). Con este fin, se busca construir y evaluar escenarios de opciones tecnológicas para reducir las emisiones de GEI en el sector eléctrico mexicano que considere medidas de mitigación en los sectores de oferta y demanda de energía.

1.2.2 El sector energético

El sector energético en México es un componente esencial de la economía nacional y uno de los factores clave para contribuir al desarrollo productivo y social del país. Involucra todos los

^d El término emisión de CO₂ equivalente (CO_{2eq}) se refiere a la influencia térmica positiva que ejercen los GEI sobre el sistema climático mundial, debido a sus diferentes propiedades radiactivas y periodos de permanencia en la atmósfera. Tales influencias pueden expresarse mediante una métrica común basada en el forzamiento radiactivo por CO₂. Para un GEI, las emisiones de CO₂-equivalente se obtienen multiplicando la cantidad de GEI emitida por su potencial de calentamiento mundial para un horizonte temporal dado.

procesos que tienen que ver con el manejo, transformación y usos de recursos energéticos, desde la extracción, el comercio internacional, el procesamiento para aprovechamiento y el uso final de la energía. En esta sección se describen las reservas, el aprovechamiento de los recursos energéticos y las emisiones de GEI que se derivan del actual sector energético en México.

1.2.2.1 Reservas de recursos no renovables

Según datos de la SENER, México cuenta con reservas energéticas cuantificadas de petróleo crudo y gas natural. La Figura 1.5, muestra la distribución de las reservas en cuanto a la identificación por el grado de estudios de acuerdo con los lineamientos de reservas emitidos por la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos. Con una extracción de petróleo de 2,602 miles de barriles por día (MBD), la relación Reservas probadas/Producción (R/P) es 14.7 años y de 6.6 años para el gas natural con una producción de 7,031 millones de pies cúbicos por día (MMPCD). (SENERa 2010) y (SENERb 2011)

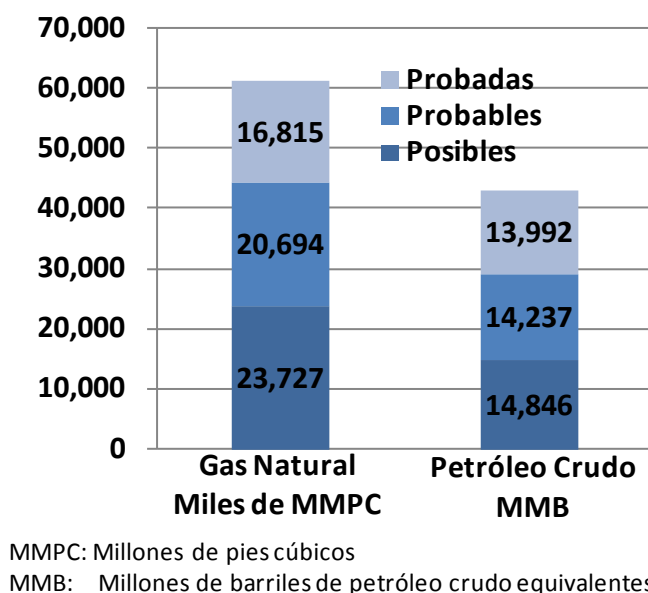


Figura 1.5 Distribución de las reservas en cuanto a la identificación por el grado de estudios.
Fuentes: *Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025, cuadro 2 y grafica 22.*
Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2010-2025, cuadro 2 y grafica 12.

México cuenta además con reservas no cuantificadas de carbón mineral, se estima que existen alrededor de 1,211 Millones de toneladas, con una relación R/P de 130 años (BP 2011).

1.2.2.2 Oferta y demanda de energía

En el 2009 México produjo 10,570 petajoules (PJ) de energía, importó 1,660 PJ y exportó 3,447 PJ quedando un disponible neto de 8,247 PJ para consumo interno. (SENERc 2010) La Figura 1.6 muestra la distribución en el consumo nacional de energía del 2009.

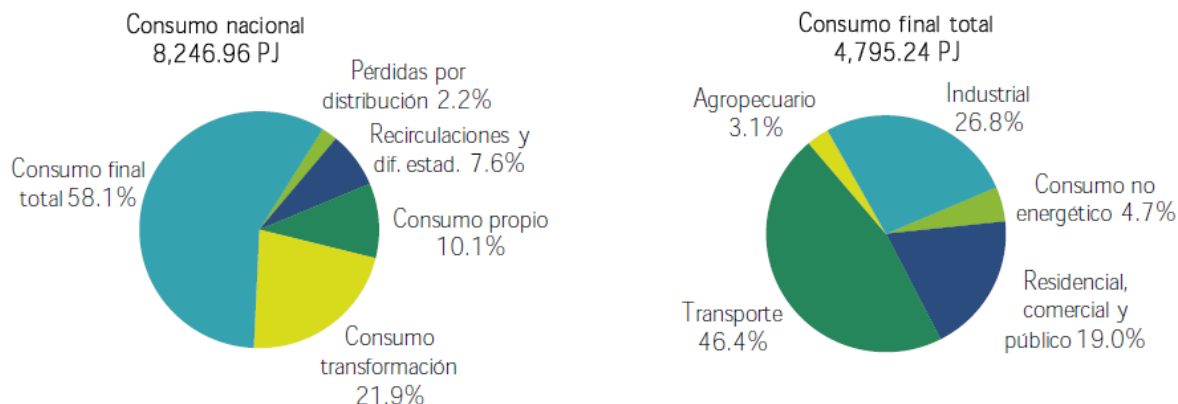


Figura 1.6 Distribución en el consumo nacional de energía del 2009. Fuentes: Balance nacional de energía 2009.SENER. México, 2010.

Se observa que 58% del consumo de energía tiene un uso final en los sectores de demanda, el resto se consideran como pérdidas y consumos energéticos de los procesos de transformación de energía, estos corresponden a: extracción, transporte y refinación de petróleo; extracción, transporte y procesamiento de gas natural; generación y transporte de electricidad; y coquizado de carbón mineral.

En la parte del consumo final, los sectores más demandantes de energía son el sector transporte, industrial y la agrupación de los sectores residencial con 16%, comercial con 2.5% y público con 0.5% del total.

1.2.2.3 Emisiones del sector energético por sector

La energía es un factor fundamental en el desarrollo económico y social de nuestro país. No obstante, la explotación de combustibles, transformación y consumo tienen implicaciones importantes sobre las emisiones de GEI. Por ello, para lograr la mitigación efectiva de las emisiones, se requieren tecnologías que reduzcan considerablemente las emisiones de GEI y ser eficiente al transformar y usar la energía.

En su mayoría, las emisiones de GEI se derivan de la combustión (al liberarse CO₂, NO_x, SO_x, entre otros gases), también existen en menor medida las emisiones fugitivas (por ejemplo, la liberación de gases como CH₄ que resulta de los procesos de explotación, transformación, distribución, almacenamiento y uso de energéticos).

La Figura 1.7, muestra la relación que existe entre el comportamiento del consumo nacional de energía y las emisiones de CO₂ del sector energético, al igual que la participación de los sectores en las emisiones del año 2009. Se observa que la correlación ha venido disminuyendo debido a que la generación de energía eléctrica se ha vuelto más eficiente, mediante una mayor participación de tecnologías de ciclo combinado en el sector eléctrico; por otra parte se observa que el sector transporte contribuyó con la mayor parte de las emisiones de CO₂, la generación de electricidad es el segundo mayor contribuyente a las emisiones de GEI, sin embargo el presente trabajo se enfoca en el sector eléctrico porque se asume que en el sector transporte habrá ciertos cambios tendenciales que se toman en cuenta en el escenario de referencia, en cuanto a sistemas más eficientes de transporte como lo es el transporte masivo de pasajeros, lo que implicaría un ahorro energético; además de la introducción de tecnologías de transporte eléctrico (automóviles eléctricos), lo cual lleva el problema de emisiones al sector eléctrico.

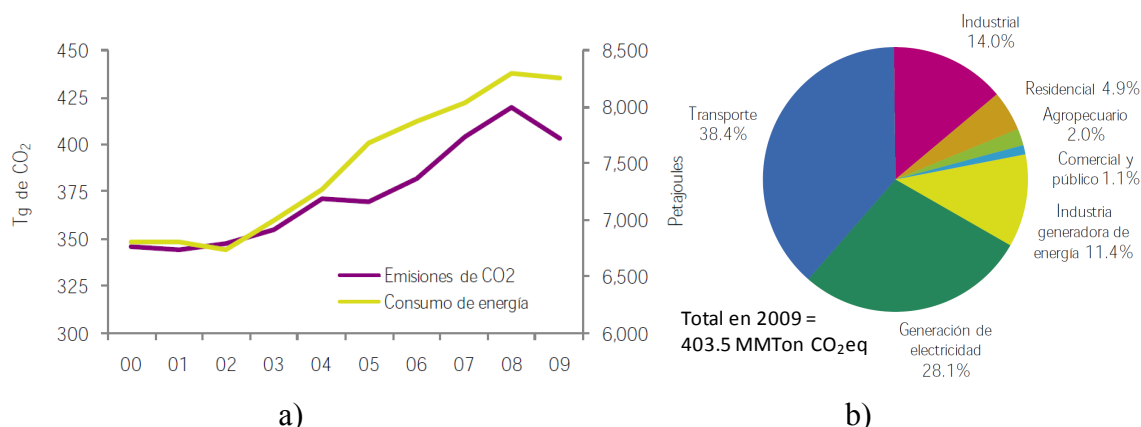


Figura 1.7 Relación que existe entre el comportamiento del consumo nacional de energía y las emisiones de CO₂ del sector energético. b) Participación de los sectores en las emisiones de GEI del 2009. Fuentes: Balance nacional de energía 2009.SENER. México, 2010.

1.2.3 El sector eléctrico

El sector eléctrico es el componente del sector energético en México que involucra la generación, transformación, transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, así como las ventas a usuarios finales.

El sector eléctrico está conformado por dos sectores, el público y el privado. El sector público se integra por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la energía eléctrica producida por los Productores Externos de Energía (PEE) y la producida por algunas industrias en la modalidad de autoabastecimiento remoto, los cuales entregan la totalidad de su producción eléctrica a CFE para su transmisión y distribución para el servicio público. Por otro lado, el sector privado agrupa las modalidades de cogeneración y autoabastecimiento local, los cuales producen y consumen energía eléctrica de forma local, es decir sin usar la red de transmisión o distribución. De estas modalidades, el autoabastecimiento (local y remoto) tiene una fuerte presencia en diversos sectores como el industrial, comercial y particularmente en el sector servicios, donde se ha registrado un importante incremento en el número de permisos y capacidad instalada durante los últimos años. (SENERd 2010).

1.2.3.1 Comportamiento del consumo eléctrico

El consumo nacional de energía eléctrica se integra por dos componentes: i) las ventas internas de energía eléctrica, las cuales incluyen la energía entregada a los usuarios a partir de recursos de generación del servicio público y ii) el autoabastecimiento, que abarca a los permisionarios de autoabastecimiento.

En términos generales, el consumo de energía eléctrica tiene una correlación positiva con el ritmo de la actividad económica, lo cual implica que ante la variación anual en el Producto Interno Bruto (PIB), el consumo de energía eléctrica experimenta un comportamiento en la misma dirección, aunque no necesariamente en igual magnitud, siendo más estable el consumo de energía eléctrica (SENERd 2010). La Figura 1.8 muestra la evolución histórica de dicha relación y la participación de los sectores en el consumo eléctrico nacional.

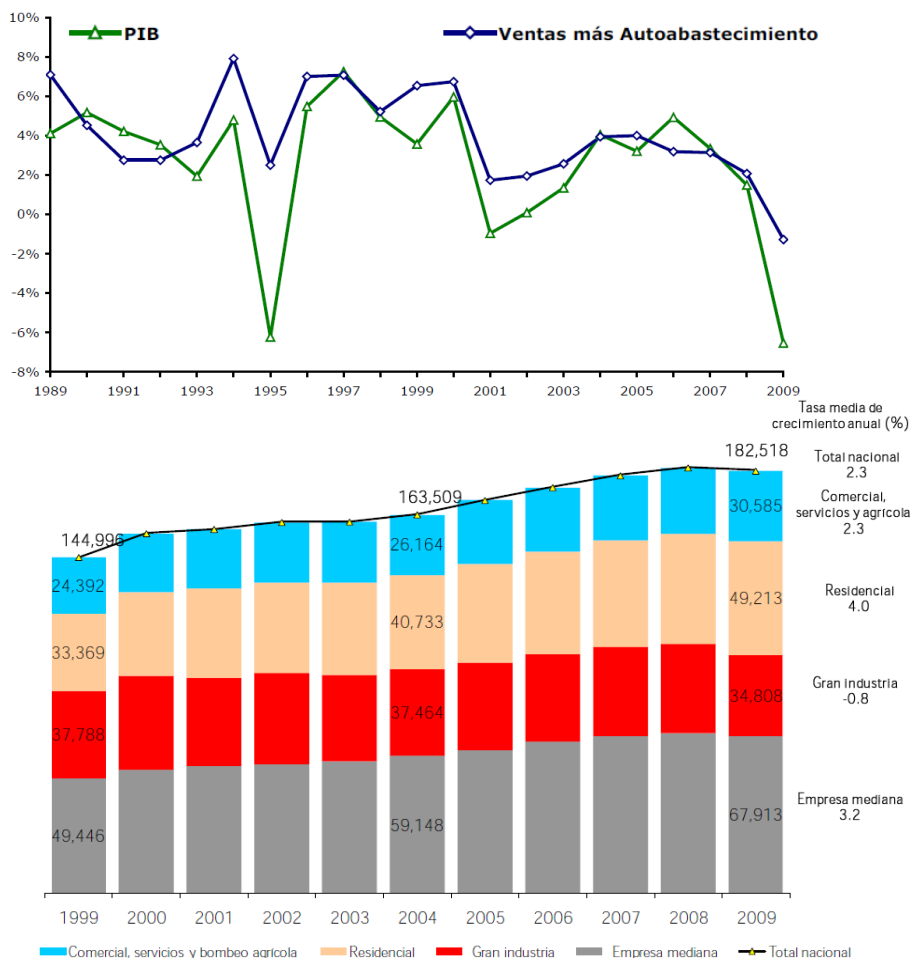


Figura 1.8 Evolución histórica de la correlación entre el PIB y el consumo eléctrico y participación de los sectores en el consumo eléctrico nacional. Fuentes: *Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025, SENER, México, 2010.*

1.2.3.2 Capacidad instalada y generación de energía eléctrica

A finales del año 2009, la capacidad instalada del sector eléctrico ascendió a 60,440 MW, de los cuales 53,579 MW^c corresponden al servicio público de energía eléctrica (incluyendo CFE, PEE y autoabastecimiento remoto), el resto es la capacidad que se considera del sector privado.

En el año 2009, la generación neta de energía eléctrica alcanzó 246 TWh, 74% se destinaron al consumo en los distintos sectores de demanda, 17% son las pérdidas por transmisión y distribución, 4.4% son los usos propios del sector eléctrico, 3.9% corresponde al autoabastecimiento de cargas remotas y 0.5% se destinó a exportación. La Figura 1.9 muestra la participación de las tecnologías en la capacidad y en la generación neta del 2009 (SENERd 2010)

^c Estimación propia con base en los datos de los documentos:

- “Unidades Generadoras en Operación, Capacidad 2010” del Sistema Eléctrico Nacional (Servicio Público) 22^a. Edición Febrero 2011 de CFE.
- POISE 2011-2025.

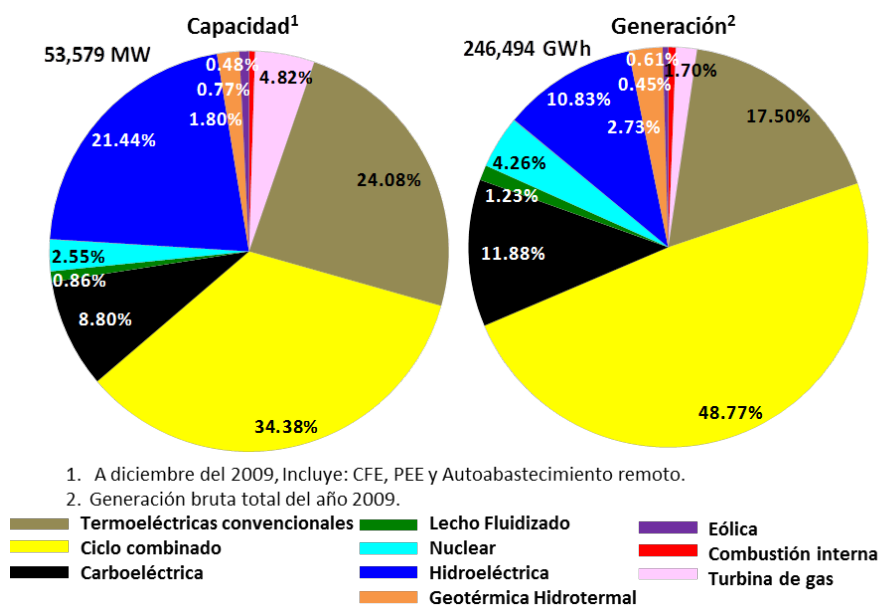


Figura 1.9 Participación tecnológica en la capacidad instalada y generación de energía eléctrica. Fuentes: *Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025, SENER. México, 2010.*

1.2.3.3 Emisiones de GEI del sector eléctrico

En el Balance Nacional de Energía 2009 se estimó que las emisiones de GEI por la generación de electricidad se estimaron en 113.4 MMTon CO₂eq en el 2009 (SENERc 2010).

La distribución de emisiones generadas por el uso de combustibles para generación de energía eléctrica fueron las siguientes: gas natural con 39%, combustóleo con 34%, carbón mineral con 26% y diesel con 1%. (Comisión Intersecretarial de cambio climático SEMARNAT/INE 2009)

Uno de los objetivos del presente estudio es la evaluación de tecnologías que permitan la reducción de emisiones de GEI en el sector eléctrico. Para ello es necesario realizar un análisis de otros estudios similares y de reciente publicación, con el objetivo de conocer acerca de las opciones tecnológicas planteadas, la metodología empleada y los resultados obtenidos, tanto a nivel internacional como a nivel nacional.

1.3 ESTUDIOS RECIENTES DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE GEI

En esta sección se presenta una compilación de estudios de prospectiva energética y evaluación de escenarios de mitigación de emisiones de GEI en el contexto internacional y nacional. También se presenta un breve análisis de los estudios revisados y su relación con el presente estudio.

1.3.1 Estudios Internacionales

A nivel internacional se encontraron dos estudios de prospectiva energética, sin embargo, sólo en uno de ellos se presenta un análisis de escenarios de mitigación de emisiones. A continuación se presentan algunos puntos de comparación para cada estudio.

1.3.1.1 OECD/IEA-World Energy Outlook 2010

- *Titulo del estudio:* World Energy Outlook (WEO)
- *Año de publicación:* 2010
- *Organismo del que procede:* Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés)
- *Período de estudio:* 2008-2035
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* Para estimar las emisiones mundiales de GEI, se utiliza un modelo llamado “Carbon-flow”, que permite la cuantificación de comercio internacional de emisiones y el financiamiento bajo distintos supuestos como: estimación del precio de los permisos de emisiones, el volumen y el valor de negociación en el mercado primario, y el costo total de la reducción de emisiones. El modelo utiliza las curvas marginales de reducción de emisiones derivadas del modelo energético mundial. (IEA/OECD 2010)
- *Escenarios evaluados:* Escenario de políticas actuales en el que se mantienen las tendencias actuales de política energética. Escenario de nuevas políticas, en el que se considera que se cumplen los compromisos anunciados por los países de medidas para la reducción de emisiones de GEI. Escenario 450, el cual, según los expertos en el clima, busca mantener el cambio en la temperatura promedio por debajo de los 2°C sólo si la concentración de GEI se limita a un máximo de 450 partes por millón de CO₂eq.
- *Resultados respecto a consumo de energéticos y emisiones de GEI:* La Figura 1.10 muestra los resultados de demanda de energía mundial y el potencial de reducción de emisiones de GEI por medida aplicada.

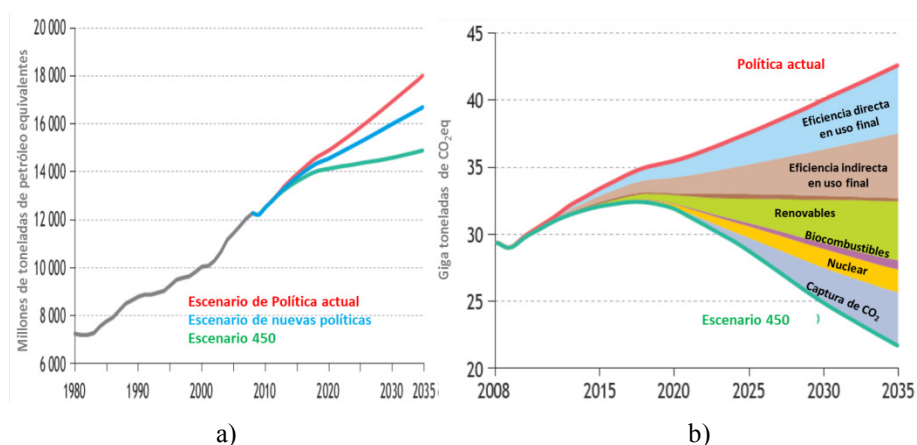


Figura 1.10 a) Demanda de energía mundial por escenario (Mtoe, Millones de toneladas de petróleo equivalente). b) Potencial de reducción de emisiones de GEI por medida aplicada en el escenario 450, respecto a las emisiones mundiales de GEI por el uso de energía del escenario de Políticas actuales (Gt, Giga toneladas de CO₂eq). Fuente: OECD/IEA-World Energy Outlook 2010. Francia, 2010. Figuras 2.1 y 13.9.

1.3.1.2 US EIA/DOE-International Energy Outlook 2011

Este documento no presenta escenarios de reducción de emisiones de GEI.

- *Titulo del estudio:* International Energy Outlook (IEO)
- *Año de publicación:* 2011

- *Organismo del que procede:* United States Energy Information Administration, Department of Energy.
- *Período de estudio:* 2008-2035
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* La evaluación de escenarios se realiza con ayuda del Modelo WESP+. Consiste en un sistema de modelos energéticos sectoriales, utilizando un enfoque integrado con proceso iterativo de solución que permita la convergencia del consumo y los precios a una solución de equilibrio.
- *Escenarios evaluados:* Escenario de Referencia y escenarios de precios de combustibles Alto y Bajo.
- *Resultados respecto a consumo de energéticos y emisiones de GEI:* La Figura 1.11 muestra los resultados de estimación de la demanda de energía mundial y emisiones de GEI por uso de combustibles.

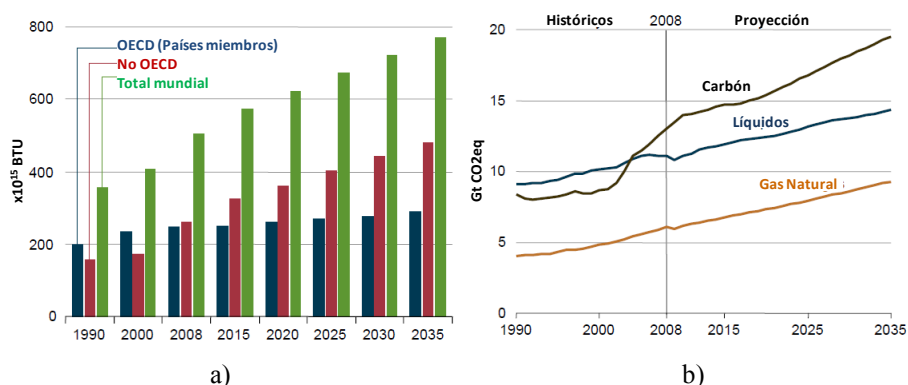


Figura 1.11 a) Demanda de energía mundial (BTU, Unidad térmica británica). b) Emisiones de GEI por uso de energía por combustible (Gt CO₂eq, Giga toneladas de CO₂eq) Fuente: US EIA/DOE-International Energy Outlook 2011. Estados Unidos, 2011. Figuras 12 y 111.

1.3.2 Estudios para México

Existen diversos estudios de mitigación de emisiones de GEI para México, se encontraron cinco entre los más destacados por su adecuación a los objetivos de este estudio. A continuación se presentan los puntos de comparación para cada estudio.

1.3.2.1 Banco Mundial - México: Estudio sobre la disminución de emisiones de carbono

- *Título del estudio:* México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono (MEDEC)
- *Año de publicación:* 2009
- *Organismo del que procede:* World Bank- Todd M. Johnson, Claudio Alatorre, Zayra Romo, Feng Liu.
- *Período de estudio:* 2008-2030

- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* La evaluación de escenarios se realizó con ayuda de un modelo de equilibrio general de los sectores de transformación y consumo de energía, estructurado en la plataforma LEAP^f.

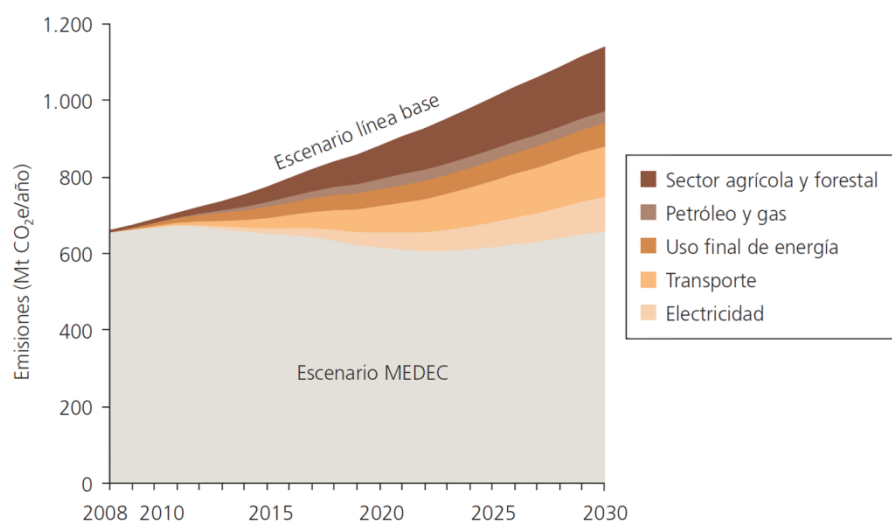


Figura 1.12 Potencial de reducción de emisiones por sector para el escenario MEDEC respecto al escenario de Referencia. Fuente: World Bank - México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono. Washington DC, 2009. Gráfico 7.2.

- *Escenarios evaluados:* Escenario línea base, el cual se basa en supuestos de crecimiento económico, de poblacional y de precios de los combustibles, que están en línea con las estimaciones del gobierno mexicano de principios del 2008 y un sector eléctrico que consume gas natural y carbón. Escenario MEDEC, el cual contempla 40 medidas de mitigación de emisiones de GEI en los sectores mencionados.
- *Resultados respecto al consumo de energéticos y emisiones de GEI:* El consumo de energéticos se estimó mediante un crecimiento económico de 3.6% anual. La Figura 1.12 muestra el potencial de reducción de emisiones por sector para el escenario MEDEC respecto al escenario de Referencia (World Bank 2009).

1.3.2.2 INE-IIE - Estudio del impacto y costos de diversas medidas de mitigación de emisiones de CO₂, en México, en el horizonte al 2070

- *Título del estudio:* Estudio del impacto y costos de diversas medidas de mitigación de emisiones de CO₂, en México en el horizonte al 2070^g.
- *Año de publicación:* 2010
- *Organismo del que procede:* Instituto Nacional de Ecología (INE) e Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)
- *Período de estudio:* 2007-2070
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* La evaluación de escenarios se realizó con ayuda de un modelo de equilibrio general del sector energético estructurado en la plataforma LEAP.

^f Referencia: Heaps, C.G., 2012. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version 2011.0043] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. www.energycommunity.org

^g Disponible en: www.ine.gob.mx/descargas/cclimatico/2009_impacto_fuentes.pdf

- *Escenarios evaluados:* Escenario BAU que se basa en las tendencias actuales de política energética, con generación eléctrica a base de gas natural, carbón y renovables. Escenario MIT plantea medidas de mitigación para reducir las emisiones de GEI en todos los sectores, entre ellas ahorro de energía, transporte eléctrico, sistemas de captura de CO₂ y fuentes renovables, con tiempos moderados de penetración de las tecnologías. Escenario MIT Ex plantea que las medidas adoptadas en el escenario MIT se den con anticipación en el tiempo requerido para su implementación.
- *Resultados respecto al consumo de energéticos y de emisiones de GEI:* El consumo de energéticos se estimo para tres escenarios de crecimiento económico del PIB: Crecimiento Alto con 6% hasta el 2030, 3.2% al 2050 y 2.5% al 2070. Crecimiento medio con 4.5% hasta el 2070. Crecimiento Bajo con 3.5% hasta el 2030 y 2.2% al 2070. La Figura 1.13 muestra las estimaciones del consumo de energía para usos finales y el potencial de reducción de emisiones de GEI por opción tecnológica del escenario MIT Ex respecto al escenario de BAU (INE-IIE 2010).

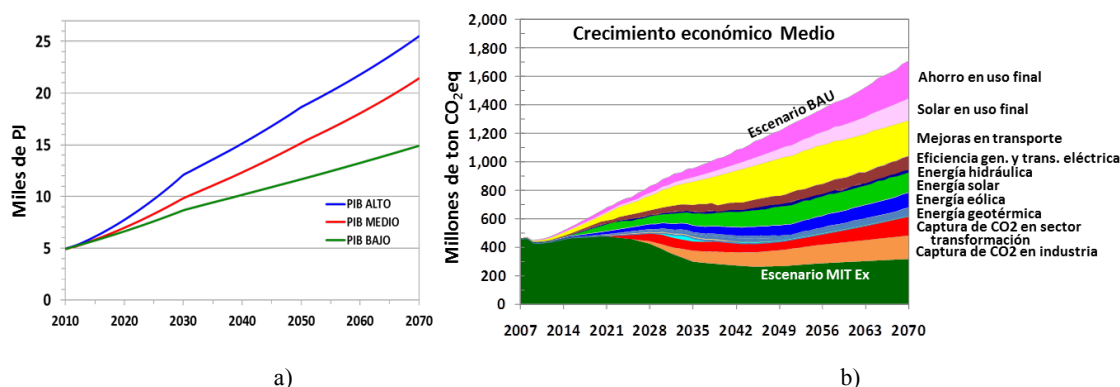


Figura 1.13 a) Consumo de energía para usos finales. b) Potencial de reducción de emisiones por opción tecnológica de mitigación para el escenario MIT Ex con crecimiento económico Medio, respecto al escenario de BAU. Fuente: INE – IIE - Estudio del impacto y costos de diversas medidas de mitigación de emisiones de CO₂, en México en el horizonte al 2070. México, 2010. Figura 3.4.

1.3.2.3 INE-IMP- Escenarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Mediano y Largo Plazos: 2020, 2050 y 2070

- *Título del estudio:* Escenarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Mediano y Largo Plazos: 2020, 2050 y 2070^h.
- *Año de publicación:* 2009
- *Organismo del que procede:* Instituto Nacional de Ecología (INE) e Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
- *Período de estudio:* 2002-2070
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* La evaluación de escenarios se realizó con ayuda de un modelo de equilibrio general del sector energético estructurado en la plataforma LEAP.

^h Disponible en: www.ine.gob.mx/descargas/cclimatico/2009_inf_escenarios_lp.pdf

- *Escenarios evaluados:* Escenario Base el cual se basa en las tendencias actuales de consumo de energéticos. Escenario Alternativo en el que se implementan medidas para la reducción de emisiones de GEI.
- *Resultados respecto al consumo de energéticos y de emisiones de GEI:* Los consumos de combustibles se estimaron con base en cinco periodos de crecimiento, el primero 2010-2017 en un crecimiento de la demanda de electricidad de 3.3% anual; el segundo 2018-2030 un crecimiento del PIB de 3.5% anual; el tercero 2031-2040 con crecimiento del PIB de 3.3% anual; el cuarto 2041-2050 de 3% anual del PIB; y el quinto 2051-2070 con 2.6% anual del PIB. La Figura 1.14 muestra el potencial de reducción de emisiones de GEI para el escenario de Alternativo, respecto al escenario Base (INE-IMP 2009).

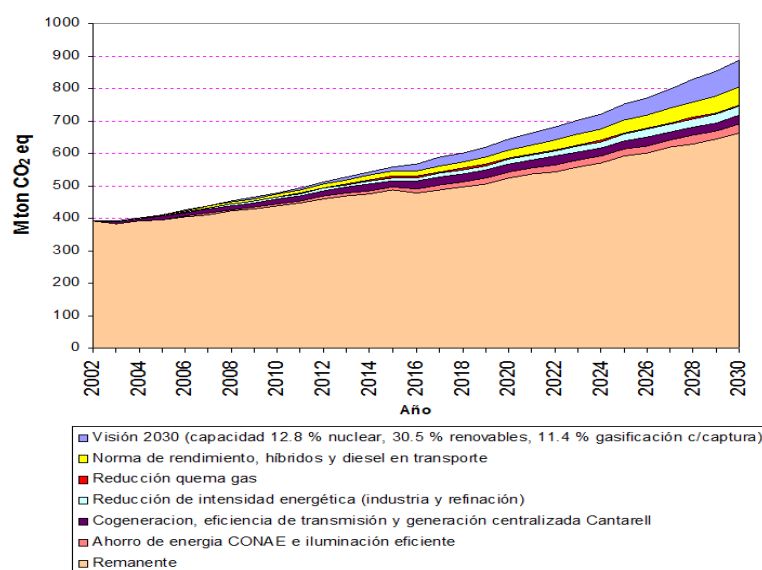


Figura 1.14 Potencial de reducción de emisiones de GEI por opción tecnológica de mitigación para el escenario Alternativo, respecto al escenario Base. Fuente: IMP - Potencial y costos de mitigación en el sector energético mexicano. Jorge R. Gasca, Moises M. Molina, Luis A. Melgarejo, M. E. Palmerín. XI Congreso anual de la AMEE/WEC MEX / AME y AMG, Acapulco 2011. Página 29.

1.3.2.4 GREENPEACE- [R]evolución energética una perspectiva de energía sustentable para México

- *Título del estudio:* [R]evolución energética una perspectiva de energía sustentable para México.
- *Año de publicación:* 2009
- *Organismo del que procede:* GREENPEACE México.
- *Periodo de estudio:* 2005-2050.
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* No se especifica.
- *Escenarios evaluados:* Referencia en el que se mantiene la política energética actual. [R]evolución energética en el que se demuestra la viabilidad de un recorte de 60% de las emisiones de CO₂ para 2050, al maximizar la eficiencia energética y cambiar la forma de generación hacia fuentes de energías renovables.
- *Resultados respecto al consumo de energéticos y emisiones de GEI:* No se incluye en el informe la evolución del consumo de energía, ni la metodología para su estimación.

La Figura 1.15 muestra los resultados de emisiones de CO₂ y capacidad de generación eléctrica estimada en el escenario [R]evolución energética. (GREENPEACE 2009)

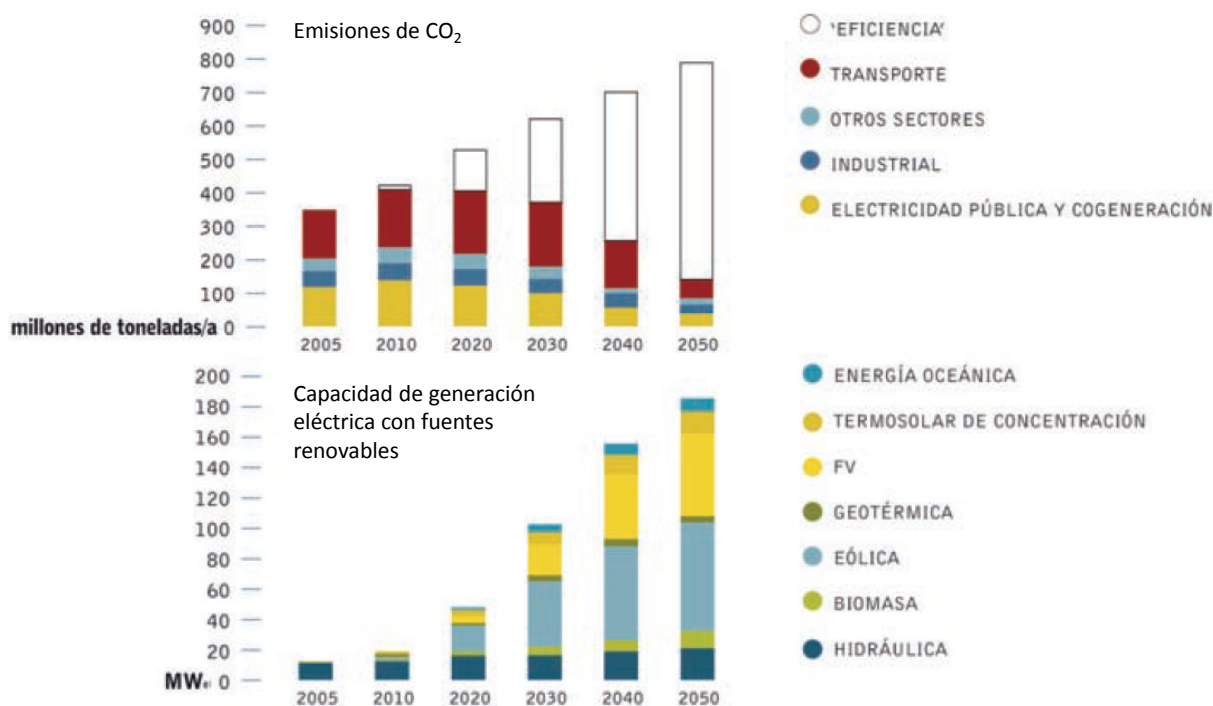


Figura 1.15 Emisiones de CO₂ y capacidad de generación eléctrica estimadas en el escenario [R]evolución energética. Fuente: GREENPEACE-[R]evolución energética una perspectiva de energía sustentable para México. México, 2009.

1.3.2.5 CIE-UNAM- CO₂ mitigation costs for new renewable energy capacity in the Mexican electricity sector using renewable energies

- *Titulo del estudio:* CO₂ mitigation costs for new renewable energy capacity in the Mexican electricity sector using renewable energies
- *Año de publicación:* 2003
- *Organismo del que procede:* Universidad Nacional Autónoma de México – Centro de Investigación en Energía (UNAM-CIE), Jorge Islas, Fabio Manzini, Manuel Martínez.
- *Período de estudio:* 1996-2025
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* La evaluación de escenarios se realizó con ayuda de un modelo de equilibrio general del sector energético estructurado en la plataforma LEAP.
- *Escenarios evaluados:* Escenario BAU basado en un crecimiento de capacidad de generación eléctrica con gas natural. Escenario de Transición, basado en un crecimiento de capacidad de generación eléctrica con tecnologías de fuentes renovables de energía.
- *Resultados respecto a consumo energético y emisiones de GEI:* El consumo de energía se estima mediante un crecimiento económico de 4%, para el cual se requiere de 92.5 GW de capacidad instalada al 2025. En este estudio se analiza el efecto del desarrollo tecnológico en el costo–beneficio de mitigación de emisiones de CO₂ con tecnologías

renovables para generación eléctrica. Como resultado se dice que mediante el desarrollo tecnológico de las renovables se reducirían los costos de inversión de estas tecnologías, de tal forma que el costo de mitigación de CO₂ se reduciría del orden de 13.5 USD₂₀₀₃/tCO₂ (J. Islas 2003).

1.3.2.6 CIE-UNAM- Cost-benefit analysis of energy scenarios for the Mexican power sector

- *Titulo del estudio:* Cost-benefit analysis of energy scenarios for the Mexican power sector
- *Año de publicación:* 2002
- *Organismo del que procede:* UNAM-CIE, Jorge Islas, Fabio Manzini, Manuel Martínez.
- *Período de estudio:* 1996-2025
- *Metodología utilizada para la estimación de las emisiones de GEI:* La evaluación de escenarios se realizó con ayuda de un modelo de equilibrio general del sector energético estructurado en la plataforma LEAP.
- *Escenarios evaluados:* Escenario Base en el que se utiliza combustóleo en la generación de energía eléctrica. Escenario Oficial en el que se utiliza gas natural para el mismo propósito. Escenario de Transición en el que se utilizan fuentes renovables de energía.
- *Resultados respecto a consumo energético y emisiones de GEI:* El consumo de energía se estima mediante un crecimiento económico de 4%. En este estudio se analiza la relación Costo-beneficio del cambio tecnológico ante la variación de los precios de combustibles, tasas de descuento y costos de capital. Los resultados indican que para las actuales condiciones técnicas y económicas, el escenario Oficial es económicamente más favorable que el de la Transición. Sin embargo, cuando se toma en cuenta el cambio tecnológico, la viabilidad del escenario de transición aumenta rápidamente.

1.3.3 Resumen de estudios

A partir de los estudios analizados y con el objetivo de resumir los datos más relevantes, se elaboró la siguiente tabla con el resumen de información seleccionada de los estudios.

Estudio	Organismo	Año	Periodo	Modelo	Escenarios	Consumo de energía		Emisiones por transformación y uso de energía	
						Año inicial	Año final	Año inicial	Año final
Internacional								Gt CO₂eq	Gt CO₂eq
WEO	IEA/OECD	2010	2008-2035	Carbon-Flow	Política actual		18,048 Mtoe		42.6
					Nuevas políticas Escenario 450	1,2271 Mtoe	16,650 Mtoe	29.3	35.1
IEO	US EIA/DOE	2011	2008-2035	WESP+	Referencia	504.7 P BTU	769.8 P BTU	30.19	43.22
					Precios Alto		852.2 P BTU		49.09
					Precios Bajo		714.1 P BTU		39.32
México						PJ	PJ	Mt CO₂eq	Mt CO₂eq
MEDEC	World Bank	2009	2008-2030	LEAP	Referencia MEDEC	PIB 3.6%		659*	1137*
Impacto y costos de medidas	INE-IEE	2010	2007-2070	MEM70-LEAP	BAU, PIB Alto		25,511	462	2053
					BAU, PIB Medio		21,435		1710
					BAU, PIB Bajo		14,909		1179
					MIT, PIB Alto	4,819	17,754		531
					MIT, PIB Medio		14,706		441
					MIT, PIB Bajo		10,783		403
					MIT Ex, PIB Alto		17,563		382
					MIT Ex, PIB Medio		14,519		316
					MIT Ex, PIB Bajo		9,867		216
Emisiones GEI	INE-IMP	2009	2002-2070	LEAP	Base, PIB Alto			450	1300
					Base, PIB Referencia				1182
					Base, PIB Bajo				1050
					Mitigación				-225**
Greenpeace	GREENPEACE	2009	2005-2050	No específica	Referencia [R]evolución E.		350	800	
Islas, Martínez	UNAM-CIE	2002y03	1996-2025	LEAP	Oficial Transición ***			150	

* Emisiones totales (incluye otros rubros además del uso con fines energéticos)

** Reducción de emisiones esperada en 2030

*** El estudio analiza la relación del costo-beneficio de las medidas de reducción de emisiones, considerando el desarrollo tecnológico.

Tabla 1.1 Resumen de los datos más relevantes correspondientes a los estudios analizados.
Fuente: Elaboración propia con datos de los estudios analizados.

Del análisis de los datos de la Tabla 1.1, se pueden concluir los siguientes puntos:

- El uso de modelos energéticos facilita el análisis de escenarios.
- El periodo de análisis tiene un alcance variado, comúnmente en el mediano plazo en alrededor de 25 años. Sin embargo, si lo que se busca es evaluar el efecto que tendrían las tecnologías de mitigación de emisiones de GEI, que actualmente están en fase de desarrollo e implementación, el periodo de evaluación debe ser mayor, para poder consolidar en el mercado tales tecnologías (prueba de esto es la reducción de costos de inversión y operación).
- La plataforma LEAP es de amplia aplicación en este tipo de estudios.
- Los resultados de los escenarios de mitigación combinan el efecto de diversas medidas de mitigación de emisiones de GEI, aplicadas sobre un escenario de referencia considerado como el tendencial.

- El crecimiento del consumo de energía es proporcional al crecimiento económico. De la misma manera que en los escenarios de referencia, la evolución de las emisiones de GEI del sector energético, son proporcionales al consumo de energía.
- Finalmente, lo que se busca en los análisis de escenarios de mitigación de emisiones de GEI, es contar con elementos fundamentados en cálculos para la formulación de políticas de planeación energética que permitan alcanzar las metas y objetivos planteados en un periodo determinado.

Como hemos visto en este capítulo, el cambio climático es un problema mundial que no tiene fronteras que puede afectar de una u otra manera a todos los seres vivos que habitamos el planeta. El problema debe ser controlado con el uso de la razón, del conocimiento científico y con la aplicación de recursos económicos mediante la contribución de los gobiernos en la medida de sus posibilidades. México busca contribuir de forma voluntaria a la reducción de emisiones de GEI (como país que ratifica el Protocolo de Kioto miembro de la lista de países no comprometidos del no-anexo 1), asumiendo el compromiso internacional de reducir sus emisiones siempre y cuando se garantice el apoyo financiero y tecnológico. (COP16 México 2010)

Por lo anterior y para un mejor planteamiento de los escenarios de mitigación, en el siguiente capítulo se describen brevemente los contextos tecnológicos actuales y futuros que permitirán plantear escenarios de reducción de emisiones de GEI, fundamentados sobre los datos esperados del desarrollo de las tecnologías, costos y elementos a considerar en la modelación.

CAPÍTULO

2 CONTEXTOS TECNOLÓGICOS ACTUALES Y FUTUROS

En el presente capítulo se presenta un breve resumen de las tecnologías, disponibles y en desarrollo, que buscan la reducción de emisiones de GEI en el proceso de generación eléctrica.

2.1 ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear tiene la capacidad de proveer, a gran escala, electricidad con muy bajas emisiones netas de CO₂ durante la etapa de operación del ciclo de vida de las plantas. Es una tecnología probada y con un mercado bien establecido. A través de nuevos diseños se busca lograr mejores niveles de rendimiento, confiabilidad y seguridad. La energía nuclear se usa actualmente en 30 países y proporciona alrededor del 14% del suministro mundial de electricidad. La energía nuclear tiene el potencial de jugar un papel muy importante en la reducción de emisiones de GEI de la generación de electricidad en muchos países, siempre que se resuelvan sus barreras económicas y ambientales.

2.1.1 Descripción

La tecnología nuclear aprovecha la energía calorífica que se libera en un proceso físico-químico comúnmente llamado reacción nuclear para generar energía eléctrica. Existen dos tipos de reacción: la fisión nuclear y la fusión nuclear. Para generación de energía eléctrica se usa la fisión de isótopo 235 de uranio, aprovechando el calor generado para impulsar un ciclo Rankine a vapor. La fusión nuclear es una reacción que une dos átomos para la formación de otro. En principio, produce muy escasa contaminación radiactiva, sin embargo aún no se ha logrado el control de la reacción a pesar de que se está investigando con mucho interés. Actualmente no existen reactores de fusión en operación. (Energía nuclear 2011)

El mineral de uranio se encuentra en la naturaleza en cantidades limitadas, es por tanto un recurso no renovable. Suele hallarse casi siempre junto a rocas sedimentarias. Se estiman reservas mundiales de 5.5 Millones de toneladas a un costo de recuperación menor a 130 \$US/kg. Hay depósitos importantes de este mineral en Norteamérica (27.4% de las reservas mundiales), África (33%) y Australia (22.5%). El mineral del uranio contiene tres isótopos: U-238 (99.28%), U-235 (0.71%) y U-234 (del orden del 0.01%). Dado que el U-235 se encuentra en una pequeña proporción, el mineral debe ser enriquecido (purificado y refinado), hasta aumentar la concentración de U-235 a un 3%, haciéndolo así útil para la reacción. (IAEA 2009)

2.1.2 Capacidad y potencial

La capacidad de generación eléctrica mediante centrales nucleares creció rápidamente en los años 70's y 80's con la motivación de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En

la mayoría de los países, el crecimiento se estancó en las décadas de los 90's y 2000. Las razones de esto incluyen: mayor preocupación por la seguridad, costos adicionales para prevención de desastres, en algunos casos el bajo desempeño alcanzado por la tecnología, los bajos precios de los combustibles fósiles y los accidentes y desastres en este tipo de tecnología, por citar algunos:

- Marzo 1979, Three Mile Island en Estados Unidos. Clasificado como nivel 5 en la Escala Internacional de Sucesos Nucleares (INES, por sus siglas en inglés)
- Abril 1986, Chernobyl en Ucrania. Nivel 7 INES.
- Octubre de 1989, Vandellós I. Nivel 3 INES.
- Marzo 1997 y Septiembre 1999, Tokaimura en Japón. Nivel 4 INES.
- Diciembre 1999, Blayais, Francia. Nivel 2 INES.
- Agosto 2004, Mihama, Japón. Nivel 4 INES.
- Julio 2007, Kashiwazaki, Japón. Nivel 2 INES.
- Marzo 2011, Fukushima en Japón. Nivel 7 INES.

La Agencia Internacional de Energía, estima que la capacidad nuclear instalada en el mundo es de 374 GW en el año 2010 y se espera se incremente a 610 GW en 2050 en un escenario conservador y con estimaciones anteriores al desastre de Fukushima. México tiene una central nuclear con dos unidades que proporcionan una capacidad de 1,365 MW. La prospectiva del sector eléctrico menciona esta tecnología como opción para mitigar los efectos del cambio climático, sin embargo no especifica ningún proyecto con esta tecnología para los próximos 25 años.

2.1.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Desde la década de 1980 se ha dado una significativa contracción del mercado de centrales nucleares en la mayor parte del mundo. Los últimos diseños ofrecen un nivel de tecnología, a veces conocido colectivamente como la Generación III+ o III. En el desarrollo de reactores de generación III, el objetivo ha sido el resolver muchos de los problemas que se encontraron en la construcción y operación de las plantas tipo generación II, y ofrecer mejores niveles de eficiencia y confiabilidad, así como mejoras en los sistemas de seguridad. Asimismo, con el objetivo de reducir los tiempos de construcción, se busca la simplificación del diseño y generar un estándar en todo el mundo para reducir el riesgo de retrasos en la construcción causados por cambios en el diseño. Las plantas se han diseñado desde el principio para operar hasta por 60 años con altos factores de planta.

Actualmente se realizan importantes esfuerzos en investigación y desarrollo (I&D) en el campo de los sistemas avanzados de energía nuclear en varios países, para preparar la próxima generación de sistemas nucleares que podrían competir con otras alternativas, principalmente en la segunda mitad del siglo.

Los principales desafíos que enfrenta el despliegue acelerado de la energía nuclear son cuestiones de política que deben ser abordados de manera oportuna, con el fin de permitir el crecimiento de la contribución de la energía nuclear a la combinación de la oferta mundial de energía eléctrica. El apoyo político y la aceptación del público son fundamentales para la ejecución de los programas de energía nuclear. Una definición clara y estable de la función de la energía nuclear en la política energética nacional es un requisito previo para que los inversionistas tomen con seriedad los proyectos nucleares.

La gestión y eliminación de desechos radiactivos es un componente esencial de todos los programas nucleares, el cual aún no ha sido resuelto del todo. Las soluciones tecnológicas actualmente disponibles, no cuentan con la aceptación política y pública. (IEA 2010)

2.1.4 Costos actuales y futuros

Seis son los factores que contribuyen a los costos directos de la energía nuclear: los costos de construcción, operación, mantenimiento, combustible, la gestión de residuos y el desmantelamiento. Sin embargo, a raíz de los accidentes recientes, el tema de la seguridad en este tipo de instalaciones podría incrementar de forma importante los costos de construcción y operación; aunque esto aún no se refleja en las proyecciones de costos de las fuentes oficiales, es un tema controversial.

Los costos de construcción dependen del periodo de pre-construcción (tiempo dedicado a tramitar los permisos). Los costos actuales de capital son difíciles de obtener, la mayoría se basan en los costos de las últimas centrales instaladas o por experiencia de proveedores. La IEA estima que los costos de capital se encuentran del orden de 3,000 a 3,700 USD/kW instalado en 2010 y que podrían variar de 2,700 a 3,300 USD/kW para el año 2050 (IEA 2010). En México la CFE estima que los costos de inversión se encuentran entre 3,375 y 4,775 USD/kW sin incluir intereses durante la construcción; debido a que el periodo de construcción se estima en más de 10 años, los costos de capital se incrementan notablemente a un rango entre 4,972 y 6,234 USD/kW por los intereses durante la construcción considerados a una tasa del 12% (COPAR Generación 2009 a 2011).

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) por lo general incluyen: los costos de las inspecciones de seguridad y garantías, mano de obra, los costos de seguridad, gastos generales y corporativos. Existe gran cantidad de datos al respecto, los cuales muestran un amplio grado de variabilidad debido a la diversidad de configuraciones de plantas, así como las diferencias entre la administración pública y privada. La IEA estima que los costos de O&M oscilan entre 90 a 111 USD/kW-año para el año 2010 y que podrían reducirse a un rango de 81 a 99 USD/kW-año para el año 2050.

Los costos del combustible incluyendo la producción de combustible, eliminación y almacenamiento de residuos se estiman en alrededor de 9 USD/MWh generado (IEA 2010). En México la CFE estima que el costo del combustible nuclear pasará de 1.93 USD/g en el 2010 a 2.16 USD/g en el 2040 (COPAR Generación 2011).

2.1.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 1,400 MW
- Eficiencia de conversión: 34.92%
- Tipo de combustible: Nuclear
- Poder calorífico del combustible: 4,018 MJ/g
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 10 años
- Vida útil: 60 años
- Índice de disponibilidad: 90%
- Factor de planta esperado: 90%
- Tipo de despacho de energía (carga base o variable): Carga Base

Para el caso de esta tecnología, los datos del bloque de modelación se extrajeron del COPAR de Generación 2011 de CFE (COPAR Generación 2011).

2.2 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

Según estimaciones de la IEA, se espera que para el año 2050 casi dos tercios de toda la electricidad proveniente de combustibles fósiles se produzca a partir de plantas que incorporen sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés). Las centrales a carbón participarán con alrededor del 87%, las de gas 10% y las de biomasa aproximadamente el 3% del total de la capacidad instalada mundial con CCS que se elevará a más de 1 000 GW para el año 2050. (IEA 2010)

2.2.1 Descripción

Existen tres métodos de captura de CO₂ para generación de energía eléctrica: postcombustión, precombustión y oxi-combustión. La tecnología captura de CO₂ mediante postcombustión en centrales a carbón es la más ampliamente demostrada en la actualidad y es la opción más económica dada la mayor intensidad de captura respecto a las que emplean gas natural. También la postcombustión resulta más adecuada para la conversión de plantas sin captura a con captura de CO₂. Actualmente la viabilidad económica de los sistemas de captura depende de la asociación con sistemas de recuperación mejorada de crudo y gas natural, sin embargo se espera que el CO₂ sea transportado y almacenado en depósitos salinos o disuelto en el fondo del mar.

2.2.2 Capacidad y potencial

En el año 2008 sólo había cinco grandes proyectos de CCS en operación, ninguno de ellos en generación de electricidad. En los últimos años ha habido grandes inversiones en el desarrollo de la CCS. Un análisis reciente indica que hay más de 240 proyectos en proceso de planificación, de estos, 80 son de gran escala y demuestran la cadena completa del proceso, es decir, que incluyen la captura de CO₂, el transporte y almacenamiento. (IEA 2010)

En México, algunas instituciones realizan esfuerzos para identificar las principales fuentes fijas de emisiones de CO₂ y las formaciones geológicas con posibilidad de almacenamiento.

2.2.3 Estatus tecnológico y prospectiva

La tecnología CCS integra tres etapas: la captura de CO₂, su transporte y almacenamiento. Cada una de estas etapas es técnicamente viable y se ha demostrado de forma individual en relación a la generación de electricidad. Pero en la actualidad, ningún proyecto con CCS completamente integrado, está destinado a la generación eléctrica a nivel comercial.

La captura de CO₂ ha sido aplicada por la industria para eliminar o separar el CO₂ obteniéndolo como gas producto y ha sido combinada con la generación de energía a pequeña escala. Existen problemas relacionados con la integración de esta tecnología a gran escala que es necesario superar. Esto sólo puede lograrse a través de la experiencia de construcción y operación a escala comercial de distintas configuraciones. Los próximos diez años serán cruciales en la demostración de la tecnología de captura de CO₂ en la generación eléctrica para acelerar un despliegue más amplio entre 2020 y 2050.

Por más de 30 años el CO₂ ha sido transportado en una red de América del Norte. Más de 30 millones de toneladas de CO₂ se transportan cada año a través de más de 3 000 km de tuberías en los Estados Unidos y Canadá. El CO₂ se transporta principalmente en redes de tuberías de alta presión. El reto para transporte de CO₂ es el desarrollo óptimo de redes de tuberías que presentan una serie de regulaciones, el acceso, la aceptación del público y los desafíos de planeación.

El almacenamiento de CO₂ consiste en la inyección de este gas en formaciones geológicas (formaciones salinas, yacimientos de petróleo y/o gas y carbón no explotables). Se espera que las formaciones salinas tengan la capacidad de almacenar la mayor cantidad de CO₂, seguido por yacimientos de petróleo y gas. Una serie de proyectos relacionados con la inyección de CO₂ en yacimientos de petróleo se han llevado a cabo, principalmente en los Estados Unidos de Norteamérica y Canadá, la mayoría de estos proyectos son de uso del CO₂ para recuperación mejorada de petróleo, pero algunos buscan también establecer almacenamiento a largo plazo. Para impulsar esta opción tecnológica hay una necesidad urgente identificar las oportunidades de almacenamiento de CO₂ a nivel mundial. (IEA 2010)

2.2.4 Costos actuales y futuros

El costo de los sistemas de CCS se suma al costo de generar electricidad. La captura eleva los costos mediante la reducción de la eficiencia eléctrica, lo que significa que se requiere una mayor potencia bruta para mantener la misma energía neta, además se requiere tomar en cuenta el costo de los equipos de captura adicionales y el costo de combustible adicional. La importancia relativa de estos tres componentes dependerá del precio del combustible, las características de la planta y la tecnología de captura.

Se espera que los costos de CCS sean mayores en algunos procesos industriales, como en la industria química y de procesamiento de gas, pero más económicos en la producción de cemento. La mayor parte de los costos de transporte y almacenamiento de CO₂ se atribuyen a la inversión de capital y dependerán de una serie de factores, incluyendo el sitio de almacenamiento, la distancia entre la fuente y sumidero, y la cantidad de CO₂ a almacenar. El costo de la captura de CO₂ representa el mayor componente del costo total adicional durante la vida útil de un proyecto.

La IEA prevé una reducción del costo de la tecnología de CCS en el tiempo, mediante la demostración de la viabilidad de los proyectos a escala comercial y la optimización progresiva de la infraestructura de transporte y almacenamiento. La Tabla 2.1 muestra los costos de los sistemas de CCS para las centrales a carbón y a gas natural.

Tecnología	Inversión USD/kW		O&M USD/kW al año		Eficiencia neta %	
	2010	2050	2010	2050	2010	2050
Supercrítica a carbón con CCS	3 400	2 500	102	75	36	44
Ciclo combinado a gas natural con CCS	1 450	1 100	44	33	49	56

Tabla 2.1 Costos esperados de sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ en sistemas de postcombustión. Fuente: *Elaboración propia con datos de Energy Technology Perspectives 2010 IEA* (IEA 2010).

2.2.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 700 MW en Supercríticas a carbón y 815 MW en Ciclo combinado a gas natural, ambas incluyendo CCS.
- Eficiencia neta de conversión: Se reduce 10.5 y 8.3 puntos porcentuales de eficiencia de conversión en centrales supercríticas a carbón y ciclos combinados a gas natural, respectivamente. (IEA 2011)
- Tipo de combustible: Carbón o gas natural, dependiendo de la tecnología.
- Poder calorífico del combustible: 25,284 MJ/t carbón importado, 19,405 MJ/t carbón nacional, 33,913 MJ/m³ gas natural. (SENERc 2010)
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 4 años para supercríticas y 3 años para ciclo combinado.
- Vida útil: 30 años
- Índice de disponibilidad y aportación de capacidad a margen de reserva operativo (MRO): 75% en supercríticas y 80% en ciclo combinado.
- Factor de planta esperado: Igual a índice de disponibilidad.
- Tipo de despacho de energía: carga base.

Datos del COPAR de Generación 2011 de CFE (COPAR Generación 2011). Excepto cuando se indica.

2.3 HIDROELECTRICIDAD

La energía hidráulica es la principal fuente de energía renovable para la producción de electricidad en la actualidad, no produce emisiones de CO₂ durante su operación y tienen una vida útil muy larga, de más de 50 años. Además, este tipo de centrales tienen la ventaja de que se pueden ajustar de forma rápida y flexible a los cambios de carga repentinos ocasionados por la variación de la demanda eléctrica, debido a que los embalses sirven como medio de almacenamiento de energía y por lo tanto juegan un papel importante para ayudar a cubrir los picos de carga y pérdidas repentinas de energía de otras fuentes, por ejemplo, tecnologías fluctuantes como la eólica. Sin embargo, la construcción de centrales hidroeléctricas a menudo altera la disponibilidad del agua río abajo, puede causar la reubicación de poblaciones y tienen un impacto significativo en los ecosistemas existentes. El desarrollo de los sistemas de energía hidroeléctrica de gran tamaño puede ser limitado por el impacto ambiental y la disponibilidad de sitios adecuados para estos sistemas. La disponibilidad de energía hidráulica es también susceptible a los cambios en el clima (IEA 2010).

2.3.1 Descripción

Una central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial del agua, situada comúnmente en el cauce de un río, para convertirla primero en energía mecánica (mediante una turbina) y posteriormente en energía eléctrica (mediante un generador). Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son: la potencia, que es función del caudal máximo turbinable, de las características de la turbina y del generador eléctrico; y la energía garantizada en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse.

Existe gran diversidad de configuraciones de centrales hidroeléctricas, desde el punto de vista arquitectónico, la forma de operación, la potencia y la cantidad de energía almacenada.

2.3.2 Capacidad y potencial

A nivel mundial, hay más de 100,000 centrales hidroeléctricas construidas, sumando una potencia total de casi 1,010 GW, aportando un 16% de la producción mundial de electricidad en el 2010 (REN21 2011).

En México al año 2010, la CFE contó con una capacidad hidroeléctrica de 11,383 MW y en la modalidad de autoabastecimiento remoto por productores independientes de energía se tenían 102 MW sumando un total de 11,485 MW lo que representó el 21.4% del total de la capacidad de generación eléctrica instalada. La generación hidroeléctrica representó el 10.83% de un total de 246 TWh en el 2009 (SENERd 2010). Se estima un potencial de poco más de 50 GW (incluyendo lo ya instalado), sin embargo este potencial es meramente indicativo, pues falta definir la factibilidad técnica, económica, ambiental y social para muchos de estos proyectos (SENER/GTZ 2009). Históricamente las hidroeléctricas han aportado entre el 10 y 20% de la generación en México, del 1999 a 2008, en promedio el 80% de la potencia total instalada opera con regulación de carga. (POISE 2011-2025)

Los pequeños sistemas, por lo general menores a 30 MW, son normalmente favorables al medio ambiente ya que no alteran las corrientes fluviales y a menudo ofrecen una alternativa de generación en las zonas rurales. En México se estima un potencial de estos sistemas no mayor a 3,000 MW (SENER/GTZ 2009).

2.3.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Las centrales hidroeléctricas, desarrolladas desde el siglo XIX, se consideran una tecnología madura. Los esfuerzos para mejorar la tecnología hidroeléctrica principalmente se enfocan en mejorar la eficiencia y reducir el impacto al medio ambiente. La renovación de las plantas existentes con turbinas modernas a menudo ofrece una forma relativamente barata de aumentar la eficiencia y capacidad hidráulica.

2.3.4 Costos actuales y futuros

Los costos iniciales de inversión son relativamente altos, pero una vez que los costos iniciales de construcción se amortizan, la electricidad se produce con un costo muy bajo.

La IEA estima que los costos de capital son del orden de 2,000 a 3,000 USD/kW instalado en 2010 y que se mantendrán de esta forma al menos las próximas cuatro décadas (IEA 2010). En México la CFE reporta que los costos de inversión se encuentran entre 1,000 a 5,000 USD/kW sin incluir intereses durante la construcción. Debido a que el periodo de construcción se estima en 6 años, los costos de capital se incrementan notablemente a un rango entre 1,400 a poco más 7,000 USD/kW por los intereses durante la construcción (COPAR Generación 2011).

Los costos de operación y mantenimiento son relativamente menores a los de otras tecnologías. La IEA estima que los costos de O&M oscilan entre 40 y 60 USD/kW al año (IEA 2010). La CFE reporta costos de 8 a 15 USD/kW al año, no incluyendo el costo por el uso de agua (COPAR Generación 2011).

2.3.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW sólo para efectos de modelado, debido a que estas centrales pueden ser de cualquier tamaño.
- Eficiencia de conversión: No aplica, ya que no se considera un combustible.
- Tipo de combustible: Agua.
- Poder calorífico del combustible: No aplica.
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 6 años
- Vida útil: 50 años
- Índice de disponibilidad (aportación de capacidad a MRO): 50% en verano y 20% en invierno, para reflejar la disponibilidad de agua de cada época del año (POISE 2011-2025).
- Factor de planta esperado: 33% promedio en los últimos años, según informes de operación de CFE entre 2006 y 2008.
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): 20% de la capacidad se toma como carga base, el resto como carga variable (POISE 2011-2025).

2.4 GEOTÉRMICA

La energía geotérmica implica el aprovechamiento del calor del interior de la tierra. Una de las aplicaciones es la generación eléctrica, principalmente en regiones tectónicamente activas. Es independiente del clima y por lo tanto, una fuente renovable y confiable de electricidad en carga base.

2.4.1 Descripción

Comercialmente existen tres tipos de procesos: vapor dominante, vapor separado (vapor dominante alta entalpía) y ciclo binario (líquido dominante baja entalpía). Otros procesos como son: Roca seca caliente, Geopresurizados, Marinos y Magmáticos, se encuentran en fase de investigación.

En las plantas de vapor seco se obtiene el vapor de las fracturas en el suelo y se pasa directamente por una turbina de vapor acoplada a un generador. Este tipo de plantas se identifican como de vapor dominante. El vapor húmedo a la salida, se condensa para regresarse al yacimiento a través de pozos de reinyección. Esta es una tecnología completamente desarrollada y disponible comercialmente, con tamaños de turbina típicos en el rango de 35 a 120 MW. Los sistemas de vapor dominante han sido explotados únicamente en Indonesia, Italia, Japón, Filipinas y Estados Unidos. La mitad de la capacidad de generación instalada en el mundo se encuentra en estos campos.

En las plantas de vapor separado (Flash) de yacimientos dominados por líquido, los pozos generalmente producen una mezcla de agua y vapor en la superficie. Esto se debe a que el fluido del yacimiento sufre un proceso de ebullición en el interior del pozo, causado por la caída de presión a lo largo de la tubería. Cuando la mezcla llega a la superficie, el vapor y el líquido se separan. El vapor se envía a la turbina, mientras que el líquido se inyecta nuevamente al yacimiento. Estas plantas se utilizan para producir electricidad y los sistemas se

identifican como de líquido dominante. Se cuenta con tamaños de turbina típicos en el rango de 10 a 110 MW.

Las plantas de ciclo binario son apropiadas para la explotación de los yacimientos de líquido dominante. En estas plantas, el calor que se obtiene del fluido geotérmico, se transmite por medio de un intercambiador de calor a un fluido de trabajo secundario, con un menor punto de ebullición (por lo general un refrigerante), el fluido de trabajo es el que impulsa la turbina. Existen plantas de 1 a 25 MW. Actualmente, existe en el mundo una capacidad instalada de aproximadamente 300 MW en este tipo de plantas.

2.4.2 Capacidad y potencial

La capacidad de las centrales geotérmicas en el mundo llegó a 10,719 MW en el 2010, distribuida en 24 países. Estados Unidos ocupa el primer lugar en capacidad instalada poco más de 3,000 MW, seguido de Filipinas ($\approx 1,900$ MW) e Indonesia ($\approx 1,200$ MW).

México ocupa el cuarto lugar mundial con 964.5 MW instalados. Adicionalmente, al 2025 se tiene programado instalar 358 MW y otros 213 MW en fase de estudios (Total 1,535.5 MW). Se estima que las reservas posibles de alta entalpía ascienden a 5,691 MW, las de media entalpía a 881 MW y de baja entalpía a 849 MW dando un total de 7,421 MW. Las reservas probables de alta entalpía son 1,643 MW, las de media entalpía de 220 MW y las de baja entalpía de 212 MW dando un total de 2,075 MW (Ordaz Méndez 2011).

El potencial geotermoeléctrico de México con recursos de roca seca caliente, susceptible de ser desarrollado con tecnologías de sistemas geotérmicos mejorados (EGS, por sus siglas en inglés), es del orden de los 24,700 MW a una profundidad máxima de 3,000 metros (CRE/BID Hiriart Le Bert Gerardo 2011).

2.4.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Recientes mejoras en la tecnología, especialmente para plantas de ciclo binario, han dado como resultado la producción de electricidad a partir de fluidos con temperaturas de hasta 73°C. En teoría, esto permite la producción de electricidad utilizando los sistemas geotérmicos mejorados en cualquier parte del mundo.

Se esperan nuevos avances de esta tecnología en términos de mejorar los métodos para estimaciones más precisas del potencial antes de la perforación, mejores métodos de perforación, equipamiento para alta temperatura, herramientas de registro, mejores métodos para la creación de reservorios de calor profundos y un mejor control o mitigación de la sismicidad inducida.

Adicionalmente se espera que los sistemas de roca seca caliente (HDR, por sus siglas en inglés) estén comercialmente disponibles a mediados del presente siglo, lo que permitiría incrementar el potencial en México de manera significativa.

2.4.4 Costos actuales y futuros

Los costos de plantas geotérmicas son altamente dependientes de las características del área geotérmica a explotar. Se busca lograr reducciones en costo y ampliar las opciones de explotación de recursos geotérmicos para generación de electricidad, al mejorar aspectos relacionados con todo el ciclo de implementación de plantas geotérmicas, es decir al mejorar las técnicas de exploración, perforación, materiales, ingeniería de yacimientos, diseño de

equipo de superficie y plantas en general, así como el desarrollo de nuevos ciclos termodinámicos.

Los costos de generación en el ámbito internacional se encuentran entre 5 y 10 ¢ USD por kWh. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos reporta que en 2010, los costos de inversión se encuentran entre 2,126 USD/kW (sin incluir los pozos para ciclos de vapor separado) y 4,141 USD/kW para ciclos binarios, ambos costos se mantendrían así hasta el 2050. En México, las centrales Cerro Prieto y Los Azufres tienen como costo de inversión reportado de 2,207 y 2,070 USD/kW, así como costos de generación de 9.76 y 9.34 ¢ USD/kWh respectivamente (COPAR Generación 2011).

2.4.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW para efectos de modelado.
- Eficiencia de conversión: No aplica
- Tipo de combustible: Agua/Vapor
- Poder calorífico del combustible: No aplica
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 3 años para sistemas hidrotermales y se considera que los de roca seca caliente estarían disponibles hasta el año 2050.
- Vida útil: 30 años para la central
- Índice de disponibilidad (aportación de capacidad a MRO): Igual a su factor de planta.
- Factor de planta esperado: 83.71% promedio de los últimos tres años reportados en los informes de operación de CFE.
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): Base

2.5 EÓLICA

La energía eólica es actualmente el segundo contribuyente más grande a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables de energía en el mundo.

2.5.1 Descripción

La energía eólica es la energía cinética del viento, generada a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar. Entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores, los cuales extraen la energía del viento por medio de un rotor horizontal instalado en una torre, con aspas que varían el ángulo para controlar la velocidad de rotación del eje acoplado a través de una caja de cambios a un generador, todo ello alojado en la góndola en la parte superior de la torre.

La industria de las turbinas eólicas llamadas offshore, instaladas en el mar, se está desarrollando rápidamente en el mundo, principalmente en Europa (IEA 2010).

2.5.2 Capacidad y potencial

A finales de 2010, se tenían instalados 198 GW en el mundo. En promedio las turbinas eólicas tienen una potencia nominal de 1.6 MW (REN21 2011).

En México se tienen 519 MW instalados al 2011, 717 MW en construcción y 5,557 MW programados para los próximos 10 años alcanzando un total de 6,793 MW (SENERd 2010).

El potencial eólico del país no ha sido evaluado de manera exhaustiva, ya que se han realizado evaluaciones del recurso sólo en regiones específicas. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL s.f.) ha coordinado la realización de mapas eólicos para Oaxaca, Baja California Sur, las costas de Yucatán y de Quintana Roo y las franjas fronterizas de los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua. El gobierno mexicano estima el potencial de la energía eólica del país en alrededor de 71 GW, teniendo en cuenta 10% del área potencial y los sitios con factores de capacidad por encima del 20%. Para factores de más del 30%, el potencial estimado es de alrededor de 11 GW (SENERe 2011).

La generación eólica, tiene fuertes variaciones estacionales y horarias, que dependen principalmente de la velocidad del viento y del tipo de maquina eólica. La Figura 2.1 muestra un análisis del comportamiento horario y estacional a partir de las mediciones de viento realizadas en el 2007 de 5 sitios con potencial de recurso eólico, los cuales serán utilizados para simular la operación de la tecnología eólica.

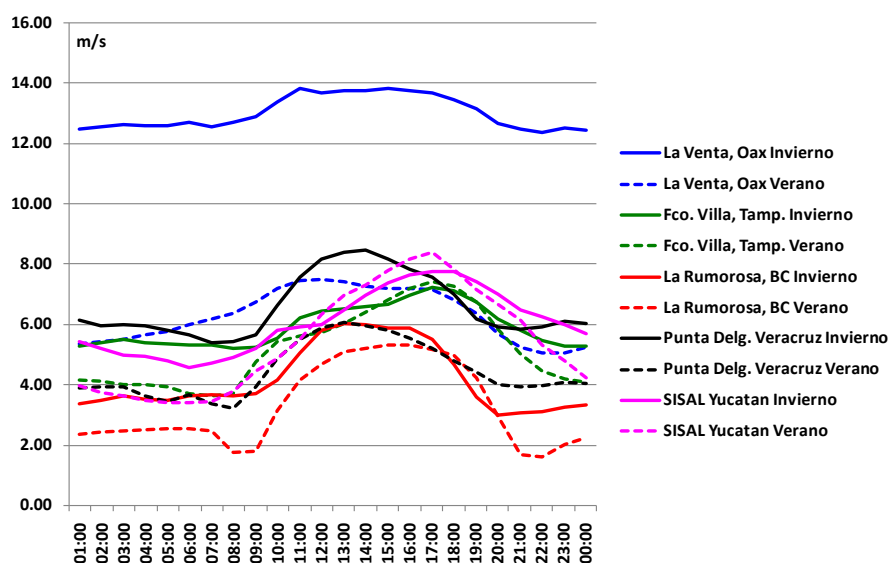


Figura 2.1 Comportamiento horario y estacional de la velocidad de viento en cinco sitios con potencial de generación eólico. Fuente: Elaboración propia con datos de estaciones de medición de la Gerencia de Fuentes No Convencionales del IIE y de EMAs del Servicio Meteorológico Nacional de CONAGUA.

2.5.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Las mejoras tecnológicas se han centrado principalmente en lograr mayores tamaños de las turbinas, un factor importante para la reducción de costos. Actualmente, las más grandes son de 7 MW y otras aún mayores están en desarrollo.

La I&D se enfoca en los materiales e instrumentación para condiciones climáticas extremas, mejorar la captación de energía por el rotor, especialmente a bajas velocidades, en terrenos

complejos y en condiciones turbulentas, incrementar la disponibilidad en alta mar, reducir los requerimientos de O&M, extender vida útil de la turbina y reducir los costos de los componentes. Además, mejorar la tecnología de transmisión y desarrollo de redes inteligentes, que mejoren la flexibilidad general de los sistemas de energía y permitan su operación con una gran proporción de energía eólica en los sistemas de potencia actuales.

2.5.4 Costos actuales y futuros

Según la IEA los costos de inversión de las turbinas eólicas instaladas en tierra se encuentran entre 1,450 y 2,200 USD/kW en el año 2010 y se espera que se reduzcan para el 2050 a entre 1,200 y 1,600 USD/kW. Para las turbinas offshore los costos oscilan entre 3,000 y 3,700 USD/kW y se espera que se reduzcan a entre 2,100 y 2,600 USD/kW. Los costos de operación y mantenimiento se encuentran en 51 y 96 USD/kW al año para las turbinas en tierra y en el mar, respectivamente. Estos se espera que se reduzcan a 39 y 68 USD/kW al año para el 2050 (IEA 2010).

En México la CFE estima que los costos de inversión se encuentran entre 2,000 y 2,300 USD/kW y de O&M entre 34 y 42 USD/kW al año (COPAR Generación 2011).

2.5.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW para efectos de modelación lo que representa un parque eólico.
- Eficiencia de conversión: No aplica
- Tipo de combustible: Viento
- Poder calorífico del combustible: No aplica
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 2 años
- Vida útil: 25 años
- Índice de disponibilidad (aportación de capacidad a MRO): En función de la penetración y la disponibilidad del parque térmico, según la fórmula de Van Wijk & Martin & Carlin (Kris R. Voorspools 2006).
- Factor de planta esperado: 35% con un máximo de 15 GW, 30% con un máximo de 25 GW y 25% con un máximo de 30 GW.
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): Variable en función de mediciones de viento en invierno y verano.

2.6 SOLAR FOTOVOLTAICA

En los inicios de la energía fotovoltaica, hace unos 50 años, la energía necesaria para producir un panel fotovoltaico era mayor que la energía que el panel podría producir durante su vida útil. Durante la última década, debido a las mejoras en la eficiencia de los paneles y los métodos de fabricación, los tiempos de recuperación de la inversión se redujeron a aproximadamente entre 3 y 5 años, dependiendo de la radiación solar disponible y del precio de la electricidad en el sitio de la instalación. Actualmente, el mercado de celdas fotovoltaicas tiene un enorme crecimiento, la industria respondió a las condiciones cambiantes del mercado mediante la ampliación y consolidación de grandes proyectos (IEA 2010).

2.6.1 Descripción

Se denomina sistema de energía solar fotovoltaico a la obtención de energía eléctrica a través de módulos fotovoltaicos. Estos están formados por dispositivos semiconductores tipo diodo que al recibir la luz solar generan una pequeña diferencia de potencial entre sus extremos. El acoplamiento en serie y en paralelo de varias celdas fotovoltaicas permite la obtención de mayor potencia eléctrica. Las celdas fotovoltaicas transforman directamente la radiación solar en electricidad. Las celdas fotovoltaicas se pueden utilizar en conexión con la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías. Son altamente modulares, es decir se pueden conectar para proporcionar desde algunos watts hasta algunos cientos de megawatts.

A nivel comercial las tecnologías fotovoltaicas se pueden dividir en dos grupos: celdas de silicio cristalino y películas delgadas. La mayor parte del mercado está formado por las tecnologías de silicio cristalino que son de gama media entre eficiencia y costo. Las de película delgada en la actualidad representan menor costo y menor eficiencia.

Una variante de la tecnología fotovoltaica, es el uso de sistemas de concentración solar fotovoltaicos en los concentradores solares de plato parabólico, estos sistemas presentan mayor eficiencia pero a mayor costo. Otra variante son las llamadas celdas de unión múltiple (multi-junction cells), en las cuales dos o más capas de semiconductores se unen para extraer la energía de una porción particular del espectro de luz incidente, estas últimas en combinación con la concentración solar presentan la mayor eficiencia alcanzada en laboratorio de más de 40% (NERL 2011).

2.6.2 Capacidad y potencial

A nivel mundial, en el 2011 se alcanzaron cerca de 40 GW de capacidad con paneles fotovoltaicos, cifra siete veces superior a lo que se tenía cinco años antes (REN21 2011). En México se han instalado cerca de 25 MW hasta el 2010, principalmente para aplicaciones aisladas de la red eléctrica (SENERc 2010).

La generación con paneles fotovoltaicos es función de la insolación recibida en el sitio y de la eficiencia de las tecnologías de conversión. Actualmente, los sistemas fotovoltaicos más comunes en el mercado tienen una eficiencia de conversión de la energía total de aproximadamente 15%, lo que incluye las pérdidas por suciedad, sombreado parcial y conversión de CD a CA (Hoste y Jacobson 2009). La irradiación solar global en México es en promedio de 5 kWh/día/m², pero en algunas regiones del país se llega a valores de 6 kWh/día/m², por ello, el potencial técnico se puede considerar prácticamente infinito (SENER/GTZ 2009). Para modelar la operación de los sistemas fotovoltaicos se analizaron las mediciones de insolación realizadas en 2007 en dos sitios (Hermosillo, Son. y La Rumorosa, BC.) y las realizadas en 2010 en el CIE (Temixco, Mor.); se observó un comportamiento similar por lo que se toman como representativos de la región norte y centro del país, respectivamente. Sin embargo esto no quiere decir que el recurso solar se limite a esta región exclusivamente, de modo que para determinar los sitios de instalación de centrales debe considerarse un buen análisis del sitio. La Figura 2.2, muestra la curva de irradiación solar que se utiliza para simular la operación de las centrales fotovoltaicas.

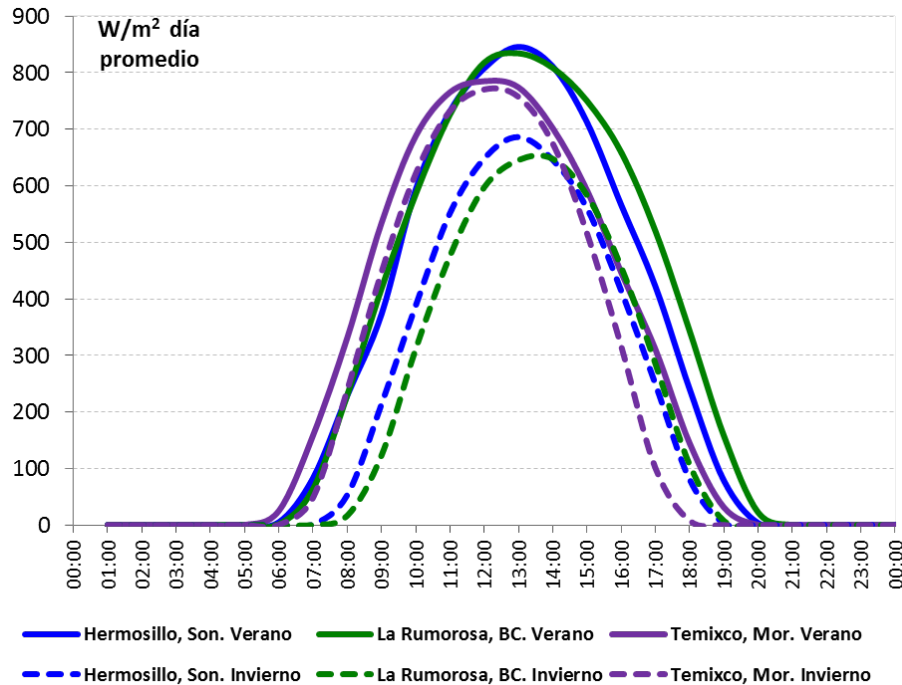


Figura 2.2 Irradiación solar promedio horaria en dos épocas del año para tres sitios representativos de las regiones norte y centro de México. Fuente: *Elaboración propia a partir de datos Estaciones Meteorológicas Automáticas del Servicio Meteorológico Nacional de CONAGUA y la estación de monitoreo y medición ambiental del CIE.*

2.6.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas tienen diferentes niveles de madurez y todas ellas tienen un potencial significativo de mejora. Sin embargo, se requieren esfuerzos en I&D a largo plazo con el fin de acelerar la reducción de costos y la transferencia tecnológica a la industria.

Otras prioridades incluyen el desarrollo de soluciones técnicas para permitir la integración de los sistemas fotovoltaicos en las redes eléctricas. También es necesario regular el uso de los paneles fotovoltaicos como elementos arquitectónicos que permitan responder a una serie de requisitos técnicos, funcionales y estéticos que permitan ayudar a reducir los costos de su aplicación.

2.6.4 Costos actuales y futuros

Los costos son todavía demasiado altos para poder ser competitivos con otras tecnologías, la IEA estima que los costos de inversión se encuentran entre 3500 y 5600 USD/kW y que podrían reducirse a entre 1000 y 1600 USD/kW para el año 2050. Los costos de mantenimiento que ahora son de 50 USD/kW al año, podrían reducirse a 13 USD/kW para el año 2050 (IEA 2010).

En México, el mercado principal para la tecnología fotovoltaica son las instalaciones domésticas y comerciales aisladas de la red. Esta tecnología es una de las más caras para la producción de energía eléctrica en la actualidad. El costo de la celda solar representa la mayor proporción del costo total. Aparte de la introducción de nueva tecnología, la principal apuesta

para la reducción del precio está relacionada con la economía de escala. A la fecha su costo de inversión se encuentra en el rango de 3,000 a 4,000 USD/kW (COPAR Generación 2011).

2.6.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW para efectos de modelado ya que es altamente modular.
- Eficiencia de conversión: 15 %
- Tipo de combustible: Energía solar
- Poder calorífico del combustible: No aplica
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 1 año
- Vida útil: 25 años
- Índice de disponibilidad (aportación de capacidad a MRO): 18% en invierno y 29% en verano, considerando que parte de la energía total disponible durante el día se despache con estos factores de disponibilidad y el resto se almacene en baterías para ser despachada durante la noche, de tal forma que se mantengan los factores de disponibilidad constantes durante las 24 hrs, ver Figura 2.3.
- Factor de planta esperado: Igual a su índice de disponibilidad.
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): Base, considerando la operación combinada solar fotovoltaica con baterías.

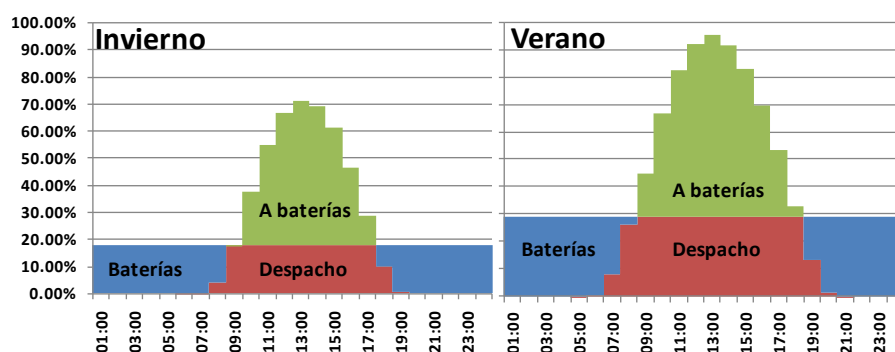


Figura 2.3 Estimación de la disponibilidad de la tecnología fotovoltaica en combinación con baterías, considerando las curvas de radiación solar para México. Fuente: *Elaboración propia a partir de las curvas de radiación solar y una eficiencia combinada de carga y descarga de las baterías de 85% (ver sección 2.9).*

2.7 SOLAR TERMOELÉCTRICA

Los sistemas solares termoeléctricos (CSP, por sus siglas en inglés) utilizan la radiación solar concentrada como fuente de energía de alta temperatura para producir energía eléctrica. Estos requieren de cielo despejado y luz solar intensa, ya que sólo la radiación solar directa, es decir, los rayos solares en paralelo, se puede transformar en energía útil. En la práctica esto significa que los CSP serán más eficaces en áreas como el norte de África, Oriente Medio, el sur de Estados Unidos, México, Asia Central, Australia y algunas partes de América del Sur.

2.7.1 Descripción

Una planta de CSP incluye un campo de colectores solares, receptores y una central eléctrica, donde se transforma en vapor el calor captado en el campo solar para accionar una turbina y producir electricidad. En algunos casos las plantas CSP incorporan dispositivos de almacenamiento de calor o son respaldados por sistemas con combustible.

A nivel comercial, se han desarrollado cuatro tecnologías: canal parabólico, torre central, plato parabólico y reflector lineal Fresnel.

Canal parabólico es la tecnología más madura, este concentra la energía solar para calentar aceites sintéticos que se utilizan como fluido de transferencia de calor para generar vapor sobrecalentado que impulsa una turbina y a su vez un generador eléctrico.

Los colectores lineales Fresnel son similares al canal parabólico con la diferencia que usan colectores de espejos planos a nivel del suelo, lo que facilita las labores de mantenimiento y reduce el costo de los espejos. Además, el vapor saturado es generado directamente en los tubos del receptor, lo cual reduce la contaminación por uso de aceites sintéticos.

Los sistemas de torre central concentran los rayos del sol en lo alto de una torre fija mediante espejos planos con sistemas de seguimiento automático de dos ejes. Esto permite alcanzar mayores temperaturas y por consiguiente mejores eficiencias que las alcanzadas en los sistemas de canal parabólico. La torre central, puede generar vapor saturado o sobrecalentado directamente o con el uso de sales fundidas, aire u otros fluidos de transferencia térmica. La ventaja de las sales fundidas es que se pueden utilizar para almacenar calor durante varias horas.

Los sistemas de plato parabólico concentran la radiación solar en un punto focal que se mueve junto con el plato con sistema de seguimiento solar. Los platos tienen un motor- generador en el punto de enfoque, por lo general un motor Stirling de combustión externa o micro-turbinas Brayton. Estos sistemas ofrecen el máximo rendimiento en capacidades algunos kilowatts. Sólo la producción en masa podría permitirles competir con los grandes sistemas que se benefician de economías de escala.

2.7.2 Capacidad y potencial

Después de años de inactividad, el mercado de CSP ha vuelto con casi 740 MW añadidos entre 2007 y finales de 2010, con lo cual se alcanza una capacidad de 1095 MW. Actualmente hay alrededor de 2600 MW en construcción, principalmente en Estados Unidos y España, se espera que estén en operación en 2014. Las centrales de canal parabólico continúan dominando el mercado representando más del 90% (REN21 2011).

En México, no se cuenta con centrales de generación de esta tecnología. Sin embargo, la CFE indica que para el 2012 se instalará una central solar de 5 MW, integrada a un ciclo combinado (SENERd 2010). Con un potencial solar de los mejores del mundo (5-6 kWh/día/m²), México teóricamente podría instalar la suficiente capacidad como para cubrir el total de sus requerimientos de energía eléctrica.

2.7.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Las tecnologías de concentración de energía solar están en desarrollo. Las mejoras se pueden esperar en todos los aspectos técnicos y económicos de las plantas (espejos, receptores, fluidos

de trabajo y sistemas de almacenamiento de calor), así como en el control automático y sistemas de mantenimiento.

Con el almacenamiento disponible, incluso para sólo unas pocas horas, las plantas CSP pueden ofrecer una opción muy interesante en países con un buen potencial solar para cubrir las cargas pico. Con mayor almacenamiento, las CSP podrían convertirse en una opción para carga base.

2.7.4 Costos actuales y futuros

La IEA estima que los costos de inversión en grandes centrales termoeléctricas solares van desde 4500 a 7000 USD/kW con costos de O&M del orden de 30 USD/kW al año y para el 2050 se espera que estos costos se reduzcan hasta alcanzar de 2000 a 3000 USD/kW en inversión y 15 USD/kW al año en O&M (IEA 2010). En México no existe referencia de precios para este tipo de centrales.

2.7.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW para propósitos de modelación siendo estas altamente modulares.
- Eficiencia de conversión: 15%
- Tipo de combustible: Energía solar
- Poder calorífico del combustible: No aplica
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 3 años
- Vida útil: 25 años
- Índice de disponibilidad (aportación de capacidad a MRO): En función de la curva de irradiación solar de la Figura 2.2.
- Factor de planta esperado: Determinado en función de su índice de disponibilidad.
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): Variable.

2.8 BIOENERGÍA

La bioenergía se puede considerar un recurso renovable siempre que se utilice la misma cantidad que se cultive. Se puede convertir en energía útil en cualquiera de sus formas, es decir, para producir electricidad, calor o combustibles para el sector transporte. El término bioenergía engloba una serie de materias primas, estas incluyen la biomasa sólida, residuos de madera, residuos agrícolas, residuos de la industria del papel y celulosa, cultivos energéticos, biogás, gases de vertedero, componentes biodegradables de los residuos sólidos municipales y los biocombustibles líquidos.

2.8.1 Descripción

Para propósitos de generación eléctrica, las tecnologías de conversión típicas son: combustión, gasificación y digestión anaeróbica.

La biomasa es una opción interesante para la producción de electricidad en algunas partes del mundo donde el abastecimiento de residuos de la agricultura o la industria de productos forestales son abundantes. Sin embargo, el rápido desarrollo de las tecnologías de segunda

generación de biocombustibles líquidos para producir combustibles para el transporte puede generar la competencia por las materias primas entre los dos usos.

La co-combustión de biomasa con carbón es cada vez más popular, ya que ofrece beneficios de reducción de emisiones sin requerir grandes modificaciones a las centrales de carbón y sólo se requiere una pequeña reducción en la eficiencia de la planta. La biomasa, como el carbón, se puede gasificar. El gas resultante se puede quemar en una turbina de gas para producir electricidad.

La digestión anaerobia es otra manera de convertir los desechos orgánicos en biogás, principalmente metano, el cual se puede utilizar para accionar un motor de combustión interna para producir electricidad. (IEA 2010)

2.8.2 Capacidad y potencial

A nivel mundial se tiene un estimado de capacidad de 62 GW a finales del 2010 (REN21 2011).

En México, el aprovechamiento de los desechos de los rellenos sanitarios municipales, para la generación de electricidad, es mínimo en la actualidad, ya que solamente se tiene instalaciones en Monterrey y Ciudad Juárez. En Monterrey la planta inició sus operaciones en 2003, y tiene una capacidad instalada de 12 MW; sin embargo está en proceso de alcanzar 16 MW. En el caso de Ciudad Juárez, la capacidad actual es de 6.4 MW, pero se tiene planeado llegar a 20.8 MW (SENERd 2010). Por otra parte, la SEMARNAT estima que utilizando los residuos sólidos municipales de las 10 principales ciudades de México se podría tener una capacidad instalada de 803 MW. Estas ciudades son: Ciudad de México, Guadalajara, Puebla, Nezahualcoyotl, Tijuana, Ecatepec, Mérida, Acapulco, Ciudad Juárez, y Tlalnepantla.

2.8.3 Estatus tecnológico y prospectiva

Para generar electricidad con bioenergía, se utilizan sistemas que son prácticamente convencionales, como las calderas de vapor conectadas a turbinas de vapor, motores de combustión interna, motor Stirling y turbinas de gas que utilizan combustibles obtenidos previamente vía pirólisis, combustión directa o gasificación.

Los esfuerzos por mejorar la tecnología se centran principalmente en la mejora de la confiabilidad, viabilidad económica y eficiencia de los sistemas de gasificación. Para ello, es necesario incrementar los rendimientos de las materias primas y la optimización de las cadenas de producción y logística.

En centrales pequeñas de 5 a 10 MW de capacidad, la eficiencia es de alrededor del 25%, en centrales más grandes de al menos 50 MW, se puede lograr una eficiencia eléctrica de más del 40%.

2.8.4 Costos actuales y futuros

Debido a que los sistemas que operan con bioenergía son similares a los sistemas de combustión convencionales, la IEA estima costos de inversión en alrededor de 2500 USD/kW y de O&M de 111 USD/kW al año, se espera que estos costos disminuyan a 2000 USD/kW y 90 USD/kW al año para el 2050 en inversión y O&M, respectivamente (IEA 2010).

2.8.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW
- Eficiencia de conversión: 40%
- Tipo de combustible: Biomasa
- Poder calorífico del combustible: 7055 MJ/t
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 2 años
- Vida útil: 30 años
- Índice de disponibilidad (aportación de capacidad a MRO): 85% disponibilidad similar a las plantas térmicas convencionales.
- Factor de planta esperado: Igual a su índice de disponibilidad
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): Base

2.9 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El almacenamiento de energía tiene un papel importante en la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Muchas fuentes renovables como la solar, eólica y mareomotriz son intermitentes, pero al combinarlas con una central de almacenamiento, pueden suministrar la energía eléctrica en el momento que es requerida.

El almacenamiento de energía a gran escala utiliza prácticamente tres tipos de tecnologías: centrales hidroeléctricas con almacenamiento por bombeo, almacenamiento de energía mediante aire comprimido y sistemas de baterías a gran escala. Para propósitos de este estudio sólo se consideran los sistemas de baterías a gran escala, debido a que no se ha estimado un potencial de almacenamiento por bombeo en hidroeléctricas ni la capacidad para almacenamiento de aire comprimido.

2.9.1 Descripción

Una batería es un dispositivo que almacena energía en forma química, de manera que puede ser liberada cuando sea requerida. Está compuesta de una serie de celdas individuales, cada una de las cuales es capaz de proporcionar una corriente definida a un voltaje fijo. Las celdas se unen en serie y paralelo para proporcionar la corriente y el voltaje requerido para una aplicación en particular. Algunos tipos de baterías son:

- **Baterías de Níquel:** Son celdas electroquímicas actualmente disponibles o en desarrollo, incluidas las de níquel-cadmio (Ni-Cd), níquel metal hidruro (Ni-MH), de níquel-zinc (Ni-Zn) y el cloruro de níquel-sodio (Na-NiCl₂). De las baterías de Ni las de Ni-Cd y Ni-MH son las más desarrolladas. El inconveniente más importante es el cadmio, a pesar de que es reciclable, es considerado altamente tóxico.
- **Baterías de Litio:** Son celdas electroquímicas de iones de litio (Li-ion) y polímero de litio (Li-pol) ya disponibles comercialmente. Las baterías de Li tiene un impacto ambiental limitado, ya que los óxidos y sales de litio se pueden reciclar.
- **Baterías de Plomo:** Son celdas electroquímicas basadas en reacciones químicas que involucran plomo y ácido sulfúrico. Es una de las tecnologías de baterías más antiguas y desarrolladas. El plomo utilizado es tóxico y por lo tanto deben ser reciclado.

Además, cuando el ácido sulfúrico se sobrecarga genera hidrógeno, el cual presenta un riesgo de explosión.

- **Baterías de flujo:** Son dispositivos que almacenan y descargan la energía mediante una reacción electroquímica reversible entre dos electrolitos. Existen cuatro tipos de baterías de flujo: bromuro de zinc, óxido-reducción de vanadio (VRB, por sus siglas en inglés), polisulfuro de bromuro y cerio de zinc. Este último representa un tipo de batería de flujo híbrido. El sistema VRB cuentan con la separación de los reactivos químicos y la capacidad de almacenamiento depende del tamaño de los tanques del electrolito, tiene la ventaja de que el tiempo de descarga máxima puede variar y tiene la capacidad de llevar a cabo ciclos de carga y descarga de forma indefinida, de este modo no hay residuos importantes asociados con la operación.
- **Baterías de Metal-Aire:** Son las celdas electroquímicas más compactas disponibles. De todos los sistemas metal-aire desarrollados hasta la fecha, la pila de zinc-aire es el más avanzado a pesar de que otros electrodos de metal tienen en teoría, una mayor densidad de energía. Las baterías metal-aire son relativamente inertes, ya que no hay materiales tóxicos involucrados en su construcción y los metales como el zinc o el aluminio pueden ser reciclados.

2.9.2 Capacidad y potencial

- **Baterías de Níquel:** El Golden Valley Electric Association en Fairbanks, Alaska, ha instalado un sistema de almacenamiento a gran escala de Ni-Cd para proveer 27 MW de electricidad por un mínimo de 15 minutos para estabilizar la red eléctrica local en el caso de la pérdida repentina de la generación. Actualmente, el sistema fue galardonado con el Record Mundial Guinness por "la batería más potente del mundo" mediante la entrega de 46 MW durante 5 minutos.
- **Baterías de Litio:** La industria automotriz está impulsando gran parte del desarrollo de la tecnología de batería de Li por ejemplo, el Tesla Roadster se compone de 6 800 pequeñas celdas de Li-ion para proporcionar alrededor de 200 kW de potencia eléctrica.
- **Baterías de Plomo:** Existen tres plantas con baterías de plomo a gran escala, una de 8.5 MW en Berlín, de 5 MW en California y de 1.4 MW en Alaska.
- **Baterías de flujo:** Un sistema de baterías redox de vanadio ha sido instalado para suministrar 2 MW con 12 MWh de almacenamiento como respaldo del parque eólico de 39 MW en Irlanda.

2.9.3 Estatus tecnológico y prospectiva

- **Baterías de Níquel:** Las de Ni-Cd se han producido desde principios del siglo XX y formaron la mayor parte del mercado de baterías recargables en electrónica en la década de 1990. Las de Ni-MH aparecieron en la década de 1980 y han sustituido a las de Ni-Cd en muchas aplicaciones de batería recargable. A pesar de ser ampliamente utilizadas en los vehículos eléctricos, hay pocos ejemplos de su aplicación a los mercados de electricidad.
- **Baterías de Litio:** Se han hecho cargo del 50% del mercado portátil en los últimos años, sin embargo, existen algunos retos para alcanzar la gran escala.

- **Baterías de Plomo:** En las aplicaciones de almacenamiento estacionario, donde la densidad de energía es generalmente de menor importancia, las baterías de plomo han dominado este mercado, en parte debido a su bajo costo.
- **Baterías de flujo:** El sistema VRB está siendo impulsado en una serie de parques eólicos en todo el mundo. Han sido sometidos a pruebas en las instalaciones de Duit en los Estados Unidos en una escala de 500 kWh, con planes alcanzar 2 MWh.
- **Baterías de Metal-Aire:** El impulso a esta tecnología se limita a aplicaciones a pequeña escala. Es necesario mejorar la capacidad de recarga eléctrica de estas baterías para poder competir con otras tecnologías.

2.9.4 Costos actuales y futuros

- **Baterías de Níquel:** Tanto las Ni-Cd y Ni-MH son sistemas costosos de fabricar con respecto a otras tecnologías, posiblemente el doble del costo respecto a las baterías de litio y, potencialmente, cuatro veces el costo de las baterías de plomo.
- **Baterías de Litio:** El principal obstáculo asociado con sistemas masivos de almacenamiento de energía utilizando baterías de Li es el alto costo (más de 560 USD/kWh) debido a un embalaje especial y circuitos internos de protección de sobrecarga. Varias compañías están trabajando para reducir el costo de fabricación, entre ellas la industria automotriz.
- **Baterías de Plomo:** Son de bajo costo en comparación con las otras tecnologías, alcanzan 8 veces menos que las de Li y hasta 13 veces menos que las de Ni.
- **Baterías de flujo:** El costo total de un sistema de 2 MWh estaría en alrededor de € 1.8 millones. El costo del sistema VRB fue de un poco más de 8 millones de dólares para un sistema de 12 MWh.
- **Baterías de Metal-Aire:** Los costos de capital de las baterías de metal-aire se citan como una de las más baratas, pero este costo debe ser tratado con cautela, ya que estas baterías son muy difíciles e ineficaces para su recarga.

2.9.5 Premisas del bloque unitario para la modelación

Del análisis de las diferentes tecnologías de almacenamiento con baterías y con propósitos de modelación, se concluye que la tecnología más adecuada para la integración a gran escala de las baterías con los sistemas eléctricos son las baterías de flujo, por lo que se definen los siguientes datos para la modelación de la tecnología:

- Capacidad nominal: 100 MW
- Eficiencia de conversión: 85%
- Tipo de combustible: energía eléctrica.
- Poder calorífico del combustible: No aplica
- Tiempo de construcción y/o año de disponibilidad de la tecnología: 1 año
- Vida útil: 5 años
- Índice de disponibilidad: 90%
- Factor de planta esperado: No aplica
- Tipo de despacho de energía (carga base, carga variable): carga variable

En el siguiente capítulo se describe el modelo del sector energético que se utiliza para evaluar cuantitativamente los escenarios.

CAPÍTULO

3 MODELO DEL SECTOR ENERGÉTICO

Debido a la situación actual sobre cambio climático, se tiene la necesidad de contar con una herramienta que permita evaluar de manera flexible, el impacto de distintas medidas de mitigación de emisiones de GEI, para ello se desarrolló un modelo matemático en el que se representa el sistema energético de México, de tal forma que se pueda evaluar el uso de nuevas tecnologías en la oferta de energía eléctrica, considerando los cambios en la demanda de energéticos que están en proceso de efectuarse ó que se espera que se lleven a cabo en los próximos años. El impacto a evaluar en el presente trabajo es respecto a la reducción de las emisiones de GEI y los costos asociados a la aplicación de las tecnologías para lograrlo en el mediano y largo plazos.

El modelo desarrollado está estructurado en la plataforma LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), herramienta computacional en continuo desarrollo por el Instituto de Medioambiente de Estocolmo (Stockholm Environment Institute), esta herramienta es utilizada ampliamente por diversos organismos internacionales.

3.1 PLATAFORMA LEAP

LEAP, es una herramienta de software de uso común para el análisis de políticas energéticas y evaluación de escenarios de mitigación del cambio climático en el tiempo.

3.1.1 Descripción

LEAP es un sistema de modelado integrado que puede ser usado para estimar el consumo de energía, las capacidades de producción y extracción de recursos energéticos en todos los sectores de la economía. Se puede utilizar para modelar el sector energético y no energético considerando las fuentes de emisiones de GEI. Además de los GEI, LEAP también se puede utilizar para analizar los efectos de la aplicación de alguna tecnología sobre el resto del sistema energético de alguna región, por lo que es muy adecuado para estudios de planeación energética y estudios del clima.

LEAP no es el modelo de un sistema energético en particular, sino más bien una herramienta que puede ser utilizada para modelar un sistema energético específico, que requiere sus propias estructuras de datos. LEAP es compatible con una amplia gama de metodologías de modelado, tanto por el lado de la demanda de energía como por el lado de la oferta. LEAP ofrece una amplia gama de metodologías de contabilidad y de simulación que son lo suficientemente potentes para el modelado de la generación del sector eléctrico y la planificación de la expansión de la capacidad, así como también es lo suficientemente flexible para incorporar datos y resultados de otros modelos más especializados. (SEI 2011)

3.1.2 Ventajas y desventajas de LEAP

3.1.2.1 Ventajas

- LEAP está diseñado como un medio para la elaboración de modelos energéticos a largo plazo.
- El uso de LEAP permite evaluar escenarios de forma flexible, permitiendo obtener resultados casi inmediatos, mediante la comparación de los requerimientos de energía e infraestructura para la estimación de costos, beneficios e impactos en emisiones de GEI.
- Una ventaja clave de LEAP es que la licencia de uso para países en desarrollo como México e instituciones gubernamentales y universidades, no tiene costo.

3.1.2.2 Desventajas

- Es un modelo de un sólo nodo, por lo cual no se consideran las limitaciones y costos que presenta la infraestructura de transporte de energéticos. Sólo están consideradas las pérdidas de transmisión y distribución de energía eléctrica.
- No es una plataforma con optimización económica, a pesar de contar con un módulo de optimización, este aún se encuentra en desarrollo y no incluye todas las características de un modelo de optimización.

3.1.3 Aceptación internacional

LEAP ha sido adoptado por cientos de organizaciones en más de 150 países en todo el mundo. Sus usuarios incluyen agencias de gobierno, académicos, organizaciones no gubernamentales, empresas de consultoría y servicios públicos de energía. Se ha utilizado en muchas escalas diferentes que van desde ciudades y estados, a modelos nacionales, regionales y mundiales.

LEAP se está convirtiendo en el estándar de modelación para los países comprometidos en la planificación integrada de los recursos y las evaluaciones de mitigación de GEI, especialmente en los países en desarrollo. Las Naciones Unidas anunciaron recientemente que más de 85 países han optado por usar LEAP como parte de su compromiso de informar a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (SEI 2011).

3.2 MODELO ENERGÉTICO DE MÉXICO

3.2.1 Descripción

El Modelo Energético de México al 2070 (MEM70) es un modelo desarrollado en el Instituto de Investigaciones Eléctricas en colaboración con especialistas de la UNAM para su aplicación en un estudio de evaluación de escenarios para el Instituto Nacional de Ecología (INE-IIE 2010)ⁱ. Sin embargo, para propósitos de este trabajo y con autorización de ambos institutos, el modelo se modificó para cumplir con los objetivos del presente estudio.

ⁱ Referencia: www.ine.gob.mx/descargas/cclimatico/2009_impacto_fuentes.pdf

En el MEM70 se representa todo el sistema energético de México, esto incluye: las reservas energéticas existentes de petróleo gas y carbón mineral; los centros de transformación energética como son refinерías, centros procesadores de gas, coquizadoras y centrales eléctricas; la demanda de los distintos sectores económicos tales como, transporte, residencial, industrial, comercial, público y agropecuario; y variables macroeconómicas como el producto interno bruto (PIB) y el crecimiento de la población.

El modelo MEM70 es una herramienta computacional con la que se pueden evaluar diversos escenarios de política energética, desarrollo económico, crecimiento demográfico, desarrollo tecnológico y obtener el impacto de medidas de mitigación para la reducción de las emisiones de GEI por el uso de combustibles de origen fósil en cada uno de ellos.

Para la evolución del sistema energético que se representa en el modelo, se tiene como premisa garantizar el abastecimiento de energía para los sectores de consumo en el periodo de tiempo establecido.

3.2.2 Estructura

En la sección de Análisis de LEAP, se incorpora la información organizada que determina los sectores de demanda, los procesos de transformación y los recursos energéticos, también se incorporan algunas variables e indicadores definidos por el usuario y los conceptos de variación de inventarios y diferencias estadísticas, que se reportan en el balance de energía de SENER.

La estructura del modelo MEM70, está formada por 4 módulos principales: variables del usuario, demanda, transformación y recursos, en los que se representa la integración de los sectores de transformación y consumo de energía. La lógica que sigue el modelo es presentar los flujos energéticos desde la demanda de energía en usos finales hasta los recursos energéticos requeridos.

La elaboración del modelo se realiza en el Año Base (Current Accounts), en donde se descarga toda la información correspondiente al año en que inician los escenarios, para este trabajo se estableció el 2010 como año base, debido a que se cuenta con información disponible de documentos oficiales. Posteriormente se elaboran los escenarios de crecimiento para cada variable del modelo. A continuación se describe de forma detallada la información contenida en los módulos principales:

3.2.2.1 Variables de usuario

En este módulo se crean y organizan las variables utilizadas para auxiliar en los cálculos de demanda, transformación y recursos, estas variables se definen por el usuario y pueden o no interactuar con los cálculos de LEAP.

Las variables creadas para el modelo MEM70 incluyen variables macroeconómicas, demográficas, variables auxiliares para la modelación de sector transporte y variables auxiliares para la modelación del sector eléctrico:

- Las variables macroeconómicas incluyen el Producto Interno Bruto (PIB) y PIB Per cápita y su evolución en el tiempo.
- La variable demográfica se define como el número de habitantes y su evolución en el tiempo.

- Las variables auxiliares del sector transporte contienen información respecto al parque de automóviles determinado por la fórmula de Gompertz (Bauer Mariano 2003), tipo de automóvil, distribución por combustible, eficiencia de los vehículos, recorrido anual, y servicios del parque (taxi, autobús, carga y privado); también contiene las características de consumo de energía del transporte aéreo, marítimo, ferroviario y eléctrico.
- Las variables auxiliares del sector eléctrico incluyen algoritmos para controlar las adiciones de capacidad y para estimar la aportación de las eólicas al margen de reserva operativo.

3.2.2.2 Modulo de demanda de energía

En este módulo se crea la estructura de los sectores de consumo de energía, estos están agrupados como lo indica el balance de energía de SENER (SENERc 2010), estos son: residencial, comercial, público, industrial, transporte y agropecuario.

A su vez, los sectores residencial, industrial y transporte se subdividen en subsectores principales, de la siguiente forma: el sector residencial, se divide en rural y urbano, en función del tipo de combustibles que utilizan. El sector industrial, se subdivide por industrias altamente consumidoras de energía, como son: siderúrgica, química, azúcar, cemento, minería, celulosa y papel, vidrio, fertilizantes, cerveza y malta, aguas envasadas, automotriz, construcción, hule, aluminio, tabaco, petroquímica (energética y no energética) y otras energéticas y no energéticas. El sector transporte se subdivide por tipo en: aéreo, marítimo, ferroviario, eléctrico y automotriz, este último tiene una desagregación detallada del parque de automóviles en función del tipo de servicio que puede ser: comercial (taxi, autobús, carga ligero y carga pesado) y privado (sedan o SUV), además por el tipo de combustible y tecnología que utilizan (gasolina, diesel, gas LP, gas natural, híbridos a gasolina, diesel y/o eléctricos conectables) y motocicletas.

Para el modelado de cada grupo de demanda energética se incluyen las siguientes propiedades:

- Nivel de actividad. Contiene el porcentaje de participación en el PIB de cada sector y su variación en el tiempo según el escenario.
- Intensidad energética. Es el indicador del consumo de energía por unidad de PIB en cada sector.
- Participación de los combustibles. Indica la participación porcentual de los energéticos en la demanda de cada sector.
- Cargas ambientales de combustibles fósiles. Se asignan los factores de emisión a cada combustible de origen fósil cuyo destino de uso final sea la combustión. Estos factores se obtienen de la base de datos tecnológica (TED, por sus siglas en inglés) de LEAP que son los determinados por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

3.2.2.3 Modulo de transformación de energía

En este módulo se crea la estructura para simular los sectores de transformación de energía primaria a energía secundaria aprovechable. Se compone por los sectores de generación eléctrica, refinación de petróleo, procesamiento de gas natural y producción de carbón mineral

y coque. Cada sector contiene uno o varios módulos que auxilian en la modelación de los sectores de transformación, estos a su vez contienen uno o varios procesos que representan tecnologías de conversión energética (ya sean tecnologías existentes y/o futuras).

En general podemos agrupar 7 tipos de procesos de transformación:

- Procesos de energía no aprovechada. Son procesos que simulan las pérdidas de energía No Aprovechada (NA) que reporta el balance de energía de SENER.
- Procesos de transformación de energéticos. Son los procesos en los que entra cierta materia prima y se obtienen uno o varios productos. En este tipo de procesos se incluye: la refinación de petróleo, coquizadoras, terminales de regasificación de gas natural licuado y plantas procesadoras de gas natural.
- Mezclado de productos. Se utilizan para tener control sobre la proporción en que se combinan productos, para producir un energético.
- Consumos propios. Se utilizan para representar el consumo propio de los procesos de transformación. Se reporta en el balance de energía de SENER como consumo propio del sector, se refiere a la energía que se utiliza para el funcionamiento de las instalaciones y que no es una pérdida en el proceso de transformación.
- Generación de energía eléctrica. El proceso de generación de energía eléctrica se representa con mayor detalle, debido a que involucra distintas tecnologías. Está integrado por un proceso con variables generales y 26 tecnologías que simulan la producción de energía eléctrica, con características propias de cada tecnología. Las variables generales son: el margen de reserva operativo y la curva de carga del sistema. Las tecnologías que simulan la producción de energía eléctrica, incluyen tecnologías existentes y tecnologías aún en desarrollo.
- Transmisión y distribución de electricidad. Este proceso se utiliza para representar las pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica.

3.2.2.4 Modulo de recursos energéticos

En este modulo se incluyen las reservas energéticas existentes en el país, su tasa de recuperación, la disponibilidad de energía de las fuentes renovables y las importaciones y exportaciones de algunos energéticos.

3.2.3 Operación y resultados que arroja

La operación y ejecución de escenarios en el modelo es sencilla. El modelo MEM70, opera mediante las opciones de LEAP en cuanto a la selección de escenarios, la sección de análisis, la sección de resultados, los diagramas de flujo y los diagramas de balance energético. Los pasos de la operación básica del modelo son los siguientes:

1. Abrir LEAP e instalar el modelo.
2. Configurar y seleccionar los escenarios a evaluar.
3. Correr los escenarios seleccionados mediante la selección de la sección de resultados.
4. Seleccionar el módulo en el que se desee obtener algún tipo de resultado, cada modulo muestra un tipo de resultado, los principales resultados que se pueden mostrar son:
 - a. Las emisiones de GEI totales.
 - b. Las emisiones de GEI por sector y sub-sector

- c. Las emisiones de GEI por tecnología
 - d. Las emisiones de GEI por combustible
 - e. La demanda de energía final para cada sector y sub-sector
 - f. La demanda de energía final por tipo de energético
 - g. La producción de energía por cada modulo de transformación
 - h. Los insumos de energía primaria requeridos
 - i. Los requerimientos de capacidad de transformación
 - j. Los retiros de capacidad por cumplimiento de la vida útil
 - k. La evolución de la capacidad de transformación
 - l. Los márgenes de reserva de capacidad, calculado y requerido
 - m. Los factores de carga en cada modulo de transformación
 - n. Los requerimientos de importación y exportación de energéticos
 - o. El comportamiento de las reservas energéticas
5. Seleccionar la configuración de la vista de resultados, ejemplo: Tablas de datos, gráficos, comparación entre escenarios, unidades de medición, etc.
 6. Finalmente, se exportan los datos a otras aplicaciones.

3.2.4 Metodología para la estimación de los costos asociados a los escenarios

La estimación de costos asociados a los escenarios es una tarea adicional a los resultados del modelo. Ésta se realiza en hojas de calculo de Excel, debido a que en la plataforma LEAP la evolución de la capacidad incluye adiciones y retiros que al sumarse corresponden a las adiciones netas que el programa considera para el calculo de los costos de inversión.

En la definición los costos en escenarios de tan largo plazo, se encuentran enormes incertidumbres que deben tomarse en cuenta, debido a que existen muchas opciones y variables en cuanto al desarrollo de tecnologías o disponibilidad de energéticos en el futuro, este es un tema muy controversial. En el presente estudio, el análisis de costos debe tomarse como herramienta auxiliar en la planeación a corto y mediando plazos, y con una visión ilustrativa en el largó plazo.

Para el cálculo de los costos asociados a los escenarios se suman los siguientes conceptos:

1. Pago anual acumulado de las inversiones requeridas en centrales eléctricas.
2. Pago anual por concepto de combustibles

No se consideran en el cálculo de los costos asociados a los escenarios los siguientes conceptos:

1. Inversiones requeridas en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.
2. Inversiones requeridas para el transporte y confinamiento de CO₂.
3. Los costos de desmantelamiento de centrales retiradas y en su caso por almacenamiento y disposición final de residuos.
4. Los costos asociados a condiciones locales en la instalación de centrales, como son: terrenos, derechos de vía, accesos, etc.

A continuación se describe la metodología para el cálculo de cada concepto y los valores utilizados.

3.2.4.1 Pago anual acumulado de las inversiones requeridas en centrales eléctricas

Para determinar las inversiones requeridas en cada año y el pago anual de la amortización de la inversión en el sector eléctrico para cada escenario, se sigue la siguiente metodología de cálculo:

- De los resultados del modelo se obtienen las adiciones de capacidad de generación de energía eléctrica (C) por tecnología j en cada año i en MW.
- Del análisis de las tecnologías del capítulo 2 se definen los costos unitarios de inversión (U) por tecnología j en cada año i en USD/kW. La Figura 3.1 muestra la evolución en el tiempo de los costos unitarios de inversión por tecnología.

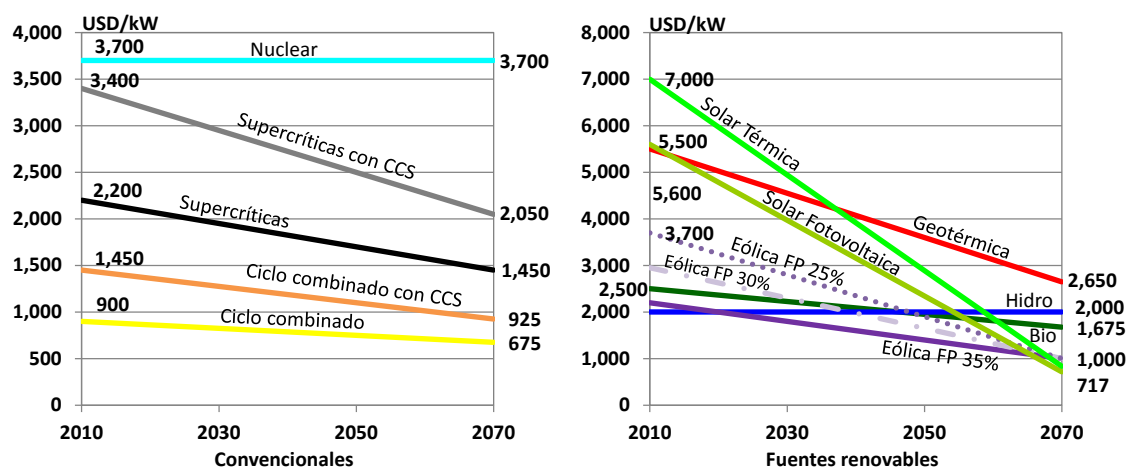


Figura 3.1 Evolución de los costos unitarios de inversión por tecnología. Fuente: Elaboración propia con base en el análisis de costos del capítulo 2.

- Se obtiene el monto de inversión (P) en Mill USD (millones de dólares) requerido por cada tecnología j en cada año i, multiplicando la capacidad adicional C_{ij} por el costo unitario de inversión U_{ij} de cada tecnología y año correspondiente.

$$P_{ij} [\text{Mill USD}] = C_{ij} [\text{MW}] * U_{ij} \left[\frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right] * \left[\frac{10^3 \text{ kW}}{\text{MW}} * \frac{\text{Mill}}{10^6} \right]$$

- Se amortiza el pago (A) de la inversión mediante el factor de recuperación de capital (Tarquin 1991), durante la vida útil (V) en años de la tecnología j correspondiente a una tasa de descuento (T) en %. En México la tasa de descuento definida para proyectos del sector energético es del 12% (COPAR Generación 2011). La vida útil de cada tecnología es la definida en el capítulo 2 y que se muestran en resumen en la Tabla 3.1.

$$A_{ij} = P_{ij} \left[\frac{T(1+T)^V}{(1+T)^V - 1} \right]$$

Tecnología	Vida Útil (años)	Tecnología	Vida Útil (años)
Ciclo Combinado	30	Hidroenergía	50
Ciclo combinado con CCS	30	Geoenergía	30
Carbón Supercrítica	30	Bioenergía	30
Carbón Supercrítica con CCS	30	Eólica	25
Nuclear	60	Solar FV	25
		Solar Térmica	25

Tabla 3.1 Vida útil de las tecnologías de generación. Fuente: Elaboración propia con base en el análisis de costos del capítulo 2.

- Se estima el pago acumulado de amortización de la inversión (PA) para cada año i por tecnología j durante su vida útil.

$$PA_{ij} = A_{ij} + PA_{(i-1)j}$$

- Se estima el pago anual acumulado (PAA) de las inversiones requeridas en el sector eléctrico, con la suma de los pagos anuales de todas las tecnologías (n =numero de tecnologías).

$$PAA_i = \sum_{j=1}^n PA_{ij}$$

La metodología para estimar el pago anual por concepto de consumo de combustibles se describe a continuación.

3.2.4.2 Pago anual por concepto de consumo de combustibles

Para determinar el pago anual por concepto de consumo de combustibles en el sector eléctrico para cada escenario, se sigue la siguiente metodología de cálculo:

- De los resultados del modelo se obtiene el consumo de combustibles para generación eléctrica (F) por combustible k en cada año i en PJ.
- Del COPAR de generación 2011 de CFE (COPAR Generación 2011), se obtienen los escenarios de precios unitarios de combustibles (FU) para cada combustible k en el periodo 2010-2039. Con la tendencia presentada en estos escenarios se extrapola linealmente hacia el 2070 y se corrige la curva hacia el 2010. La Figura 3.2 muestra la evolución precios unitarios de los combustibles.

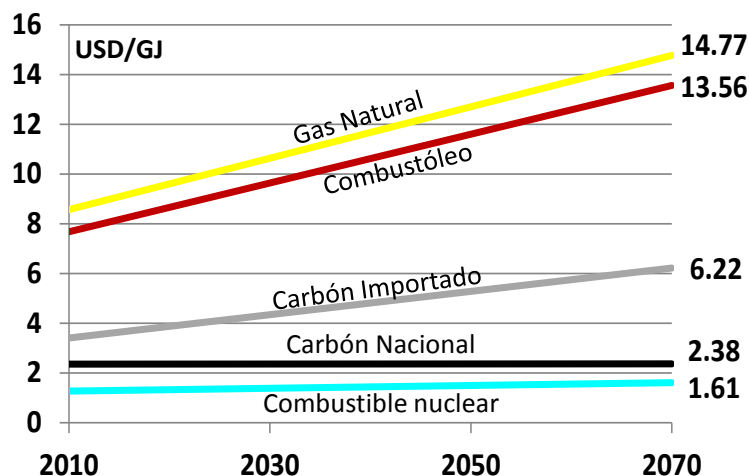


Figura 3.2 Evolución de los precios unitarios de combustibles. Fuente: Elaboración propia con datos del COPAR de Generación 2011 de CFE.

- Se estima el pago anual por concepto de consumo de combustibles (PAC) de la suma en cada año i del producto entre el consumo de combustibles F_{ik} y el costo unitario de combustibles FU_{ik} de cada combustible k (m = número de combustibles).

$$PAC_i [Mill\ usd] = \sum_{k=1}^m F_{ik} [PJ] * FU_{ik} \left[\frac{USD}{GJ} \right]$$

En el siguiente capítulo se describe con mayor detalle los datos cargados para la simulación de los escenarios, los datos particulares de cada escenario, los resultados técnicos y económicos que se obtienen del análisis de los resultados.

CAPÍTULO

4 RESULTADOS EN LA REDUCCION DE EMISIONES DE GEI EN EL SECTOR ELECTRICO DE MEXICO

En el presente capítulo se detallan los datos empleados para la elaboración de los escenarios y se describen las consideraciones y supuestos empleados en el modelo. Así mismo, en este capítulo se presentan los resultados, tanto técnicos como económicos, de los escenarios evaluados para la oferta de energía eléctrica para México en el largo plazo.

4.1 CONTEXTO ECONÓMICO Y DEMOGRÁFICO

4.1.1 Supuestos básicos

Un insumo fundamental para la evaluación de escenarios de planeación en el largo plazo son las estimaciones del consumo de energía, lo cual nos permite dimensionar y diseñar de manera óptima la expansión de la infraestructura de transformación de energéticos, a fin de satisfacer con calidad y economía las necesidades de energéticos de la población.

Históricamente se ha observado que existe una interrelación entre la evolución del producto interno bruto (PIB) y la evolución del consumo nacional de energía. La Figura 4.1 muestra dicha relación histórica de los últimos diez años. De igual forma, se ha observado que existe cierta correlación entre la evolución de la tasa media de crecimiento anual (TMCA) del PIB y la evolución de la TMCA de las ventas de energía eléctrica en México. La Figura 4.2 muestra dicha relación histórica de los últimos veinte años.

Por lo anterior, para la evaluación de escenarios en este estudio se asume que la estimación del consumo nacional de energía se realiza con las intensidades energéticas de cada sector productivo. Donde la intensidad energética se define como la cantidad de energía que se requiere por cada una unidad del PIB. Para el caso del sector residencial, se asume que la intensidad energética es función del crecimiento demográfico, definido como la cantidad de energía requerida por habitante.

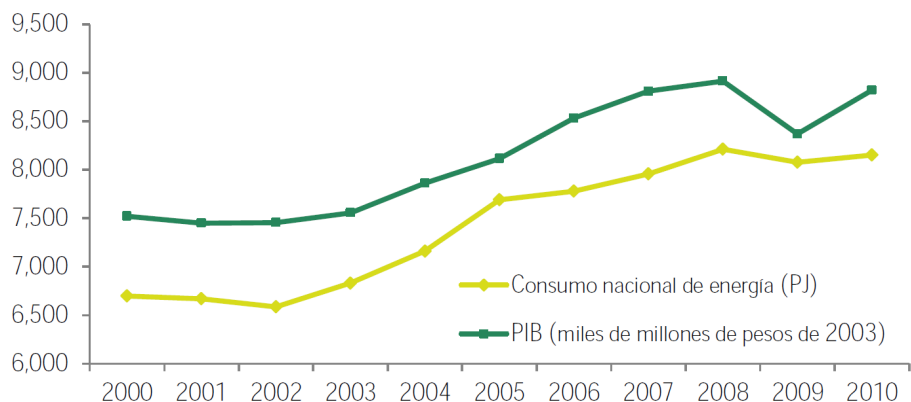


Figura 4.1 Evolución del producto interno bruto (PIB) en miles de millones de pesos de 2003 y el consumo nacional de energía en PetaJoules. Fuente: Balance nacional de energía 2010 SENER.

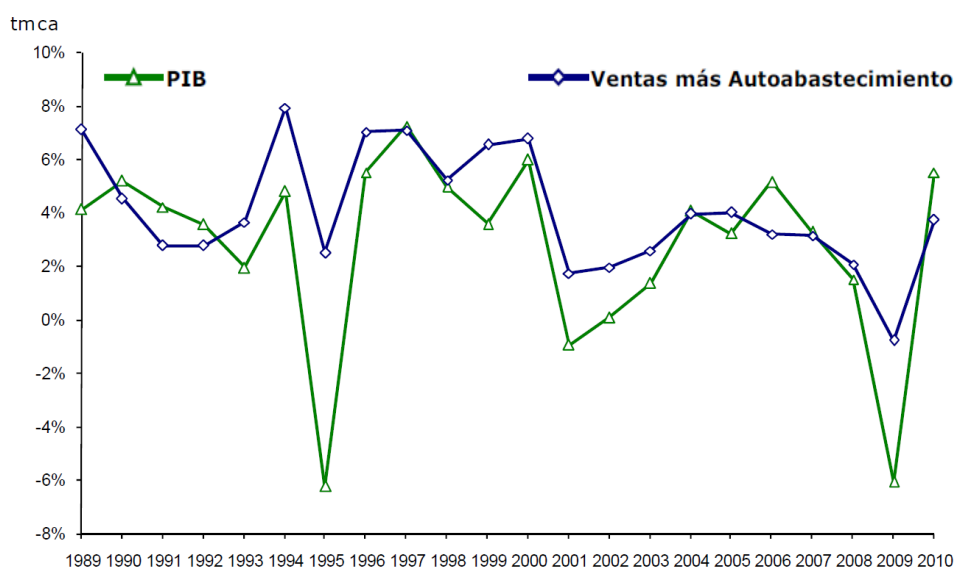


Figura 4.2 Evolución de la tasa media de crecimiento anual del PIB y la tasa media de crecimiento anual de las ventas de energía eléctrica. Fuente: POISE 2012-2026, CFE.

4.1.2 Contexto económico

Para la elaboración de los escenarios económicos se inicia con el PIB per cápita en moneda de 2010 estimado en 9,123 USD/hab (Banco Mundial 2011).

Determinar la proyección del PIB hacia el futuro es una tarea complicada, ya que es un indicador representativo que ayuda a medir el crecimiento o decrecimiento de la producción de bienes y servicios de las empresas en cada país, lo cual depende de muchos factores tanto internos como externos que son difíciles de predecir. El crecimiento del PIB representa mayores ingresos para el gobierno a través de impuestos, para lo cual se deberán fortalecer las condiciones para la inversión no especulativa, es decir, inversión directa en empresas y también fortalecer las condiciones para que las empresas que ya existen sigan creciendo (CEE, IIM y IIEc-UNAM 1990).

Algunas aclaraciones sobre el PIB:

- El PIB de un país aumentará si el gobierno o las empresas dentro del mismo toman préstamos en el extranjero, posteriormente, esto disminuirá el PIB en periodos futuros por que hay que pagar la deuda.
- No toma en cuenta la depreciación del capital (maquinaria, fábricas, etc. como también los recursos naturales y el "capital humano").
- No tiene en cuenta externalidades negativas que algunas actividades productivas generan, por ejemplo, la contaminación ambiental.
- No tiene en cuenta la distribución del ingreso.

Diversos organismos realizan anualmente estimaciones sobre el crecimiento esperado del PIB para distintos países e incluso a nivel regional y mundial con proyecciones a corto y mediano plazos. Como referencia, la Tabla 4.1 muestra algunas estimaciones del crecimiento esperado del PIB en México.

TMCA (%)	Periodo	Fuente
3.6	2008-2035	<i>International Energy Outlook 2011, departamento de energía de Estados Unidos (US DOE).</i>
3.0	2008-2035	<i>World Energy outlook 2010, Agencia Internacional de Energía (IEA/OECD).</i>
3.2	2010-2016	<i>Perspectivas de la economía mundial 2011, Fondo Monetario Internacional.</i>
4.2, 3.5 y 2.8	2010-2025	<i>Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025, Secretaría de energía México (SENER). (escenarios Alto, Planeación y Bajo, respectivamente)</i>

Tabla 4.1 Estimaciones del crecimiento esperado del PIB en México.

Para proyectar el crecimiento del PIB hacia el futuro se plantean dos escenarios de tipo económico:

- Escenario de ALTO desarrollo económico, en este escenario se espera que México alcance, en el 2070, el nivel de desarrollo económico de los países desarrollados. Históricamente, México guarda cierta correlación con el crecimiento económico de Estados Unidos que actualmente tiene un PIB per cápita de 47,199 USD/hab y en los últimos diez años su crecimiento económico ha sido en promedio 2% del PIB (Banco Mundial 2011). Suponiendo que Estados Unidos mantiene este nivel de crecimiento en el largo plazo, al año 2070 alcanzaría un PIB per cápita de 154,861 USD/hab. La cual sería una muy buena meta en términos económicos, lo cual no implica que sea buena referencia en términos energéticos. En este escenario económico se propone que México alcance dicho PIB per cápita en el 2070, para ello se requiere que México mantenga un crecimiento medio anual de **4.8 %**.
- Escenario de crecimiento económico MODERADO, en este escenario se espera que México alcance en el 2070, la mitad del desarrollo económico estimado para Estados Unidos en el 2070, es decir 77,431 USD/hab. Para ello se requiere que México mantenga un crecimiento medio anual de **3.6%**.

La Figura 4.3 muestra la evolución del PIB para los escenarios económicos propuestos.

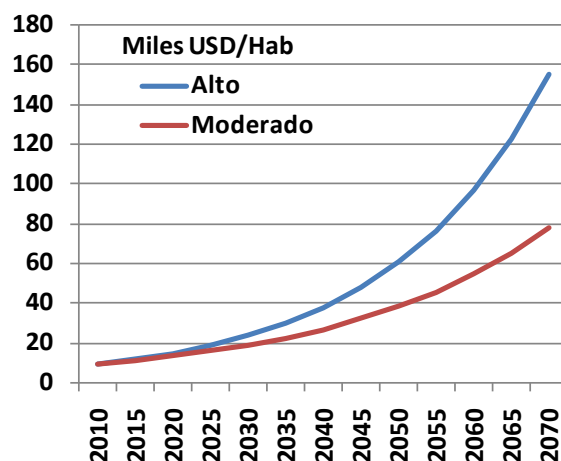


Figura 4.3 Evolución del PIB para los escenarios económicos propuestos. Fuente: *Elaboración propia.*

Como puede observarse el **escenario de crecimiento MODERADO** se aproxima a las estimaciones de crecimiento de SENER y del DOE, mostradas en la Tabla 4.1. Por lo cual, se considera su aplicación en los escenarios tecnológicos del presente capítulo. Sin embargo, los resultados del escenario de ALTO desarrollo económico se muestran en el ANEXO A de la presente tesis.

4.1.3 Contexto demográfico

Para la proyección del crecimiento demográfico, se parte de los datos del censo nacional de población y vivienda del 2010 del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), que indica que la población en México es de 112,336,538 habitantes, de los cuales se estima que un 76.8% habita en zonas urbanas y el resto en zonas rurales (INEGI 2011).

Para los años siguientes al 2010, se emplea la proyección del crecimiento demográfico del Consejo Nacional de Población (CONAPO) del 2010 al 2050, sin embargo, se ajustó la curva para que inicie del valor estimado por el INEGI en el 2010.

Para los años posteriores al 2050, se realiza una extrapolación lineal con los datos de los cinco últimos años de la proyección del CONAPO al 2050. La Figura 4.4 muestra la proyección del crecimiento demográfico que se emplea en el modelo para la evaluación de los escenarios, partiendo de los datos históricos del INEGI y se compara con los datos del CONAPO.

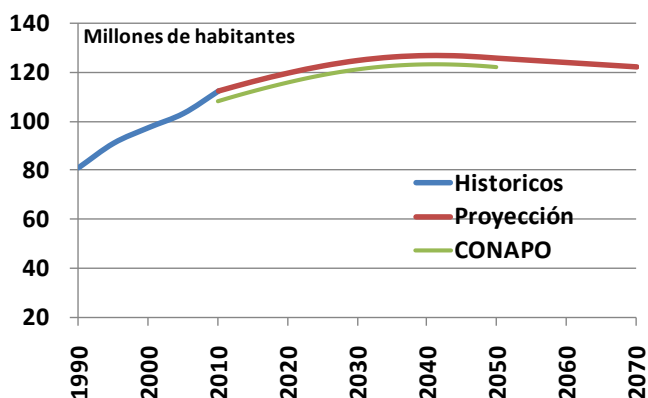


Figura 4.4 Proyección del crecimiento demográfico. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del INEGI y CONAPO.

4.2 CONTEXTO TECNOLÓGICO

4.2.1 Intensidades energéticas de los sectores

El análisis de la evolución de la intensidad energética (cantidad de energía necesaria para producir una unidad del PIB) muestra que los grandes países industrializados han tenido primero una etapa de crecimiento continuo, seguido de una fase tendencial a la baja con algunos períodos breves de estabilización. El alza de la intensidad energética se atribuye principalmente, pero no exclusivamente, a la evolución de la estructura del PIB, es decir, una industrialización fuertemente sustentada en las industrias pesadas (siderurgia, química, cemento) que conduce a una intensificación de las necesidades energéticas. La fase siguiente de tendencia a la baja en la intensidad energética, se explicaría ante todo por factores tecnológicos, particularmente en lo que se refiere a la mejora en la eficiencia en el uso de la energía debido a múltiples progresos técnicos.

Los países en vías de desarrollo, en mayor o menor medida, se encuentran en la fase de industrialización y es de esperarse una elevación en su intensidad energética. Sin embargo muchos autores coinciden que es posible y deseable que éstos pasen más rápido a la tendencia descendente de la intensidad energética, sin llegar al nivel tan alto como el que se observó en los países industrializados. En esto tendrá que ver el acceso que los países en vías de desarrollo tengan a la tecnología actual y futura de los países desarrollados, los cambios en patrones de consumo y estilos de vida, así como los problemas de recursos energéticos a nivel mundial, etc. En síntesis, es posible disminuir la intensidad energética del PIB sin disminuir el crecimiento económico ni el bienestar social, tanto en países desarrollados como en desarrollo (CEE, IIM y IIEc-UNAM 1990).

Para el cálculo de las intensidades energéticas por sector, se agrupan los sectores de contribución al PIB reportados por el INEGI en concordancia con los sectores de consumo energético reportados en el Balance de Nacional de Energía de SENER. Dicha agrupación se muestra en la Tabla 4.2 y los resultados del cálculo de las intensidades energéticas para el año 2009, se muestran en la Tabla 4.3.

Sector de consumo de energía	Sector de participación en el PIB
Agropecuario	Agricultura; ganadería; aprovechamiento forestal; pesca, caza y captura; servicios relacionados con las actividades agropecuarias y forestales.
Residencial (urbano y rural)	Este sector no participa en el PIB. Su intensidad energética se define con el consumo energético por habitante
Comercial	Comercio; servicios postales; servicios de mensajería y paquetería; servicios de almacenamiento; medios masivos de comunicación; servicios financieros; servicios inmobiliarios; servicios profesionales, científicos y técnicos; dirección de corporativos y empresas; servicios de apoyo a los negocios y manejo de desechos y servicios de remediación; servicios educativos; servicios salud; servicios culturales; servicios de alojamiento temporal; otros sin actividades de gobierno; y actividades del gobierno.
Público	Alumbrado público; agua y suministro de gas por ductos al consumidor final; transporte por ductos.
Transporte (Autotransporte y eléctrico, Aéreo, Marítimo y Ferroviario)	Autotransporte de carga y transporte terrestre de pasajeros; transporte aéreo; transporte por ferrocarril; transporte por agua.
Industrial	
Petroquímica PEMEX y Fertilizantes	Fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón
Siderurgia y Aluminio	Industrias metálicas básicas; Fabricación de productos metálicos.
Química	Industria química
Alimentos (Azúcar, Aguas envasadas, Cerveza y Malta)	Industria alimentaria
Cemento y Vidrio	Fabricación de productos a base de minerales no metálicos
Minería	Minería de minerales metálicos y no metálicos; Petróleo y gas; servicios relacionados con la minería
Celulosa y papel	Industria de la madera; Industria del papel; Impresión e industrias conexas
Automotriz	Fabricación de equipo de transporte
Construcción	Construcción
Hule	Industria del plástico y del hule
Tabaco	Industria de las bebidas y del tabaco
Otras ramas	Fabricación de insumos textiles; Confección de productos textiles, excepto prendas de vestir Fabricación de prendas de vestir; Fabricación de productos de cuero, piel y materiales sucedáneos, excepto prendas de vestir; Fabricación de maquinaria y equipo; Fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y otros equipos, componentes y accesorios electrónicos; Fabricación de equipo de generación eléctrica y aparatos y accesorios eléctricos; Fabricación de muebles y productos relacionados; Otras industrias manufactureras.
Otras no energéticas	Servicios de intermediación financiera medidos indirectamente (SIFMI); Impuestos a los productos netos.

Tabla 4.2 Agrupación de la contribución en el PIB en función de los sectores de demanda energética. Fuente: *Elaboración propia con información del Banco de Información económica del INEGI; el Balance Nacional de Energía SENER 2009.*

Sector	Consumo Energético	PIB en 2009	Intensidad energética
	PJ	x10 ⁶ Pesos ₂₀₀₃	MJ/Peso
Residencial Urbano	461	83.6 (x106 Hab)	5,363 (MJ/Hab)
Residencial Rural	301	23.8 (x106 Hab)	11,700 (MJ/Hab)
Agropecuario	147	307,387	0.477
Comercial	124	4,838,556	0.026
Público	28	188,328	0.149
Transporte	2,225	488,701	4.552
Industrial (energético)	1,284	2,310,869	0.555
Petroquímica y Fertilizantes	89	19,205	4.644
Siderurgia y Aluminio	155	117,898	1.318
Química	82	145,596	0.563
Alimentos	121	335,956	0.361
Cemento y Vidrio	174	93,157	1.865
Minería	65	432,438	0.151
Celulosa y papel	52	63,601	0.816
Automotriz	10	198,551	0.049
Construcción	12	552,708	0.022
Hule	7	36,842	0.198
Tabaco	0	98,258	0.004
Otras ramas	516	216,660	2.380
No energético	227	71,742	3.166
Otras no energéticas		163,482	
Total	4,568	8,369,065	0.546

Tabla 4.3 Intensidades energéticas por sector de consumo energético para el año 2009. *Fuente: Elaboración propia con información del Banco de Información económica del INEG y; el Balance Nacional de Energía SENER 2009.*

Es importante aclarar que la intensidad energética reportada por el Balance de Energía es calculada con el total de la Oferta Interna Bruta y no con el Consumo de Energía Final. Para este ejercicio de planeación se requiere la intensidad energética respecto al consumo final, ya que se está modelando el sector transformación con sus consumos y pérdidas de energía internos.

4.2.2 Propuesta de ahorro de energía y su impacto en la demanda de energéticos

Después de analizar la evolución de la intensidad energética del PIB en los países desarrollados, desde su etapa de crecimiento debido principalmente a cambios estructurales en sus economías, hasta su posterior fase de declinación, sustentada en gran medida en innovaciones tecnológicas, cabe preguntarse si los países en vías de desarrollo deberán seguir el mismo camino. Muchas proyecciones de demanda energética fueron elaboradas bajo el supuesto de que la vía trazada debería ser tomada tarde o temprano; sin embargo, ahora ha quedado demostrado que existe un buen margen de maniobra en la cantidad de energía que un país debe consumir para obtener un cierto volumen de PIB, margen que dependerá del estilo de desarrollo que se lleve a cabo, en el cual jugarán un papel determinante las opciones tecnológicas y socioeconómicas que se tomen (CEE, IIM y IIEc-UNAM 1990).

En este estudio se propone que México debería seguir las tendencias de los países desarrollados en donde se utilice la mejor tecnología disponible para los procesos de consumo energético y por lo tanto, la intensidad energética de México tienda a bajar. La incertidumbre radica en definir cuanto debería bajar para mantener el ritmo de crecimiento económico a la alza. La Agencia Internacional de Energía estima una reducción de la intensidad energética mundial de 30% y 40% al 2035 en los escenarios tendencial y de ahorro (450 Scenarior), respectivamente (IEA/OECD 2010). Por otra parte, México ha logrado reducir su intensidad energética en alrededor de 20% en los últimos quince años (IEA 2008). En la Estrategia Nacional de Energía (SENERf 2010) y el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (DOF 27Nov2009), se identificaron oportunidades específicas de ahorro en el consumo final de energía para todos los sectores de la economía, y se reportó un potencial de reducción en el consumo final de 280 TWh al 2024, equivalente a 40% del incremento neto en la demanda de uso final entre 2008 y 2024. Por lo anterior, se propone que, con un escenario normativo que incluya una estricta política de ahorro energético, México podría alcanzar un 50% de ahorro del incremento neto en la demanda de energía en el 2070, respecto a un supuesto crecimiento tendencial en el que no exista ninguna medida de ahorro energético.

La Figura 4.5 muestra la proyección del consumo de energía final para los escenarios tendencial y de ahorro de energía.

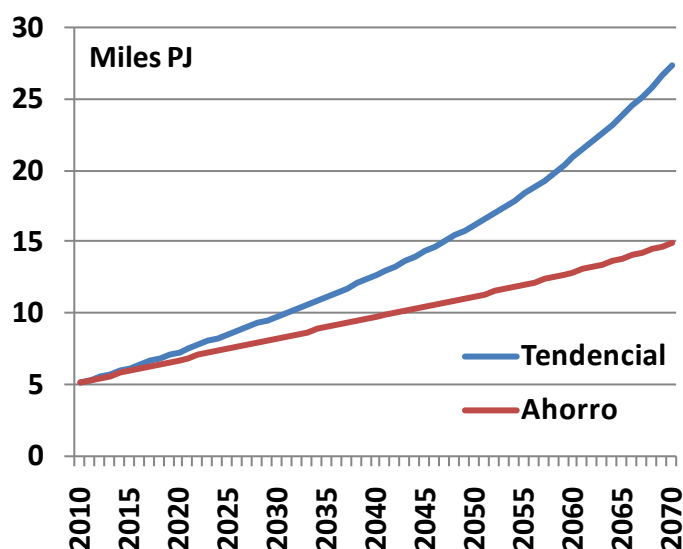


Figura 4.5 Proyección del consumo de energía final. Fuente: Elaboración propia.

En este trabajo se considera que el escenario de **Ahorro** en el consumo de energía final, es el punto de partida para la estimación del consumo de energía eléctrica. Sin embargo, para los próximos años se esperan cambios significativos en el sector transporte, que pueden afectar directamente a la demanda de energía eléctrica, lo anterior se explica con mayor detalle en la siguiente sección.

4.2.3 Cambios tecnológicos en el sector transporte y su impacto en la demanda de energía eléctrica

El sector transporte en México es altamente demandante de energía y un generador considerable de emisiones contaminantes, entre las cuales se encuentran los GEI. Su alta dependencia de los productos petrolíferos, hacen que la posible reducción de emisiones en este sector, dependa de cambios tecnológicos radicales.

En el año 2009, el sector transporte consumió el 46.4 % del consumo final de energía, muy por encima del sector industrial ($\approx 27\%$), el residencial comercial y público ($\approx 19\%$), y el agropecuario ($\approx 3\%$), como puede verse en la Figura 1.6 incluido el consumo no energético. De este consumo energético, sólo el 0.18 % es suministrado con energía eléctrica y el resto con petrolíferos. Actualmente, el autotransporte es el consumidor mayoritario con un 92.4% del consumo energético de este sector, basado fundamentalmente en gasolinas (73%) y diesel (25%). Para el mismo año, las emisiones de GEI del sector transporte se estimaron en 155 MM Ton CO₂eq lo que representa 38.4% del total de emisiones de los sectores de transformación y consumo de energía, ver Figura 1.7. (SENERc 2010).

Es previsible que el parque vehicular continúe incrementándose. Con un nivel actual en México de alrededor de 200 vehículos por cada 1000 habitantes (veh/1000 hab) (Dargay 2007), el estudio de Dargay concluye que este indicador podría acercarse a un nivel de saturación aproximado de 852 veh/1000 hab, nivel casi alcanzado ya por los Estados Unidos. Dicho autor examina las tendencias en el crecimiento de parque vehicular para una amplia muestra de países desde 1960 y proyecciones de su desarrollo hasta el año 2030. Se emplea una función en forma de S -la función de Gompertz- para estimar la relación entre la adquisición de vehículos y el ingreso per cápita.

La Figura 4.6 a) muestra la proyección del crecimiento del parque vehicular al 2030 para países seleccionados. Para este trabajo, se emplea la función de Gompertz para determinar el crecimiento del parque vehicular en los escenarios. La Figura 4.6 b) muestra la proyección del crecimiento vehicular para México al 2070. Se observa la correcta aplicación de la función de Gompertz al comparar la proyección de Dargay para México en el 2030 con un valor entre 450 y 500 veh/1000 Hab y con la aplicación de la función de Gompertz se estima un valor de 486 veh/1000 Hab en el mismo año y con un ingreso per cápita del orden de 20 mil USD/Hab.

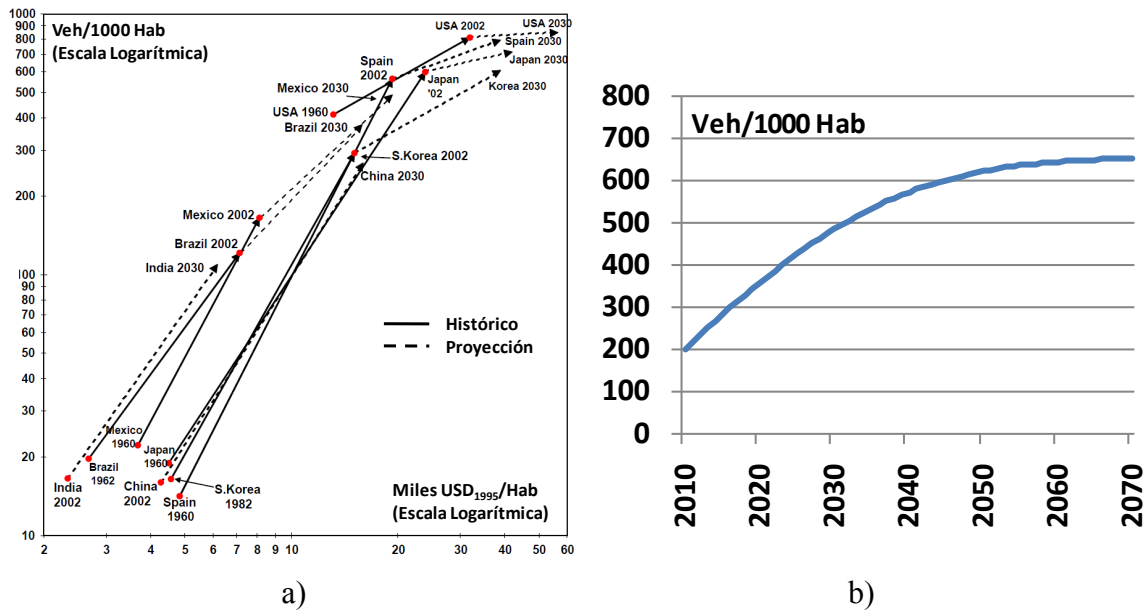


Figura 4.6 a) Proyección del crecimiento del parque vehicular al 2030 para países seleccionados. Fuente: J. Dargay, D. Gately & M. Sommer. *Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030. Jan-2007.* b) Proyección del crecimiento vehicular para México al 2070. Fuente: *Elaboración propia aplicando la función de Gompertz.*

Al observar estas proyecciones se espera que la demanda energética y las emisiones del sector transporte se incrementen en la misma proporción. Esto sólo se podrá mitigar con nuevas tecnologías vehiculares, combustibles alternativos, transporte masivo y posiblemente con cambios sociales que favorezcan el uso eficiente de la energía. El estudio sobre transporte del Consejo Mundial de la Energía (WEC 2007) y el estudio de perspectivas tecnológicas de la Agencia Internacional de Energía (IEA 2010) se abocan a una evaluación de las tecnologías vehiculares, con el propósito de determinar la ruta tecnológica que puede ayudar a lograr el objetivo de un desarrollo sostenible. En el escenario de mitigación (BLUE Map) de la IEA, se estima que los vehículos eléctricos e híbridos conectables, alcancen una participación mundial de 50% del parque vehicular para el año 2050 (IEA 2010).

Ahora bien, es de esperarse que los tiempos y las intensidades de penetración en el mercado de las nuevas tecnologías difieran en países desarrollados y en países en vía de desarrollo. Para México se propone que la meta indicada a nivel mundial para el año 2050, se alcance hasta el año 2070, para tomar en cuenta el rezago tecnológico y el tiempo de renovación del parque vehicular. Por lo anterior, se espera que el consumo de energía eléctrica se incremente. La Figura 4.7 muestra el incremento estimado en el consumo de energía eléctrica, que considera la penetración gradual de las tecnologías para el transporte eléctrico iniciando en 2020 y alcanzando en el 2070 un 30% en vehículos eléctricos y 20% en vehículos híbridos conectables, que son las que afectan el consumo eléctrico. Como referencia se muestra el consumo de energía eléctrica estimado en el escenario de ahorro de energía descrito en la sección 4.2.2.

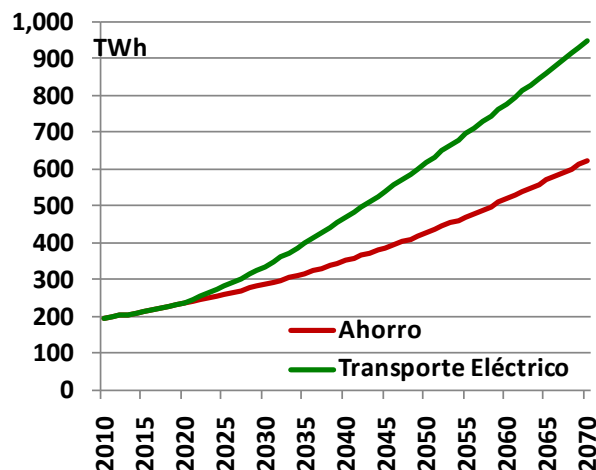


Figura 4.7 Consumo de energía eléctrica estimado para los escenarios de Transporte Eléctrico y Ahorro de energía. Fuente: *Elaboración propia*.

Como resultado del presente análisis, se considera el consumo de energía eléctrica del escenario de **Transporte Eléctrico** para la evaluación de los escenarios tecnológicos del sector eléctrico y que incluye por lo tanto, la reducción en el consumo de energía por Ahorro descritas en la sección 4.2.2.

4.3 PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS TECNOLÓGICOS Y RESULTADOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección se presentan tres escenarios tecnológicos de evolución del sector eléctrico. El primero es el escenario de “**Referencia**” que tiene el objetivo de establecer un marco de referencia de la evolución del sector eléctrico siguiendo las tendencias tecnológicas y de consumo de combustibles actuales. El segundo es el escenario “**Azul**” que busca lograr una reducción significativa en las emisiones de GEI, mediante el uso de fuentes NO Renovables de energía, como lo es la energía nuclear y la tecnología de captura y almacenamiento de carbono en centrales a carbón y gas natural. El tercer escenario es el “**Verde**” que busca alcanzar un sector eléctrico de cero emisiones de GEI, mediante el uso de fuentes Renovables de energía.

4.3.1 Escenario de Referencia

En esta sección se presentan a detalle los supuestos para la modelación y los resultados del escenario de Referencia.

4.3.1.1 Planteamiento

El escenario de Referencia se basa en la evolución del sector eléctrico considerando los requerimientos de energía del escenario de Transporte Eléctrico y siguiendo las tendencias tecnológicas y de consumo de combustibles actuales. La Figura 4.8 muestra la evolución de la capacidad y consumo de combustibles para generación eléctrica que presenta la SENER para el periodo 2010-2025. Se observa claramente la tendencia a incrementar el uso de ciclos combinados a gas natural pasando de ≈ 19 GW a poco más de 40 GW al 2025; reducir el uso de térmicas convencionales a combustóleo, pasando de ≈ 16 a ≈ 9 GW y de manera marginal

incrementar el uso de centrales térmicas a carbón y centrales de fuentes renovables de energía, pasando de ≈ 5 a 11 GW en carbón y de ≈ 13 a 21 GW en fuentes renovables. En total se espera un incremento neto en la capacidad de generación eléctrica de ≈ 28 GW, sin embargo si consideramos los retiros, la capacidad adicional requerida en el periodo es de ≈ 36 GW, de los cuales 61% son ciclos combinados, 16% son térmicas a carbón y 23% de fuentes renovables, de estas últimas 10% son hidroeléctricas, 10% eólicas y el 3% restante otras tecnologías como solar y bioenergía (SENERd 2010).

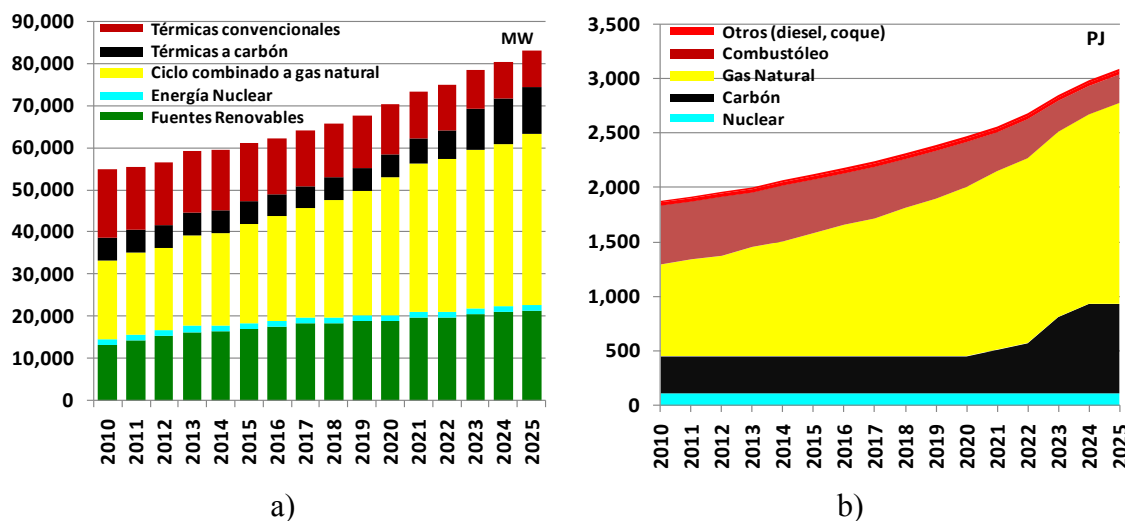


Figura 4.8 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2025 del escenario de SENER. b) Evolución del consumo de combustibles en el periodo 2010-2025 del escenario de SENER. Fuente: *Elaboración propia con datos de la Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025 de SENER.*

Nota: Se considera la capacidad de autoabastecimiento remoto y la capacidad llamada “Nueva Generación Limpia” con tecnología definida según los datos de la simulación de CFE (cuadro 42 de la Prospectiva).

Con base en los datos anteriores y para simplificar el análisis del escenario de Referencia, se propone evaluarlo con las siguientes características:

- Se considera como parte del consumo de energía eléctrica, el escenario de Transporte Eléctrico.
- A partir del 2015 (fecha en que ya no se tienen proyectos en construcción o en proceso de licitación) y con base en las tendencias tecnológicas indicadas en la prospectiva del sector eléctrico 2010-2025 de SENER, los requerimientos adicionales de capacidad se cubren con la siguiente proporción de tecnologías:
 - 60% ciclo combinado
 - 20% térmica supercrítica a carbón
 - 10% hidroeléctrica
 - 10% eólica
- Los retiros de capacidad son en función de la vida útil de las tecnologías y la fecha de entrada en operación de las centrales.

A continuación se muestran los resultados que se obtienen de la evaluación del escenario de Referencia.

4.3.1.2 Resultados

La Figura 4.9, muestra la evolución de la capacidad y la generación de energía eléctrica esperada por tecnología en el periodo 2010-2070. Se observa que el total de la capacidad requerida tiene un ajuste entre el 2015 y 2020, debido a que actualmente se cuenta con capacidad de reserva operativa de $\approx 17\%$ y se mantiene superior al 6% (valor establecido por SENER y CFE para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico) en los primeros cinco años, debido a las centrales que ahora están en construcción o en proceso de licitación. Posteriormente al 2015 se ajusta la capacidad para cumplir con el margen de reserva operativo establecido. También se observa para los próximos 20 años, el gradual retiro de las unidades térmicas convencionales que operan principalmente con combustóleo, las cuales tienen una baja participación en la generación de energía eléctrica. Así mismo, se observa el retiro de las unidades nucleares que en el 2031 alcanzan su vida útil estimada de 40 años. En general, se observa el gradual incremento de capacidad de las tecnologías hidroeléctrica, eólica, ciclo combinado y térmica a carbón, que en conjunto alcanzan 220 GW de capacidad y generan casi cinco veces la energía que se produce actualmente.

La Figura 4.10 muestra la evolución del factor de planta por tecnología y la evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Se observa que las tecnologías de fuentes renovables mantienen su factor de planta igual a su disponibilidad esperada, la nuclear también opera a su índice de disponibilidad y se retira en 2031. Las térmicas a carbón mejoran su factor de planta debido al retiro de las centrales subcríticas quedando sólo las supercríticas con mejor eficiencia e índice de disponibilidad. Los ciclos combinados e hidroeléctricas regulables son los que se encargaran de regular la carga del sistema eléctrico debido a su rápida respuesta a los cambios en la demanda. Las térmicas a combustóleo fluctúan con bajo factor de planta hasta su retiro. Se observa que serán necesarios grandes volúmenes de importación de gas natural y carbón, debido a que actualmente en México se tiene una relación Reservas/Producción de 8 años para el gas natural (SENERa 2010) y 70 años para el carbón (BP 2011), ambos al ritmo de explotación actual y sin considerar la restitución de las reservas.

La Figura 4.11, muestra la evolución de las emisiones de GEI, la evolución de los costos de operación por concepto de combustible y el monto de las inversiones requeridas para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Se observa que a pesar de que la capacidad instalada de centrales a carbón es menor respecto a la capacidad de generación en centrales a gas natural, las emisiones de GEI de las primeras son de mayor magnitud, esto se debe a que el factor de emisión del gas natural es de ≈ 56 Ton de CO_2 por TJ mientras que el carbón es de ≈ 93 Ton de CO_2 por TJ de energía consumida, es decir casi el 70% más, según datos de LEAP.

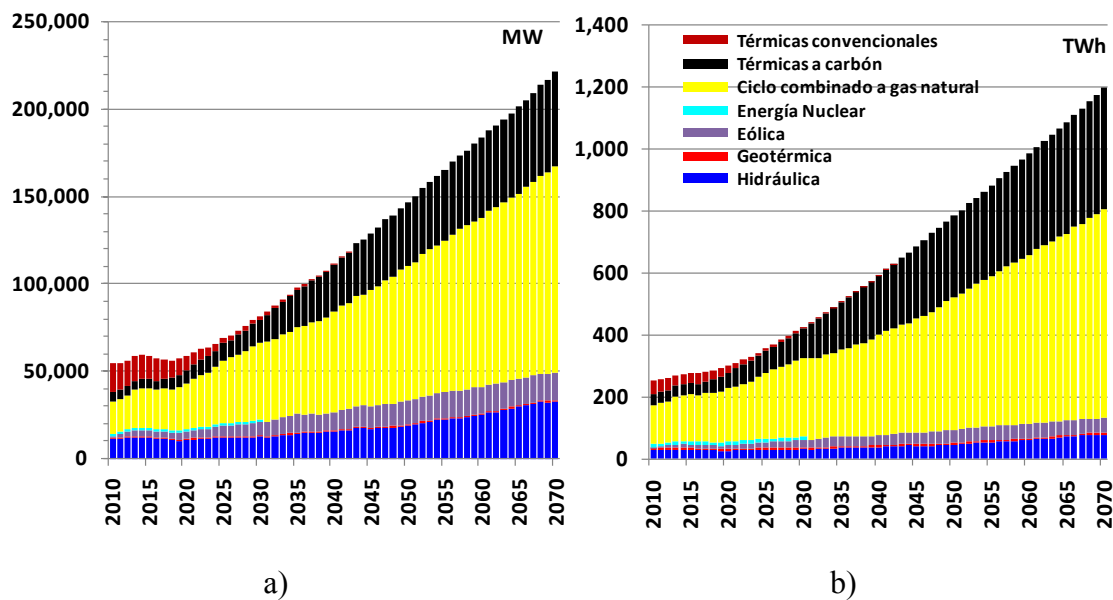


Figura 4.9 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Para el escenario de Referencia. Fuente: *Elaboración propia con datos del modelo MEM70.*

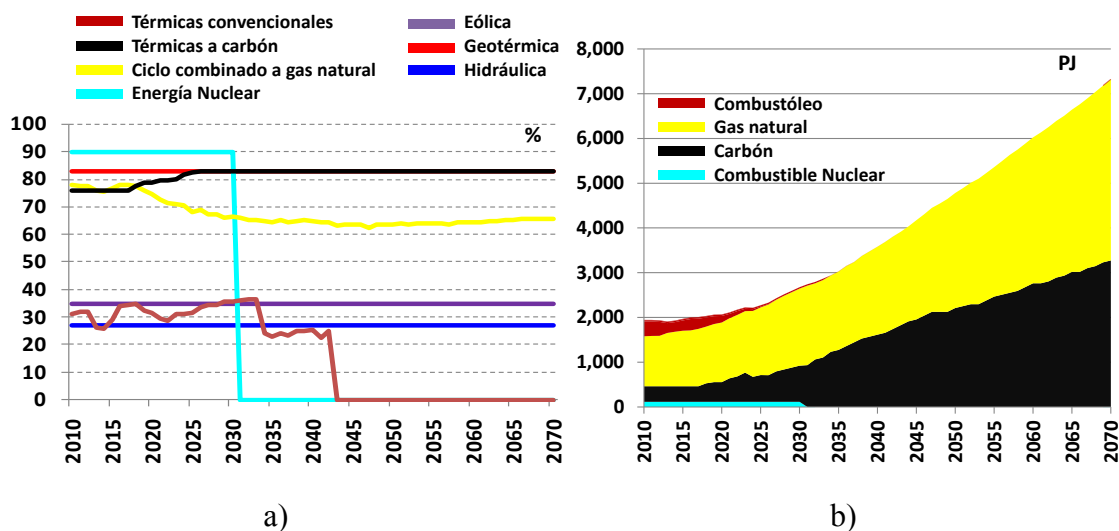


Figura 4.10 a) Evolución de los factores de planta por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Para el escenario de Referencia. Fuente: *Elaboración propia.*

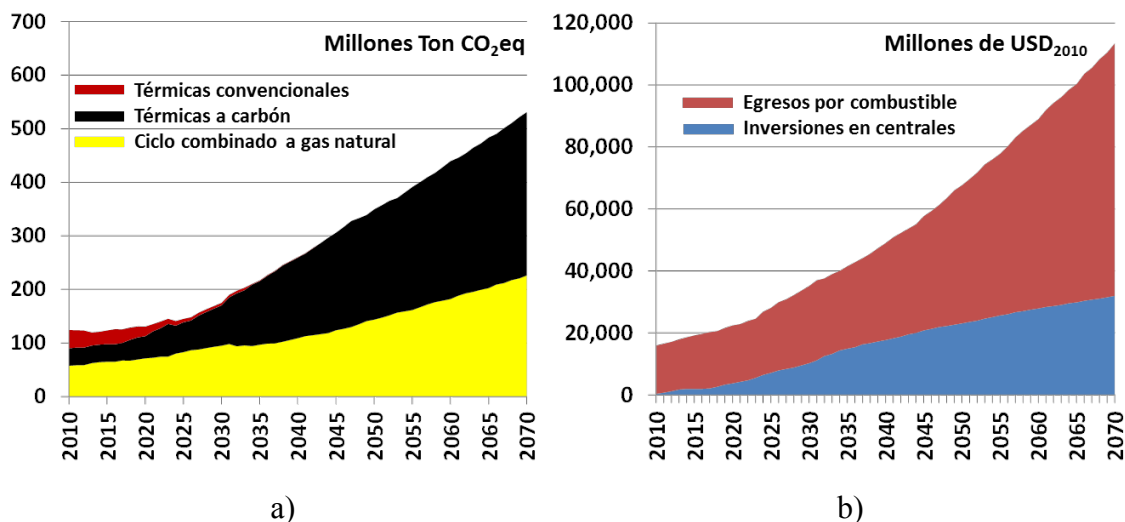


Figura 4.11 a) Evolución de las emisiones de GEI en el periodo 2010-2070. b) Evolución de los costos de operación por concepto de combustible y requerimientos de inversiones para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Para el escenario de Referencia. Fuente: *Elaboración propia.*

Las emisiones de GEI del sector eléctrico se incrementan considerablemente, aun en un escenario que considere cambios significativos por el lado de la demanda, como lo son el ahorro energético y el transporte eléctrico, es muy importante lograr un sector eléctrico bajo en emisiones de GEI, debido a que si se mantiene la tendencia en el uso de carbón y gas natural, la variación neta de las emisiones de GEI sería positiva, ya que por el lado de la demanda se lograría una reducción en las emisiones y por el lado de la oferta se incrementan en mayor medida respecto a las reducidas por el lado de la demanda.

En el escenario de Referencia, el predominio de la generación de electricidad mediante ciclos combinados y carbón, conduce a que al final del período más del 70% de los egresos totales correspondan al consumo de combustible, lo cual genera vulnerabilidad económica ante posibles cambios en el precio de los combustibles e incertidumbre en cuanto a seguridad energética.

En la sección siguiente se describe el escenario Azul, el cual propone la reducción de emisiones de GEI del sector eléctrico mediante tecnologías de fuentes de energía no renovable.

4.3.2 Escenario Azul

En esta sección se presentan a detalle los supuestos para la modelación y los resultados del escenario de Azul.

4.3.2.1 Planteamiento

Se propone que el escenario Azul logre la reducción en las emisiones de GEI del sector eléctrico mediante el uso de tecnologías de fuentes NO Renovables de energía, como lo es la energía nuclear y los sistemas de captura y almacenamiento de carbono en centrales supercríticas a carbón y ciclos combinados a gas natural.

El escenario Azul se construye respetando en cierta forma la proporción de tecnologías del escenario de Referencia pero considerando los sistemas de CCS y la tecnología nuclear. Se propone evaluarlo con las siguientes características:

- Se considera el consumo de energía eléctrica del escenario de Transporte Eléctrico.
- Del año 2015 al 2020 y siguiendo las proporciones establecidas en el escenario de Referencia, los requerimientos adicionales de capacidad se cubren con la siguiente proporción de tecnologías:
 - 60% ciclo combinado
 - 20% térmica supercrítica a carbón
 - 10% hidroeléctrica
 - 10% eólica
- A partir del 2021 se espera que esté disponible a nivel comercial la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (ver sección 2.2.3). El tiempo de construcción de las centrales nucleares permite que esta tecnología también esté disponible para el mismo año (ver sección 2.1.5). Por lo anterior se propone que, a partir del 2021 en el escenario Azul y siguiendo las proporciones establecidas en el escenario de Referencia más la participación nuclear, los requerimientos adicionales de capacidad se cubran con la siguiente proporción de tecnologías:
 - 50% ciclo combinado con CCS
 - 20% térmica supercrítica a carbón con CCS
 - 10% nuclear
 - 10% hidroeléctrica
 - 10% eólica
- Los retiros de capacidad son en función de la vida útil de las tecnologías y la fecha de entrada en operación de las centrales.

Es importante mencionar que estos porcentajes de participaciones esperadas son sólo una guía para el programa y que pueden no cumplirse con exactitud, debido a los diferentes tamaños de potencia nominal de las tecnologías disponibles a nivel comercial.

A continuación se muestran los resultados que se obtienen de la evaluación del escenario Azul.

4.3.2.2 Resultados

Capacidad y Generación de energía eléctrica

La Figura 4.12 muestra la evolución de la capacidad y la generación de energía eléctrica esperada por tecnología para el escenario Azul en el periodo 2010-2070. Se observa el incremento gradual y continuo de la capacidad de generación requerida para cubrir la demanda de energía eléctrica planteada en el escenario, la cual alcanza en el año 2070 los 228 GW de potencia y 1,200 TWh de generación anual.

La participación de la energía nuclear se incrementa de forma gradual a partir del año 2022, con la entrada en operación de una unidad de 1,400 MW cada 4 o 5 años, hasta alcanzar 33 GW en el año 2070 y una participación de 15% en el total de capacidad. Actualmente la energía nuclear participa con poco más del 2% del total de capacidad y con 4% en la generación, en este escenario se esperaría que la energía nuclear alcance una participación de 22% en el total de generación eléctrica para el año 2070.

A partir del año 2021, los ciclos combinados a gas natural y las centrales térmicas a carbón, serían gradualmente remplazados por ciclos combinados a gas natural y centrales supercríticas a carbón que incluyen sistemas de captura y almacenamiento de CO₂. El remplazo se deberá al retiro de las unidades térmicas convencionales (entre ellas las de gas natural, carbón y combustóleo) por cumplimiento de su vida útil y por el incremento en la demanda de energía eléctrica, de modo que la introducción de la tecnología es de forma natural en el tiempo. Actualmente 34% de la capacidad son ciclos combinados y 10% térmicas a carbón, con una participación en la generación eléctrica anual de 50% y 14% respectivamente. En este escenario para el año 2070 se espera que los ciclos combinados con CCS participen con 44% en la capacidad instalada y 43% en la generación eléctrica (posteriormente se discute su baja participación en la generación), así mismo se espera que las supercríticas a carbón con CCS participen con 21% en la capacidad instalada y 26% en la generación.

Las fuentes renovables de energía, hidroeléctrica y eólica, mantienen un ritmo de crecimiento gradual. En este escenario la hidroeléctrica alcanza con 30 GW de potencia una participación de 13% en la capacidad instalada en el año 2070 y la eólica alcanza con 15 GW una participación de 7% en la capacidad instalada. En ambos casos no se alcanza aún el potencial estimado actualmente para estas tecnologías. Sin embargo, debido al bajo índice de disponibilidad^j de las centrales hidroeléctricas y el bajo factor de planta^k de las eólicas, la participación esperada en la generación eléctrica para el 2070 es de sólo 6% y 4% respectivamente.

Factor de planta y consumo de combustibles

La Figura 4.13 muestra la evolución del factor de planta por tecnología y la evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el escenario Azul para el periodo 2010-2070. Se observa que las tecnologías de fuentes renovables mantienen su factor de planta igual a su disponibilidad esperada en el caso de la hidroeléctrica y su factor de planta esperado en el caso de las eólicas. La nuclear también opera a su índice de disponibilidad esperado. Las térmicas a carbón mejoran su factor de planta debido al retiro de las centrales subcríticas quedando sólo las supercríticas con mejor índice de disponibilidad y se retiran por completo en el año 2049, debido a que fueron remplazadas por supercríticas a carbón con CCS de menor índice de disponibilidad respecto a las que no cuentan con CCS, debido a que requieren de mayor mantenimiento. Los ciclos combinados sin CCS se retiran en el año 2050 y los ciclos combinados con CCS e hidroeléctricas regulables se mantienen operando de forma fluctuante, ya que son los que se encargaran de regular la carga del sistema eléctrico, gracias a su respuesta rápida a los cambios en la demanda, esta es la razón por la que su participación en la generación eléctrica es menor, respecto a la operación actual de los ciclos combinados.

El consumo de combustibles es básicamente gas natural, carbón y combustible nuclear. Actualmente se consumen alrededor de 2,000 PJ de energéticos combustibles con las siguientes proporciones y volúmenes: 57% ó 90 MMm³/d (Millones de m³ por día) de gas natural, 18% ó 18 MMt/a (Millones de toneladas por año) de carbón, 18% ó 52 MMb/a

^j Porcentaje de tiempo en el cual una unidad generadora está disponible para dar servicio, independientemente de requerirse o no su operación.

^k La relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado, y la energía que habría sido producida si el mismo generador o conjunto de generadores hubiese funcionado a su potencia máxima posible durante el mismo intervalo de tiempo.

(Millones de barriles por año) de Combustóleo/diesel y 6% ó 35 t/a (Toneladas por año) de combustible nuclear. En este escenario para el año 2070 se espera que el consumo de combustibles sea de poco menos de 10,000 PJ, con las siguientes proporciones y volúmenes: 34% ó 266 MMm³/d de gas natural, 36% ó 177 MMt/a de carbón y 30% ó 865 t/a de combustible nuclear.

En este escenario, resulta benéfica la diversificación en el uso de combustibles ya que reduce los riesgos en términos de seguridad energética.

Emisiones de GEI y costos del escenario

La Figura 4.14, muestra la evolución de las emisiones de GEI para el escenario Azul, la evolución de los costos de operación por concepto de combustible y el monto de las inversiones requeridas para centrales eléctricas, en el periodo 2010-2070. Se observa una importante reducción en las emisiones del sector eléctrico a partir del año 2020, debido a la introducción de las tecnologías con sistemas de captura de CO₂, nuclear y de manera marginal fuentes renovables de energía. En el año 2020 se espera alcanzar un máximo de 134 MMTonCO₂eq, a partir de entonces se espera reducir gradualmente las emisiones de GEI hasta alcanzar un valor mínimo de 38 MMTonCO₂eq en el año 2049 cuando se han retirado por completo las tecnologías sin CCS. A partir del año 2050 se observa un incremento en las emisiones de GEI debido a que los sistemas de CCS sólo alcanzarán a retener el 90% de las emisiones de CO₂, por lo que el resto de los componentes de la combustión del carbón y en menor medida del gas natural continúan emitiéndose e incrementándose por el uso de estas tecnologías.

El costo en inversiones se incrementa notablemente a partir del año 2020, en el que se inicia la instalación de nucleares y térmicas con sistemas de captura de CO₂, hasta alcanzar poco más de 50 mil millones de dólares al año en el año 2070 y moneada del 2010. El monto del pago de los combustibles se incrementa de forma gradual pasando de 15,624 millones de dólares en el 2010 hasta poco más de 71 mil millones de dólares en el año 2070, el incremento se debe a dos razones principales, la primera y la principal, es el incremento en la demanda de combustibles y la segunda es debido al incremento en los precios unitarios de los combustibles (ver sección 3.2.4). Sin embargo, la proporción de los egresos por combustible respecto al total es menor debido a que el combustible nuclear es más económico que el carbón y el gas natural.

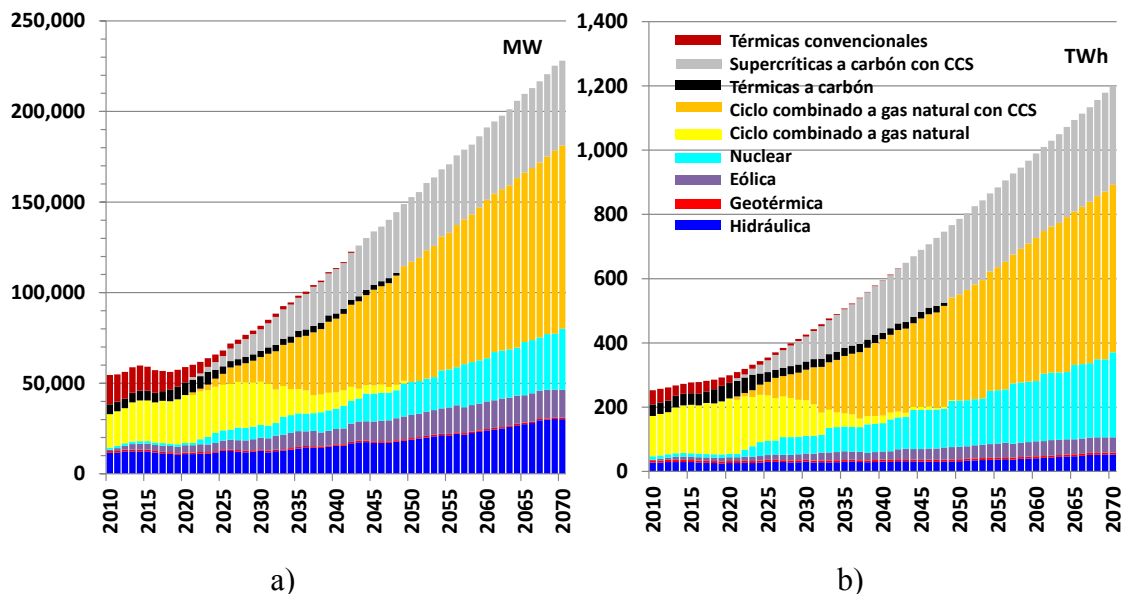


Figura 4.12 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Para el escenario Azul. Fuente: *Elaboración propia con datos del modelo MEM70.*

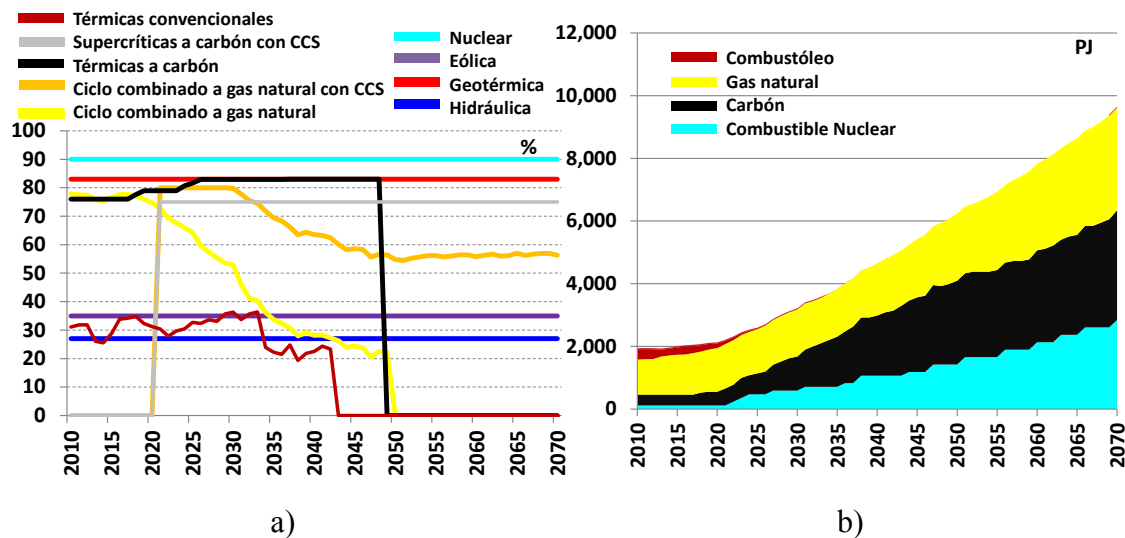


Figura 4.13 a) Evolución de los factores de planta por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Para el escenario Azul. Fuente: *Elaboración propia.*

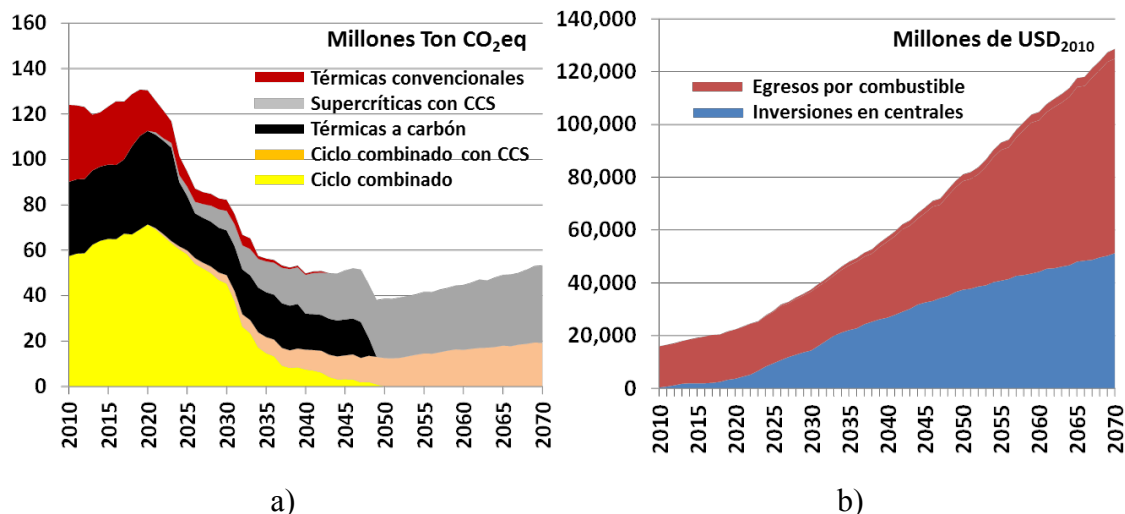


Figura 4.14 a) Evolución de las emisiones de GEI en el periodo 2010-2070. b) Evolución de los costos de operación por concepto de combustible y requerimientos de inversiones para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Para el escenario Azul. Fuente: *Elaboración propia*.

4.3.3 Escenario Verde

En esta sección se presentan a detalle los supuestos para la modelación y los resultados del escenario de Verde.

4.3.3.1 Planteamiento

En el escenario Verde se busca lograr la reducción en las emisiones de GEI del sector eléctrico mediante el uso de tecnologías de fuentes renovables de energía, como lo es la hidroeléctrica, geotérmica hidrotermal, eólica y bioenergía. Adicionalmente, se consideran las tecnologías que actualmente están en fase de desarrollo y comercialización masiva como la energía solar térmica, fotovoltaica y geotérmica de roca seca caliente.

El escenario Verde se construye respetando tres aspectos básicos: los proyectos que actualmente están en construcción o en proceso de licitación (según datos de la Prospectiva del sector eléctrico 201-2025), el potencial disponible de energía renovable y los tiempos de penetración de las tecnologías en desarrollo y comercialización (ver capítulo 2). Se propone evaluarlo con las siguientes características:

- Se considera el consumo de energía eléctrica del escenario de Transporte Eléctrico.
- Los requerimientos adicionales de capacidad se cubren con tecnologías de fuentes renovables de energía considerando que:
 - Las tecnologías hidroeléctrica, geotérmica hidrotermal, eólica y bioenergía, están ya disponibles.
 - Del análisis tecnológico presentado en el capítulo 2 se toman en cuenta los siguientes puntos:
 - Las centrales eólicas se dividen en tres factores de planta esperados (35%, 30% y 25%), para simular el efecto de la reducción de sitios disponibles con mejores factores de planta conforme se incrementa la potencia

instalada, es decir, primero se instalan campos eólicos en los sitios con mejor potencial de viento (por ejemplo con factores de planta de 35%) y a medida que estos van siendo aprovechados, sólo quedarían disponibles sitios con un potencial menor hasta el punto que estos son factibles económicamente, como lo son con factores de planta de 25%.

- En los próximos años se espera que las tecnologías solares (fotovoltaica y térmica) se consoliden en el mercado, por lo que se propone que estén disponibles a partir del año 2020.
 - La tecnología solar fotovoltaica se divide en función del tipo de central: centralizada red y un 20% adicional a lo instalado en red se considera local. El 20% se toma de la experiencia internacional en este tipo de sistemas (IEA/OECD 2010).
 - A partir del 2050 se espera que la tecnología geotérmica de roca seca caliente este consolidada y disponible en el mercado, por lo que se consideraría su potencial máximo estimado en aproximadamente 25 GW.
- Los retiros de capacidad son en función de la vida útil de las tecnologías y la fecha de entrada en operación de las centrales.

A continuación se muestran los resultados que se obtienen de la evaluación del escenario Verde.

4.3.3.2 Resultados

Capacidad y Generación de energía eléctrica

La Figura 4.15 muestra la evolución de la capacidad y la generación de energía eléctrica esperada por tecnología para el escenario Verde en el periodo 2010-2070. Se observa el incremento gradual y en cierta forma discontinua de la capacidad de generación de energía eléctrica, la cual alcanza en el año 2070 un valor cercano a los 600 GW de potencia. En el inciso b) de la misma figura se observa el crecimiento continuo de la generación de energía eléctrica que alcanza en el año 2070 los 1,200 TWh de generación anual requeridos.

Las unidades térmicas convencionales se retiran gradualmente del parque de generación eléctrica hasta el año 2045, esto se debe al cumplimiento de su vida útil. En este escenario, sólo se permite la instalación de centrales de fuentes renovables a partir del año 2015, por lo cual a partir del 2045 se opera solamente con fuentes renovables de energía.

Las centrales hidroeléctricas presentan tres periodos en cuanto a la evolución de su capacidad en el tiempo. En el primero del 2015 al 2029 se incrementa su capacidad pasando de 12 GW a 20 GW lo que implica instalar en promedio 500 MW por año durante este periodo; en el segundo periodo del 2030 al 2041 se presenta un crecimiento acelerado alcanzando en el último año 50 GW de capacidad instalada que es lo que se considera el potencial máximo disponible estimado actualmente, esto implicaría instalar en promedio 2,500 MW por año; el tercer periodo del año 2042 al 2070, la capacidad de generación eléctrica de las hidroeléctricas se mantiene constante, cabe aclarar que para mantener esta potencia instalada, es necesario repotenciar las centrales que cumplan su vida útil. Por el lado de la generación de energía se observa un decremento en su aportación a partir del 2040, esto se debe a que esta tecnología se empleará con mayor intensidad en la regulación de carga del sistema eléctrico.

La tecnología geotérmica hidrotermal presenta un importante crecimiento a partir del 2015 instalándose en promedio 650 MW por año hasta que en el año 2029 se alcanza su potencial máximo disponible actualmente estimado en 10 GW, la potencia y generación eléctrica de esta tecnología permanecen constantes hasta el 2070. Adicionalmente, a partir del 2050 se observa la entrada de la tecnología geotérmica de roca seca caliente ó sistemas geotérmicos mejorados, que alcanza su potencial máximo estimado en 25 GW de capacidad en el año 2060 y un 15% de participación en la generación eléctrica en el 2070, lo que implica la instalación de 2,500 MW por año en promedio.

La energía eólica con factor de planta esperado de 35% presenta un crecimiento gradual en el periodo 2010-2029, instalándose en promedio 760 MW al año hasta alcanzar su potencial máximo disponible actualmente estimado en 15 GW. En el periodo 2029-2037 se espera el crecimiento de la eólica con factor de planta de 30%, instalándose en promedio 2,200 MW al año hasta alcanzar una potencia instalada de 20 GW. Finalmente, en el periodo 2037-2043 se espera el fuerte crecimiento de la eólica con factor de planta de 25%, instalándose en promedio 3,600 MW al año hasta alcanzar 25 GW. Se espera que estos desarrollos eólicos cubran alrededor de 20% de la generación en 2045 y 13% en 2070.

Las tecnologías solar térmica y fotovoltaica presentan un comportamiento similar, debido a que no tienen restricciones respecto a la disponibilidad del recurso solar, su mayor limitante es de carácter económico y hasta cierto punto tecnológico, debido al almacenamiento de energía. En cuanto a la evolución de la capacidad, se observa un continuo crecimiento en el periodo 2020-2040, instalando aproximadamente 2,000 MW por año en promedio de cada tecnología (térmica y fotovoltaica) y se acelera su penetración en el periodo 2040-2050, instalando 6,000 MW por año en promedio de cada tecnología hasta alcanzar en conjunto poco más de 225 GW de capacidad instalada y aportando hasta 48% de la generación eléctrica, este comportamiento se debe a que las eólicas e hidroeléctricas dejaron de crecer en capacidad por alcanzar su potencial máximo respectivo. El crecimiento de las centrales solares se desacelera en el periodo en el que crece la geotérmica de roca seca. En la parte final del periodo de análisis, después de 2060, la capacidad de tecnologías solares continua incrementándose ya que es la única que permite el crecimiento ya que el resto de las renovables ha alcanzado ya su potencial máximo disponible. Al año 2070 se alcanza poco más de 440 GW de potencia instalada de los cuales 200 GW son térmicas solares, 200 GW son centrales fotovoltaicas y 40 GW son fotovoltaicas instaladas en los sitios de consumo. En conjunto llegan a aportar 54% de la generación en el último año del periodo de análisis.

La bioenergía presenta un periodo de crecimiento del 2017 al 2028, instalando en promedio 800 MW por año hasta alcanzar su potencial máximo de 10 GW el cual se mantiene hasta el final del periodo de análisis. La participación en la generación eléctrica se incrementa hasta alcanzar 20% en 2028 y se reduce gradualmente hasta quedar en 5% en el año 2070, debido al incremento en la participación de otras tecnologías y a que se utiliza para regular la carga del sistema.

Factor de planta y consumo de combustibles

La Figura 4.16 muestra la evolución del factor de planta por tecnología y la evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el escenario Verde para el periodo 2010-2070.

En cuanto a los factores de planta por tecnología se observan tres periodos, el primero del 2010 al 2030 en el que las tecnologías de fuentes renovables entran en operación y mantienen su factor de planta igual a su índice de disponibilidad y las tecnologías convencionales regulan la carga del sistema; el segundo periodo del 2030 al 2050 es un periodo de transición en el que se incrementa la participación de las fuentes renovables y se retiran las fuentes convencionales, en este periodo se aprecia una reducción en el factor de planta de las fuentes renovables, debido a que en su conjunto comienzan a regular la carga del sistema, dando prioridad en el despacho a las que no son fácilmente regulables como las eólicas y geotérmicas. Finalmente en el tercer periodo del 2050 en adelante, se observa una estabilidad en la operación, en el cual las tecnologías más regulables como la hidroeléctrica, solar y bioenergía, regulan la carga variable del sistema eléctrico; las tecnologías intermitentes, no regulables como la eólica y las geotérmicas operan a su índice de disponibilidad máximo esperado.

En cuanto al consumo de combustibles se observa una notable reducción en el periodo 2015-2045, debido al retiro de las unidades térmicas convencionales que operan básicamente con gas natural, carbón, combustible nuclear y combustóleo. En este escenario se espera que el consumo de combustibles para generación eléctrica sea nulo, considerando la operación ideal del sistema, lo cual se logra en el año 2044. Sin embargo, se debe considerar que en caso de requerir respaldo en la operación del sistema en este escenario, el consumo de combustibles no sería nulo y debe contar con centrales en reserva fría y combustible disponible en todo momento.

Emisiones de GEI y costos del escenario

La Figura 4.17, muestra la evolución de las emisiones de GEI para el escenario Verde, la evolución de los costos de operación por concepto de combustible y el monto de las inversiones requeridas para centrales eléctricas, en el periodo 2010-2070.

De forma similar al consumo de combustible, se observa la total mitigación de las emisiones de GEI del sector eléctrico. En el año 2016 se llega a emitir un máximo de 127 MMTonCO₂eq al año y a partir de este valor se observa la reducción gradual en las emisiones hasta llegar a cero emisiones en el año 2044, debido a la introducción de las tecnologías de fuentes renovables de energía y al retiro de las centrales térmicas convencionales.

Se observa que los egresos por concepto de combustible pasan de 15,624 millones de dólares en el 2010 hasta cero en el año 2044, debido a la reducción en el consumo de combustibles de origen fósil y mineral. Sin embargo, las inversiones en centrales se incrementan hasta alcanzar un valor máximo de 142 mil millones de dólares en el año 2066 para luego reducirse a 126 mil millones de dólares hacia el año 2070, este comportamiento se debe principalmente a la instalación de gran capacidad de centrales solares en el que posterior al año 2050 se reduce la necesidad de gran capacidad de generación solar con la entrada de geotérmicas de roca seca caliente, las cuales cuentan con mejores índices de disponibilidad.

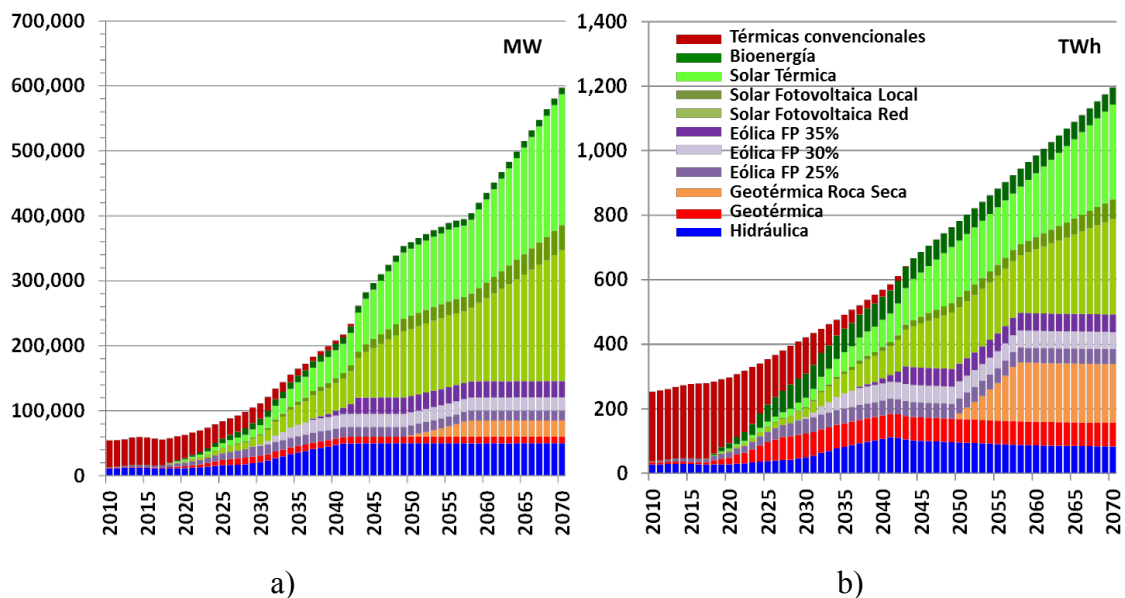


Figura 4.15 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Para el escenario Verde. Fuente: Elaboración propia con datos del modelo MEM70.

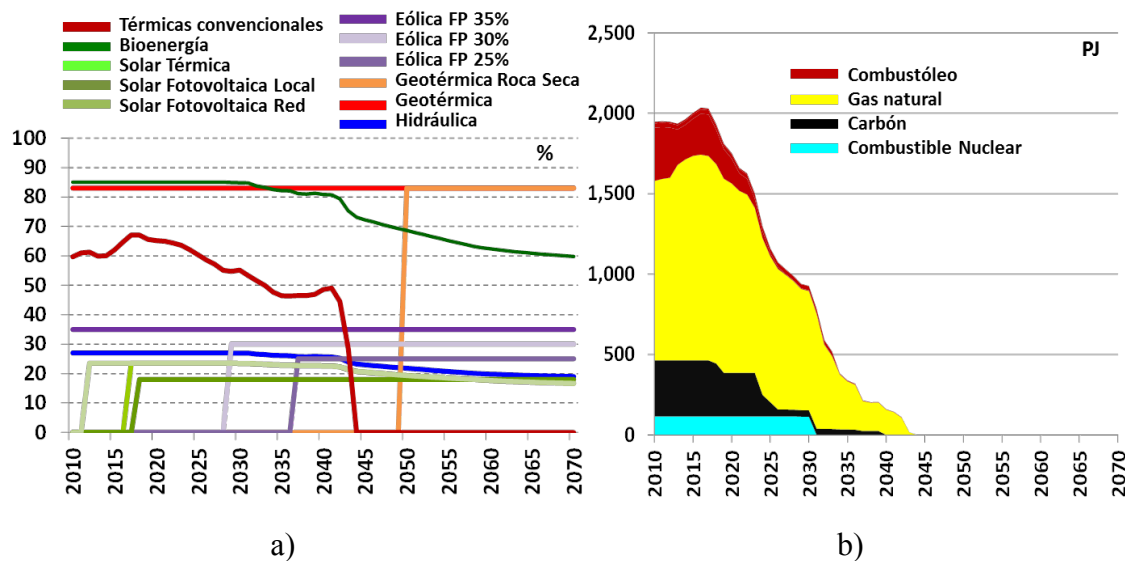


Figura 4.16 a) Evolución de los factores de planta por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Para el escenario Verde. Fuente: Elaboración propia.

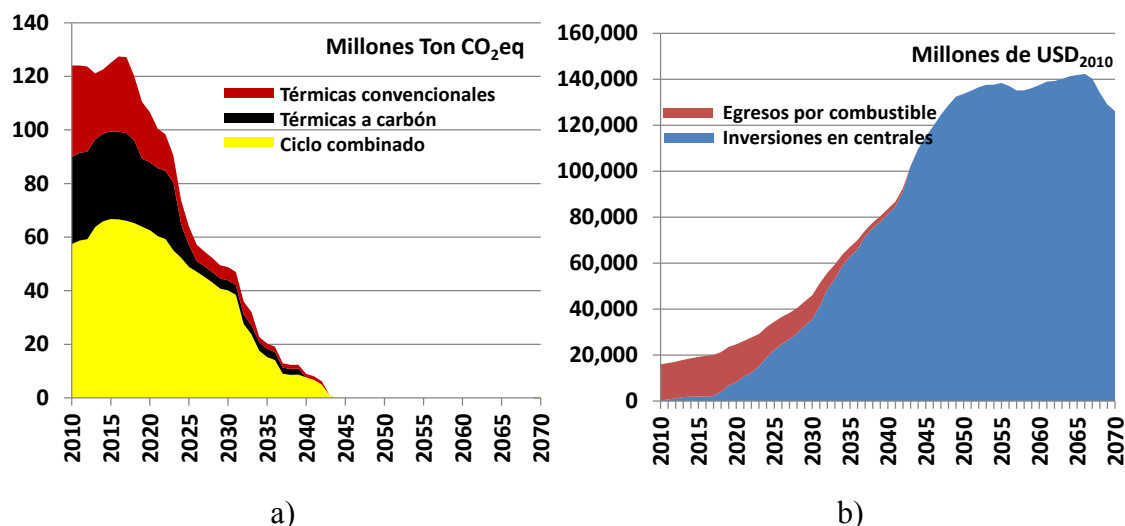


Figura 4.17 a) Evolución de las emisiones de GEI en el periodo 2010-2070. b) Evolución de los costos de operación por concepto de combustible y requerimientos de inversiones para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Para el escenario Verde. Fuente: *Elaboración propia*.

En la siguiente sección se realiza un análisis comparativo de los escenarios del sector eléctrico, se determinan las implicaciones técnicas para la realización y condiciones de factibilidad técnica y económica de cada escenario.

4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESCENARIOS

En esta sección se presenta un análisis comparativo de los resultados obtenidos de la evaluación de los escenarios tecnológicos en la oferta de electricidad para México al 2070.

El análisis de los resultados se agrupa en los siguientes conceptos:

- Capacidad requerida
- Consumo de combustibles
- Emisiones
- Costos
- Implicaciones técnicas
- Condiciones financieras para la factibilidad de los escenarios

4.4.1 Capacidad requerida y generación neta

La Figura 4.18 muestra una comparación entre la evolución de la capacidad requerida por cada escenario para cubrir el mismo requerimiento de energía eléctrica. La Tabla 4.4 muestra la participación de las tecnologías de generación en el total de capacidad por escenario en los años 2010, 2030, 2050 y 2070.

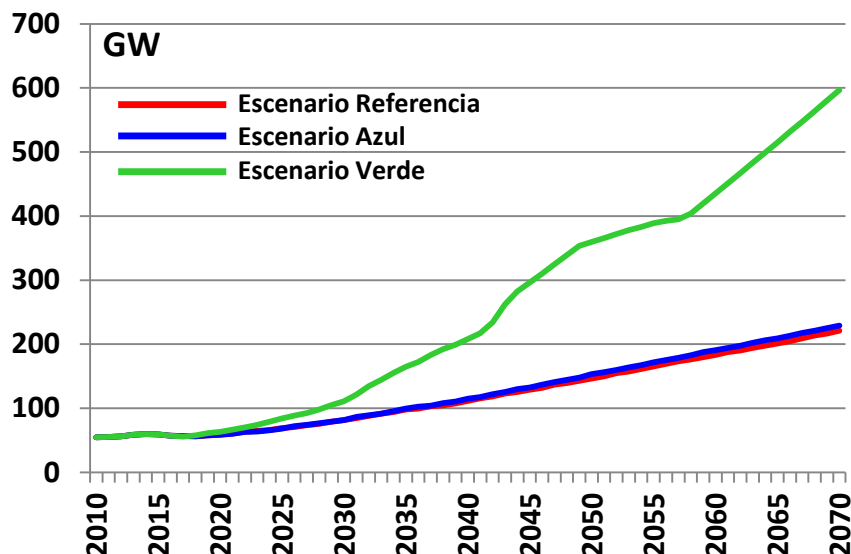


Figura 4.18 Evolución del total de la capacidad instalada por escenario en el periodo 2010-2070. Fuente: Elaboración propia.

Escenario	2010	2030	2050	2070
Referencia				
Azul				
Verde	55			

■ Térmicas convencionales* ■ Ciclo combinado ■ Hidráulica ■ Eólica FP 35% ■ Solar Térmica
■ Térmicas a carbón ■ Ciclo combinado con CCS ■ Geotérmica ■ Eólica FP 30% ■ Solar Fotovoltaica Local
■ Supercríticas a carbón con CCS ■ Nuclear ■ Geotérmica Roca Seca ■ Eólica FP 25% ■ Solar Fotovoltaica Red
■ Bioenergía

Notas: CCS son tecnologías con sistemas de captura de CO₂.
 Por el redondeo de cifras, los porcentajes podrían diferir de la suma a 100%.
 * En el escenario Verde las térmicas convencionales incluyen todas las térmicas de fuentes no renovables.

Tabla 4.4 Participación de las tecnologías de generación, en el total de capacidad en GW por escenario en años seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

El menor requerimiento de capacidad lo presenta el escenario de Referencia alcanzando 221 GW de potencia instalada en el año 2070, este escenario representa la tendencia en la política energética actual que propone el crecimiento de capacidad de generación eléctrica con

tecnologías de ciclo combinado a gas natural, térmicas supercríticas a carbón y de fuentes renovables básicamente hidroeléctricas y eólicas.

En el escenario Azul se observa que a partir del año 2020, el requerimiento de capacidad es ligeramente mayor respecto al escenario de Referencia, alcanzando en el año 2070, 8 GW de potencia instalada más que el escenario de Referencia. Esto se debe a que el escenario Azul se utiliza la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, la cual implica un incremento en el consumo de energía propio de las centrales, por lo cual se requiere de mayor potencia instalada para satisfacer el mismo consumo de energía eléctrica por el lado de la demanda. Sin embargo, esta capacidad total no es mucho mayor debido a que, mientras los sistemas de captura requieren de mayor potencia instalada para entregar la misma cantidad de energía, la energía nuclear proporciona uno de los mejores índices de disponibilidad entre las tecnologías de generación, proporcionando mayor cantidad de energía durante el año con la misma capacidad instalada, si se le compara con las demás tecnologías.

El escenario Verde requiere de la mayor capacidad instalada, en relación a los otros dos escenarios modelados, alcanzando los 597 GW de potencia instalada en el 2070. Esto se debe a la baja disponibilidad de energía de las fuentes renovables, lo cual hace necesaria la instalación de mayor potencia para satisfacer la misma cantidad de energía eléctrica requerida. Se observa un incremento gradual de capacidad a partir del año 2015 hasta el 2040, periodo en el que se cuenta aún con cierta capacidad de centrales térmicas convencionales y las tecnologías renovables hidroeléctrica y eólica aún no alcanzan su potencial máximo disponible, por lo que al final de dicho periodo se requiere de alrededor del doble de la capacidad que en el escenario de Referencia. Para el periodo de 2040 a 2050 existe un incremento abrupto de capacidad instalada, debido principalmente al incremento de capacidad con centrales solares que presentan baja disponibilidad y a que la capacidad hidroeléctrica y eólica, alcanzan su potencial máximo disponible. Para el periodo 2050 a 2060 la contribución de la tecnología geotérmica de roca seca permite reducir la capacidad requerida ya que estas centrales presentan un índice de disponibilidad de 90%, lo cual es muy favorable comparado con la solar que presenta disponibilidad de alrededor de 20% aun con sistemas de almacenamiento. Al final del periodo de análisis, después de año 2060, todas las fuentes renovables (excepto las solares) alcanzan su potencial máximo, por lo cual vuelve a requerirse gran cantidad de capacidad solar para satisfacer los requerimientos de la demanda.

Como era de esperarse, el total de generación neta en los tres escenarios es el mismo, ya que se debe cubrir el mismo consumo de electricidad correspondiente al escenario de transporte eléctrico. La diferencia entre los escenarios radica en la participación de cada tecnología en el despacho de energía eléctrica. La Tabla 4.5 muestra la participación de las tecnologías en el total de generación neta por escenario en los años seleccionados. En el escenario de Referencia se observa el incremento en la participación de las tecnologías de ciclo combinado y térmicas a carbón, así como menor participación de térmicas convencionales, nuclear y renovables, en la generación neta de energía eléctrica. En el escenario Azul se observa el incremento en la participación de nucleares y sistemas de CCS en ciclos combinado y térmicas a carbón, así como menor participación de térmicas convencionales y renovables. Finalmente en el escenario Verde, se observa la reducción y desaparición de térmicas de fuentes no fósiles y el incremento en la generación mediante tecnologías de fuentes renovables de energía, en la medida de su potencial máximo estimado.

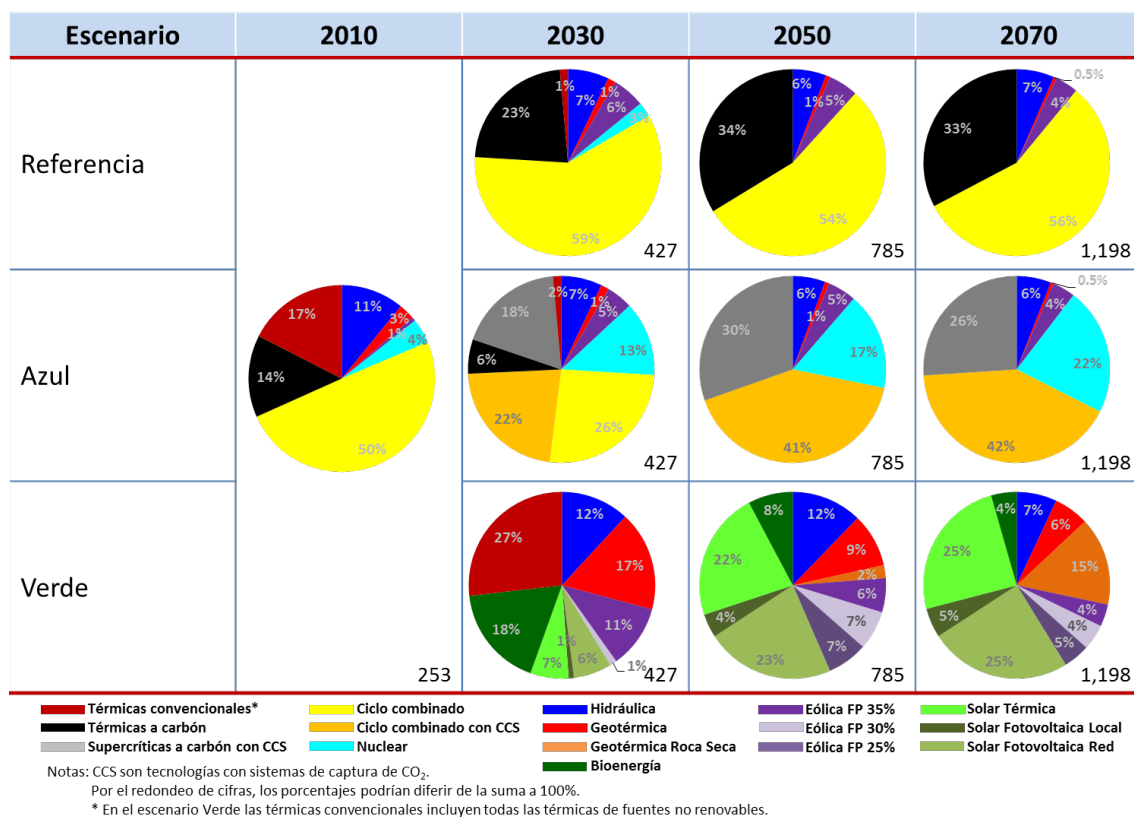


Tabla 4.5 Participación de las tecnologías en el total de generación neta en TWh por escenario en años seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Consumo de combustibles

La Figura 4.19 muestra la comparación del consumo total de combustibles requeridos para generación eléctrica por cada escenario, en términos del contenido energético de los combustibles. La Tabla 4.6 muestra la participación de los combustibles en el total de energía requerida para la generación de energía eléctrica en PJ por escenario en años seleccionados.

Se observa que en el escenario de Referencia se incrementa gradualmente el consumo de combustibles hasta alcanzar en el año 2070 un nivel aproximado de cuatro veces lo que actualmente se consume para generación eléctrica.

El escenario Azul, muestra que se requiere mayor cantidad de combustibles, alcanzando un nivel de casi cinco veces lo que se consume actualmente para generación eléctrica. Esto se debe que los sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ implican un requerimiento de energía mayor que las tecnologías sin CCS que, son las consideradas en el escenario de Referencia.

El escenario Verde muestra la reducción gradual en el consumo de combustibles que inicia en el año 2015 y alcanza en el año 2045 un sector eléctrico con el 100% de fuentes de energía renovable, en el momento que opere el sistema de forma ideal. Siempre y cuando se considere cierta capacidad de respaldo en reserva fría con tecnologías de respuesta rápida como los ciclos combinados a gas natural, lo que implica que esté escenario aún tendría un cierto consumo de combustibles fósiles.

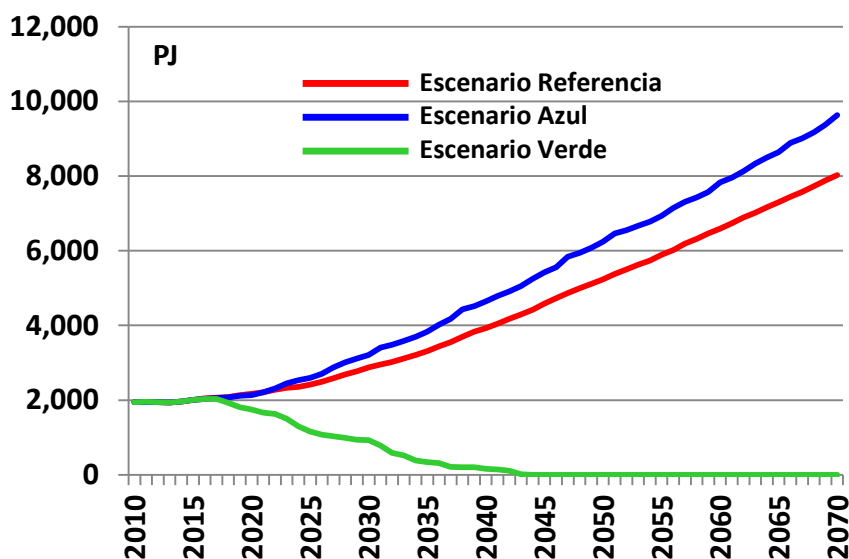


Figura 4.19 Evolución del consumo total de combustibles para generación eléctrica por escenario en el periodo 2010-2070. Fuente: Elaboración propia.

Escenario	2010	2030	2050	2070
Referencia		<p>2,677</p>	<p>4,782</p>	<p>7,322</p>
Azul		<p>3,192</p>	<p>6,327</p>	<p>9,754</p>
Verde*	<p>1,946</p>	<p>908</p>	<p>0</p>	<p>0</p>

■ Combustóleo, coque y diesel ■ Gas natural
■ Carbón ■ Combustible nuclear

Nota: * En el escenario Verde se supone la generación de forma ideal con fuentes renovables, debe considerarse cierta capacidad de respaldo de fuentes fósiles en reserva fría, para garantizar el abasto de energía eléctrica, lo que implicaría cierto nivel de consumo de combustibles no considerado.

Tabla 4.6 Participación de los combustibles en el total de energía requerida para la generación de energía eléctrica en PJ por escenario en años seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

4.4.3 Emisiones

La Figura 4.20 muestra la comparación de las emisiones de GEI producidas por la combustión de combustibles fósiles para la generación eléctrica de cada escenario. La Tabla 4.7 muestra la participación de las tecnologías, en el total de emisiones de GEI del sector eléctrico en millones de toneladas de CO₂eq por escenario en años seleccionados

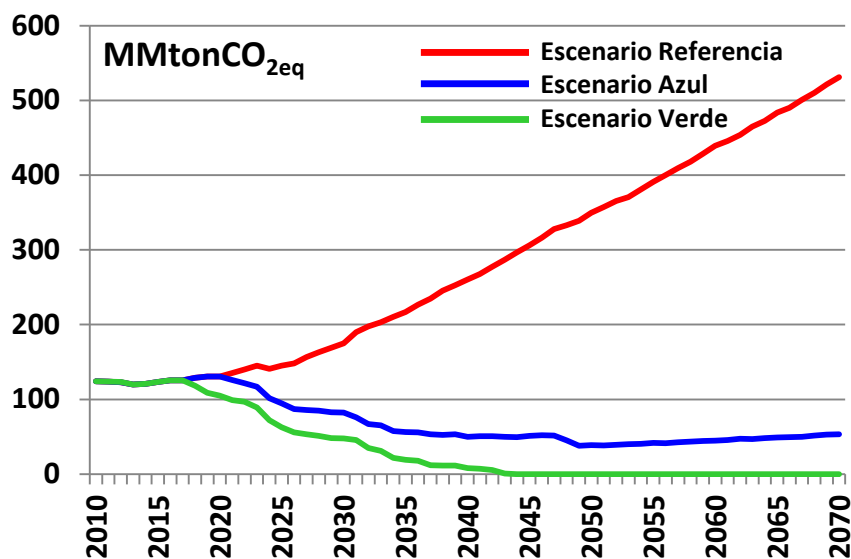


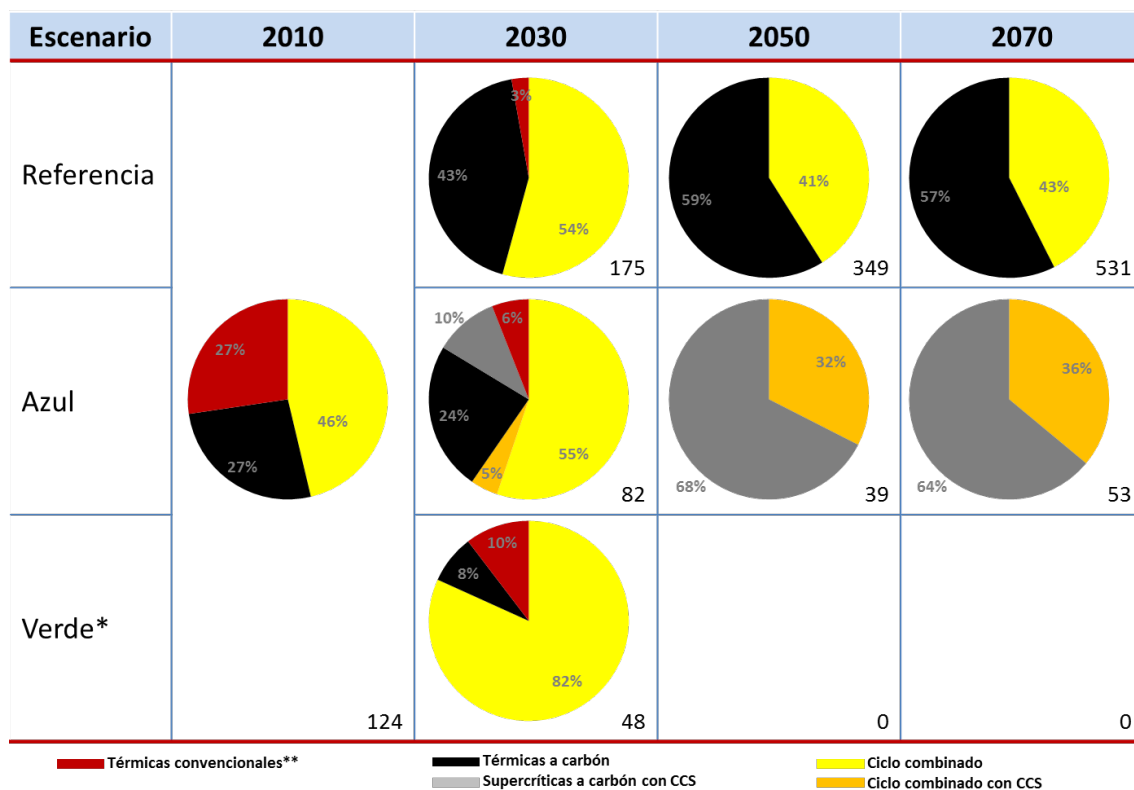
Figura 4.20 Evolución de las emisiones de GEI por generación eléctrica de cada escenario en el periodo 2010-2070. Fuente: Elaboración propia.

Se observa que en el escenario de Referencia se mantiene la tendencia en el incremento de emisiones de GEI del sector eléctrico, alcanzando en el año 2070 un nivel cercano a cinco veces las emisiones registradas actualmente. Esto es debido al incremento en el uso de gas natural y carbón como fuentes primarias para generación eléctrica.

A partir del año 2020, el escenario de Azul muestra que es posible reducir las emisiones de GEI de forma gradual mediante el empleo de tecnologías como la nuclear y con tecnologías que operan con carbón y gas natural que integran sistemas de captura de CO₂. Sin embargo, estas tecnologías permiten reducir las emisiones sólo hasta cierto punto, debido a que se captura CO₂ a máximo 90% de las emisiones totales por combustión, por lo cual se observa que en el año 2050, fecha en la que se retira la última de las centrales sin sistema de CCS, se alcanza el nivel más bajo de emisiones de GEI y posteriormente se incrementa a medida que se instalan más centrales con sistemas de CCS para satisfacer la creciente demanda eléctrica. Es importante señalar que este escenario permite una importante reducción de emisiones de GEI en el sector eléctrico en el que se logra alcanzar en el 2050, hasta una tercera parte de las emisiones actuales y se mantienen por un periodo de 35 años por debajo de 60 MMtonCO₂eq al año.

El escenario Verde muestra que es posible alcanzar un sector eléctrico de cero emisiones mediante la operación del sistema de forma ideal con fuentes renovables de energía, lo cual se logra en el año del 2045 cuando todas las térmicas con combustión de fuentes fósiles se han retirado. Sin embargo, debe considerarse cierto nivel de respaldo mediante combustibles fósiles, para con ello asegurar la disponibilidad de la energía eléctrica en todo momento y la estabilidad del sistema eléctrico, lo cual implicaría cierto nivel de emisiones de GEI. Nótese

que en el escenario Verde las centrales de fuentes no renovables, se retiran cinco años antes que lo mencionado en el escenario Azul, esto es debido a que en el escenario Verde no se permite la instalación de centrales con fuentes fósiles a partir del 2015 y en el escenario Azul el cambio a centrales con CCS y nuclear es hasta el año 2020.



Notas: * En el escenario Verde se supone la generación de forma ideal con fuentes renovables, debe considerarse cierta capacidad de respaldo de fuentes fósiles en reserva fría, para garantizar el abasto de energía eléctrica, lo que implicaría cierto nivel de emisiones de GEI no considerado.
 ** En el escenario verde las térmicas convencionales incluyen todas las tecnologías térmicas no renovables.

Tabla 4.7 Participación de las tecnologías en el total de emisiones de GEI del sector eléctrico en millones de toneladas de CO₂eq por escenario en años seleccionados. Fuente: *Elaboración propia.*

4.4.4 Costos

La Figura 4.21 muestra el costo anual total de cada escenario, determinados con la suma del costo del combustible de cada año más el pago equivalente anual acumulado de las inversiones en centrales de generación, las cuales se amortizan con una tasa de descuento del 12% desde su inicio de operación hasta el cumplimiento de su vida útil, el pago de las inversiones se muestra con líneas punteadas en el grafico.

Se observa que los tres escenarios parten de un valor de aproximadamente 16 mil millones de dólares lo cual corresponde a los costos por consumo de combustible en el inicio del periodo de análisis y sin considerar las inversiones anteriores al año 2010. Posteriormente, en el escenario de Referencia se observa un crecimiento continuo de los costos, tanto de inversión como por consumo de combustibles, aunado al incremento en el uso de tecnologías de ciclo combinado a gas natural y supercríticas a carbón, alcanzando en el año 2070 un valor aproximado a los 113 mil millones de dólares en moneda constante del 2010 o el 1.34% del PIB nacional estimado en el 2070.

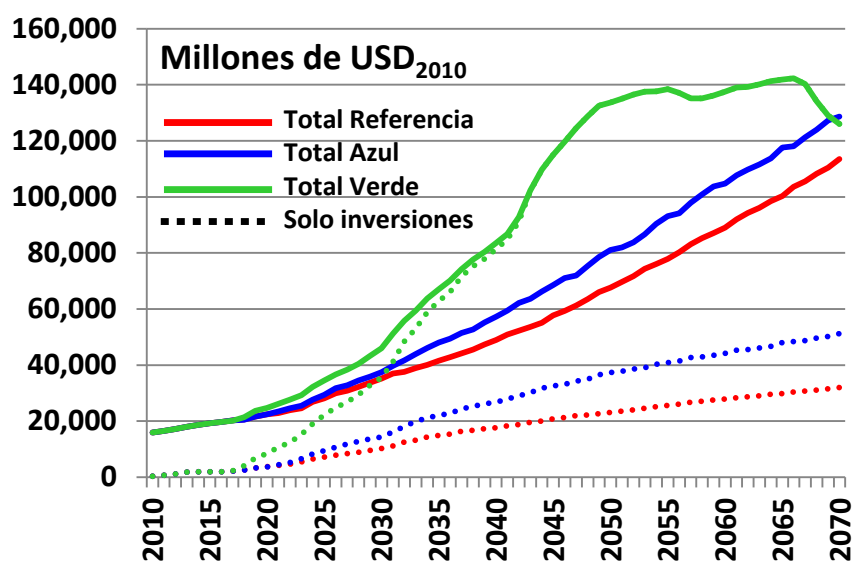


Figura 4.21 Evolución del costo total de cada escenario por el pago de inversiones y pago por combustibles en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

A partir de año 2020 se observa que el escenario Azul mantiene costos por encima de escenario de Referencia, alcanzando alrededor de 15 mil millones de dólares más que el escenario de Referencia o el 1.52% del PIB en el 2070. Esto se debe a las siguientes razones: el costo de inversión de las tecnologías con captura de CO₂ se mantiene por encima de las tecnologías sin CCS; las tecnologías con CCS tienen una eficiencia neta menor, en comparación con las de sin CCS, por lo que el consumo de combustible y su costo asociado es mayor; el uso de la energía nuclear permite una reducción en el costo por combustible (el combustible nuclear es relativamente más barato); por último, el costo de inversión de las centrales nucleares es alto, sin embargo este no es tan representativo ya que se amortiza en una vida útil más larga (60 años) en comparación con las otras tecnologías convencionales (30 años).

A partir de año 2015 se observa el rápido incremento en los costos del escenario Verde, respecto al escenario de Referencia, alcanzando su valor más alto en el año 2066 de aproximadamente 142 mil millones de dólares o 2.06% del PIB en ese mismo año, para luego descender gradualmente hasta un valor de 126 mil millones de dólares o 1.48% del PIB en el año 2070, esto es 12.5 mil millones de dólares más que el escenario de Referencia en ese mismo año. En general el comportamiento del escenario se atribuye básicamente a los costos de inversión, ya que al retirarse gradualmente las tecnologías convencionales de fuentes no renovables el costo por consumo de combustible va decreciendo hasta desaparecer en el año 2045, en el caso en que el sistema opera de forma ideal, porque en el caso de requerir cierto nivel de respaldo el costo por combustibles no es cero. El costo por el pago de las inversiones crece rápidamente hasta el año 2055, debido a dos razones principales: la primera es que las tecnologías de fuentes renovables mantienen sus costos unitarios mayores que las tecnologías convencionales y la segunda es la gran cantidad de capacidad requerida en comparación con el escenario de referencia, asociado a la baja disponibilidad energética que presentan las fuentes renovables. El decremento en los costos de inversión se debe a la combinación de dos factores principales: el primero es que los costos unitarios de las tecnologías de fuentes renovables han

alcanzado un nivel similar a las tecnologías de fuentes no renovables y el segundo es por la entrada de la tecnología de geotermia de roca seca caliente con un índice de disponibilidad alto (90%) lo que permite reducir la demanda de capacidad de otras fuentes con menor índice de disponibilidad.

4.4.5 Implicaciones técnicas y económicas

Cada uno de los escenarios aquí presentados involucra gran cantidad de implicaciones técnicas, así como grandes retos y esfuerzos en temas como desarrollo tecnológico, disponibilidad de capital para las inversiones requeridas, disponibilidad de combustibles y sobre todo compromisos de política energética con la firme convicción de alcanzar el escenario deseado en el largo plazo.

Es importante recordar que los escenarios aquí propuestos para el sector eléctrico, requieren del cumplimiento de los escenarios propuestos por el lado de la demanda eléctrica que indican la reducción del consumo de energía y el incremento en la participación de vehículos eléctricos en el parque vehicular nacional, los cuales tienen sus propias implicaciones técnicas.

A continuación se describen de forma general las principales implicaciones técnicas y económicas que deben abordarse para la realización de los escenarios del sector eléctrico.

Referencia:

- Se mantiene el crecimiento no deseado de las emisiones de GEI del sector eléctrico.
- Se requiere de la importación de gas natural y carbón debido a que las reservas existentes no alcanzan para cubrir la demanda de combustibles que se requiere, por lo cual se reduce la seguridad energética de México.
- Es necesaria la creación de infraestructura de recepción y transporte de combustibles.
- Se reduce la diversificación de fuentes de combustible lo que provoca el incremento en el riesgo de volatilidad del precio de los combustibles.
- Se incrementan los requerimientos de uso de agua para fines de enfriamiento de los procesos térmicos de las centrales de generación.
- Se requiere de espacios para el almacenamiento y disposición final de cenizas de la combustión del carbón.
- Se incrementan los riesgos por el manejo de gas natural a alta presión a través de tuberías en el territorio nacional.
- Se incrementan los costos externos asociados a la generación de energía eléctrica por emisión de contaminantes.

Azul:

- Consolidación en el mercado de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂.
- Identificación y evaluación de cuencas para el almacenamiento de CO₂.
- Desarrollo de infraestructura para el transporte y almacenamiento de CO₂.
- Se requiere la importación de gas natural, carbón y combustible nuclear.
- Es necesario un programa de instalación, operación, desmantelamiento y confinamiento de centrales nucleares que cuente con la aprobación de la comunidad tanto nacional como internacional.
- Se incrementan los riesgos por el manejo de gas natural a alta presión a través de tuberías en el territorio nacional.

- Se incrementan los costos externos asociados a la generación de energía eléctrica por emisión de contaminantes.
- Se incrementan los riesgos que conlleva la instalación de centrales nucleares.
- Se requiere la identificación de sitios para el almacenamiento y confinamiento de desechos nucleares radiactivos.

Verde:

- Desarrollo de infraestructura de transmisión de energía eléctrica y las llamadas redes inteligentes para el control de la demanda y suministro estable.
- Consolidación en el mercado de las tecnologías solares.
- Disponibilidad de superficie destinada a la instalación de centrales solares y eólicas. Aproximadamente 3 Acres/MW (1.4 ha/MW, ha=hectáreas) en centrales térmicas solares (Cleveland, Cutler J. 2004), 4.4 acres/MW¹ (2.6 ha/MW) en centrales fotovoltaicas y 0.25 acres/MW^m (0.1 ha/MW) en centrales eólicas, aunque esta última tiene la ventaja de que el uso de suelo puede ser mixto. Según estos datos se requiere de las siguientes superficies:
 - 235,000 ha para centrales solares térmicas (\approx la mitad de la superficie del estado de Morelos ó un cuadro de 50 km de lado)
 - 360,000 ha para centrales solares fotovoltaicas.
 - 6,100 ha para centrales eólicas.
- Mejoramiento de los sistemas de almacenamiento de energía, entre otros mejorar los sistemas de almacenamiento químico (baterías) para reducir ó evitar el uso de sustancias contaminantes.
- Programas gubernamentales para la instalación de paneles fotovoltaicos en hogares, comercios e industrias.
- Desarrollo tecnológico e identificación de potencial de geotermia de roca seca.
- Integración y desarrollo de nuevas metodologías para el control y operación de los sistemas de potencia basados en fuentes renovables de energía, por ejemplo, control de la demanda, redes inteligentes, sistemas de almacenamiento de energía, etc.
- Cierta nivel de capacidad de respaldo mediante otras tecnologías con mayor disponibilidad, eficiencia y de rápida respuesta, por ejemplo ciclo combinado.
- Se reduce la garantía de suministro de energía eléctrica y estabilidad del sistema ante contingencias climáticas.
- Reducción de los costos de inversión de las tecnologías de fuentes renovables de energía.
- Se requiere de capital disponible para llevar a cabo las inversiones requeridas.

4.4.6 Condiciones financieras para la factibilidad de cada escenario

Se presentan algunas condiciones financieras para lograr la factibilidad de cada escenario en relación al escenario de Referencia, de tal forma que los costos totales anuales o el valor presente neto (VPN) de cada escenario sea similar o inferior a los costos o VPN del escenario de Referencia.

¹ Referencia: www.nrel.gov/analysis/power_databook/calc_pv.php

^m Referencia: www.nrel.gov/analysis/power_databook/calc_wind.php

Para que el escenario Azul alcance costos similares a los del escenario de Referencia se requiere la siguiente condición financiera:

- El pago de un bono de carbono de 40 USD por tonelada de CO₂ evitada a la atmosfera.

Para que el escenario Verde alcance la factibilidad frente al escenario de Referencia se requiere de alguna de las siguientes condiciones financieras:

- Una tasa de descuento de al menos 4% para el pago de las inversiones requeridas.
- El pago de un bono de carbono de 110 USD por tonelada de CO₂ evitada a la atmosfera.

En la siguiente sección se describen las conclusiones más relevantes derivadas de este estudio.

CAPÍTULO

5 CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones más relevantes derivadas de este estudio:

- Los escenarios presentados no constituyen predicciones de lo que sucederá, sino más bien son un ejercicio académico con un alto grado de incertidumbre, que presenta las visiones de alternativas tecnológicas del sector eléctrico, que conviene evaluar para que puedan servir ahora para auxiliar en la planeación conducente a un desarrollo ambientalmente sustentable en el futuro.
- A pesar de que en el escenario de referencia se considera un importante ahorro de energía y un sector transporte con tecnologías eléctricas que permiten reducir las emisiones de GEI por el lado de la demanda de energía, las emisiones nacionales se incrementan considerablemente, ya que para este escenario, el sector eléctrico está basado en tecnologías que utilizan combustibles de origen fósil como lo son el carbón y el gas natural, los cuales provocan el incremento en las emisiones por el lado de la oferta de energéticos.
- El uso intensivo de combustibles de origen fósil, incrementa el riesgo de suministro de energéticos ya que se está sujeto a la disponibilidad y precio de los combustibles a nivel internacional.
- Las centrales térmicas supercríticas a carbón y las de ciclo combinado a gas natural que integran sistemas de captura de CO₂ son tecnologías que podrían resolver parcialmente el problema de las emisiones de GEI (la captura del CO₂ es al 90%), sin embargo mantienen la dependencia de los combustibles de origen fósil, que en su mayoría serán importados. Además deberán resolverse los requerimientos de infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂, así como garantizar su confinamiento.
- La energía nuclear podría permitir una importante reducción en las emisiones de GEI y proporcionar el abasto de energía eléctrica confiable, sin embargo a raíz de los accidentes recientes, el tema de la seguridad en este tipo de instalaciones podría incrementar los costos de construcción y operación; aunque esto aún no se refleja en las proyecciones de costos de las fuentes oficiales, es un tema controversial. Adicionalmente, se debe tener presente el alto riesgo a la salud, al medio ambiente y a la proliferación de armamento nuclear que conllevan este tipo de instalaciones, así como en la disposición final de los desechos nucleares. También se requiere de la aceptación social de la comunidad, tanto nacional como internacional, lo cual es difícil después de los recientes accidentes en centrales nucleares sin importar su origen.

- Mediante el uso de tecnologías de fuentes renovables se alcanza en el año 2045, un sector eléctrico de cero emisiones y sin dependencia a combustibles de origen fósil (operando el sistema en forma ideal). Al año 2070 los costos de inversión serían similares a los del escenario Azul. Sin embargo deben considerarse los importantes requerimientos de capital para las inversiones requeridas, las grandes cantidades de terreno que se destinarían a centrales eólicas y solares, cierta capacidad de generación de respaldo en reserva fría, la reducción en la garantía de suministro de electricidad, así como el riesgo ambiental por el manejo de aceites térmicos en instalaciones solares y los compuestos químicos utilizados en las baterías.
- Para alcanzar un escenario sustentable libre de emisiones de GEI en el sector eléctrico, debemos considerar todas las alternativas tecnológicas, desde las más tradicionales hasta las más avanzadas. La tarea más importante es conocer cómo realizar esta mezcla de tecnologías para que considere un alto grado de seguridad energética y garantía de suministro eléctrico que permita un desarrollo económico estable y un ambiente sustentable. Para futuros trabajos se propone evaluar cuál sería la mezcla óptima de tecnologías que presente la mayor reducción de emisiones de GEI al menor costo para el país. Los escenarios aquí presentados son una primera aproximación sobre las diversas alternativas que se pueden proponer.
- Existe la necesidad de realizar este tipo de ejercicios de planeación y que además incorporen conceptos relativamente nuevos como las externalidades en generación eléctrica, emisiones en el ciclo de vida de los combustibles o de las tecnologías, redes inteligentes, etcétera e incluso que involucren la mitigación de emisiones en otros sectores como el transporte, el industrial y el petrolero.
- México enfrenta ahora el reto de diseñar instrumentos de política que permitan incentivar el ahorro de energía en todos los sectores, realizar cambios tecnológicos para contribuir a reducir las emisiones de GEI y mantener un ritmo de crecimiento económico estable para lograr avanzar en el camino hacia un desarrollo sustentable.

REFERENCIAS

- Banco Mundial. *Banco Mundial*. 2011.
<http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.CD> (último acceso: Dic de 2011).
- Bauer Mariano, Elizabeth Mar, Alberto Elizalde. «Transport and energy demand in Mexico: the personal income shock.» *Energy Policy Elsevier Volume 31, Issue 14*, 2003: Pages 1475–1480.
- BP. *Statistical Review of World Energy 2011*. bp.com/statisticalreview, 2011.
- CEE, IIM y IIEc-UNAM. *Curso de Planificación Energética 1989*. México: UNAM, 1990.
- Cleveland, Cutler J. *Encyclopedia of Energy*. ISBN 978-0-12-176480-7, 2004.
- Comisión Intersecretarial de cambio climático SEMARNAT/INE. *México Cuarta comunicación ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*. México: ISBN 978-607-7908-00-5, 2009.
- COP16 México. *Líneas generales de posicionamiento de México, Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Dic de 2010.
<http://cc2010.mx/es/acciones-de-mexico/lneas-generales-de-posicionamiento-de-mexico/index.html> (último acceso: Nov de 2011).
- COPAR Generación. *Costos y Parametos de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*. México: CFE, 2009 a 2011.
- . *Costos y Parámetros de Referencia Para la Formulación de Inversiones en el Sector Eléctrico*. México: CFE, 2011.
- CRE/BID Hiriart Le Bert Gerardo. «Evaluación de la Energía Geotérmica en México.» México, 2011.
- Dargay. *Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030*. Inlaterra, 2007.
- Energía nuclear. 2011. <http://energia-nuclear.net/> (último acceso: Nov de 2011).
- European Parliament's committee on Industry, Research and Energy. *Outlook of energy storage technologies*. Bruselas, 2008.
- GREENPEACE. *[R]evolución Energética: una perspectiva de energía sustentable para México*. México: greenpeace México, 2009.
- Hoste, Graeme R.G., y Michael J. Dvorak & Mark Z. Jacobson. *Matching Hourly and Peak Demand by Combining Different Renewable Energy Sources*. California: Stanford University, 2009.
- IAEA. *Uranium 2009: Resources, Production and Demand*. International Atomic Energy Agency OECD, 2009.

-
- IEA. *CO2 Emissions from fuel combustion*. www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf, 2011.
- . *Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation*. France, 2011.
- . *Energy Technology Perspectives Scenarios & Strategies to 2050*. Francia: OECD/IEA, 2010.
- . *Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency*. France: OECD, 2008.
- IEA/OECD. *World Energy Outlook 2010*. Francia: ISBN: 978 92 64 08624 1, 2010.
- INE. *Para comprender el cambio climático*. 2011.
http://cambio_climatico.ine.gob.mx/comprendercc/comprendercc.html (último acceso: Nov de 2011).
- INEGI. *Banco de Información Económica*. 2011.
<http://dgcnesyp.inegi.org.mx/bdiesi/bdie.html> (último acceso: Dic de 2011).
- INE-IEE. *Estudio del impacto y costos de diversas medidas de mitigación de emisiones de CO2, en México en el horizonte al 2070*. México:
Ref.www.ine.gob.mx/descargas/cclimatico/2009_impacto_fuentes.pdf, 2010.
- INE-IMP. *Escenarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Mediano y Largo Plazos*. México: IMP, 2009.
- INE-SEMARNAT. *México: Cuarta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. México: ISBN 978-607-7908-00-5, 2009.
- IPCC. *Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. IPCC, Ginebra, Suiza.; Equipo de redacción principal: Pachauri, R.K. y Reisinger, A. (directores de la publicación)], 2007, 104 págs.
- . *Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. 2011.
http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml (último acceso: 2011).
- J. Islas, M. Martinez, F. Manzini. «CO2 mitigation costs for new renewable energy capacity in the Mexican electricity sector using renewable energies.» Published by Elsevier Ltd, 2003.
- Kris R. Voorspools, William D. D'haeseleer. *An analytical formula for the capacity credit of wind power*. Belgica: Elsevier Ltd, 2006.
- Michel, Rosengaus M. «Medición del Cambio Climático en México.» Editado por Servicio Meteorológico Nacional. *Seminario CAMBIO CLIMÁTICO: El caso de México En el marco del III Congreso Nacional Academia de Ingeniería Palacio de Minería*. México DF, Sep 2007.
- NERL. *National Renewable Energy Laboratory*. 2011. <http://www.nrel.gov/> (último acceso: Ago de 2011).
- NREL. *National Renewable Energy Laboratory*. s.f. www.nrel.gov/ (último acceso: Ago de 2011).
-

- Ordaz Méndez, Flores Armenta y Ramírez Silva. *Potencial geotérmico de la República Mexicana*. México: REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA ISSN 0186-5897 Volumen 24, No. 1, 2011.
- POISE. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico*. México: CFE, 2011-2025.
- REN21. *Renewables 2011 GLOBAL STATUS REPORT*. Paris: REN21 Secretariat, 2011.
- SEI. *COMMEND (COMMunity for ENergy environment & Development)*. Nov de 2011. <http://www.energycommunity.org/> (último acceso: Nov de 2011).
- SENER/GTZ. *Energías renovables para el desarrollo sustentable de México*. México, 2009.
- SENERa. *Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025*. México, 2010.
- SENERb. *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2010-2025*. México, 2011.
- SENERc. *Balance nacional de energía 2009*. México, 2010.
- SENERd. *Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025*. México, 2010.
- SENERe. *Prospectiva de energías renovables 2011-2025*. México, 2011.
- SENERf. *Estrategia Nacional de Energía*. México, 2010.
- Tarquin, Blank &. *Ingeniería Económica*. Colombia: McGrawHill ISBN 958-600-062-1, 1991.
- WEC. *Transport Technologies and Policy Scenarios to 2050*. United Kingdom: World Energy Council 2007 ISBN: 0 946121 28 1, 2007.
- World Bank. *México: Estudio sobre la disminución de emisiones de carbono*. Colombia: ISBN 978-958-8307-75-6, 2009.

ANEXO A - Escenario de desarrollo económico ALTO (DEAlto)

En este anexo se presentan los resultados de los tres escenarios de mitigación de GEI evaluados para el sector eléctrico en un contexto de desarrollo económico alto, es decir en un escenario económico en el que México mantenga una tasa de crecimiento del PIB de 4.8% hasta el 2070, para con ello alcanzar el PIB per cápita de los países desarrollados en donde ellos crezcan a su actual ritmo de crecimiento. El cambio en las premisas es el consumo de energía eléctrica del escenario de transporte eléctrico y mostrado en la figura A.2.

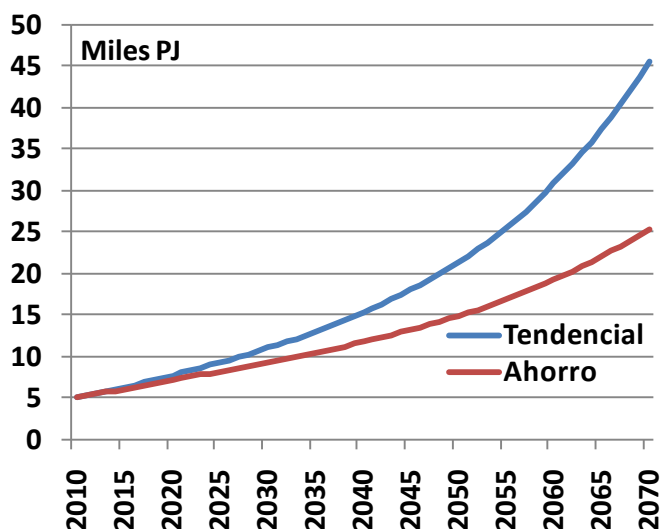


Figura A. 1 Proyección del consumo de energía final. Fuente: *Elaboración propia*.

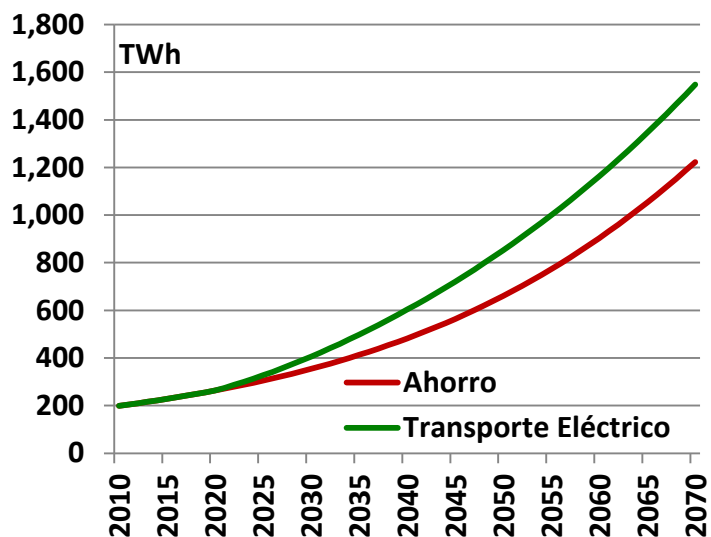


Figura A. 2 Consumo de energía eléctrica estimado para los escenarios de Transporte Eléctrico y Ahorro de energía. Fuente: *Elaboración propia*.

A.1 Resultados del escenario Referencia para el DEAlto

En general los resultados muestran un comportamiento similar al descrito en el escenario de desarrollo económico moderado. Las diferencias radican en las magnitudes de cada concepto se incrementan.

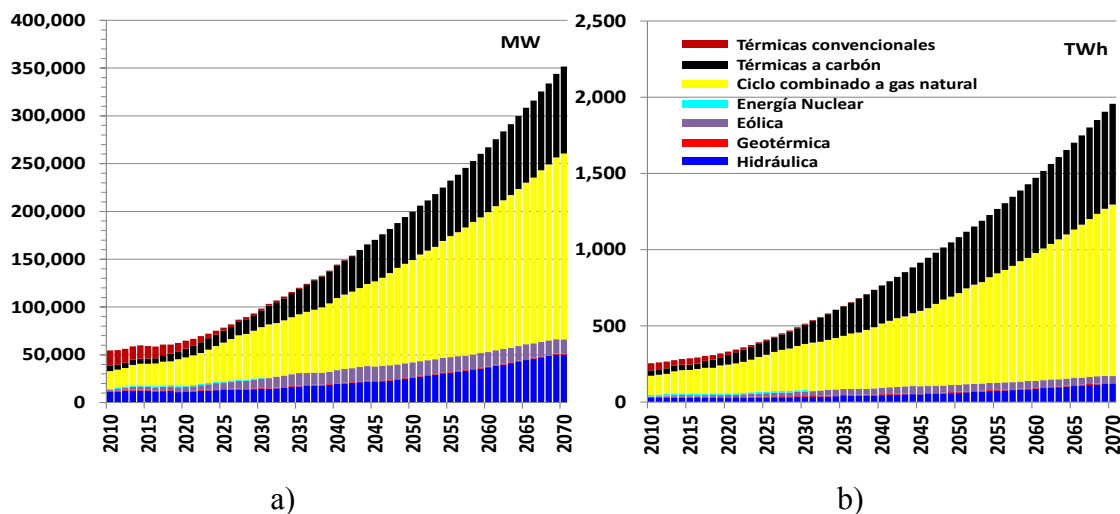


Figura A. 3 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

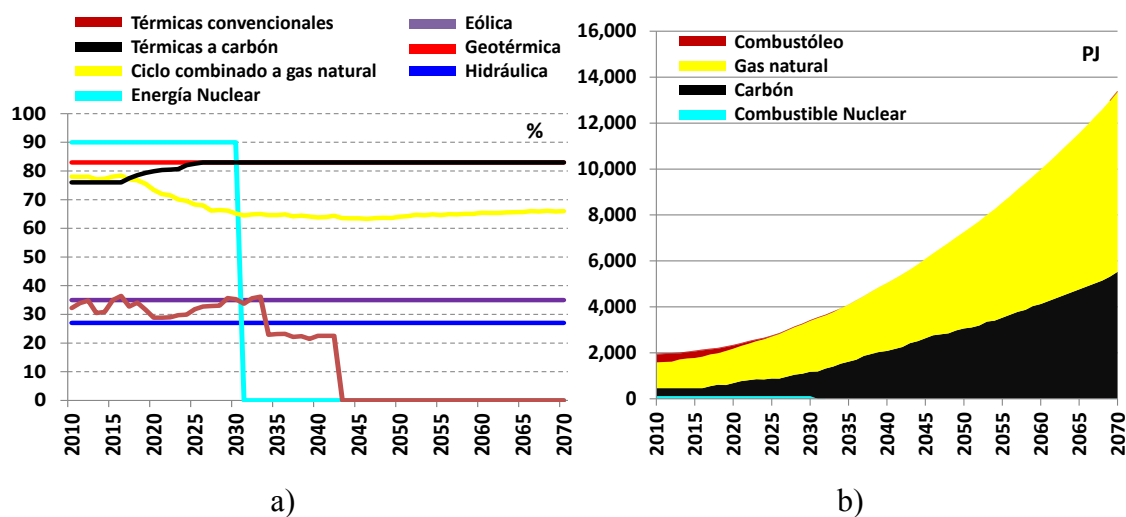


Figura A. 4 a) Evolución de los factores de planta por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

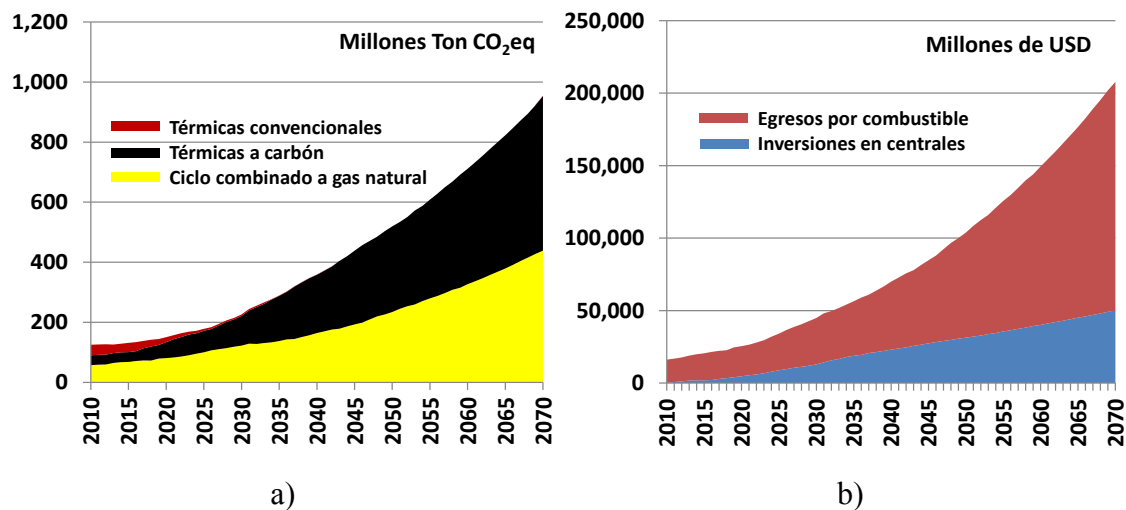


Figura A. 5 a) Evolución de las emisiones de GEI en el periodo 2010-2070. b) Evolución de los costos de operación por concepto de combustible y requerimientos de inversiones para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

A.2 Resultados del escenario Azul para el DEAlto

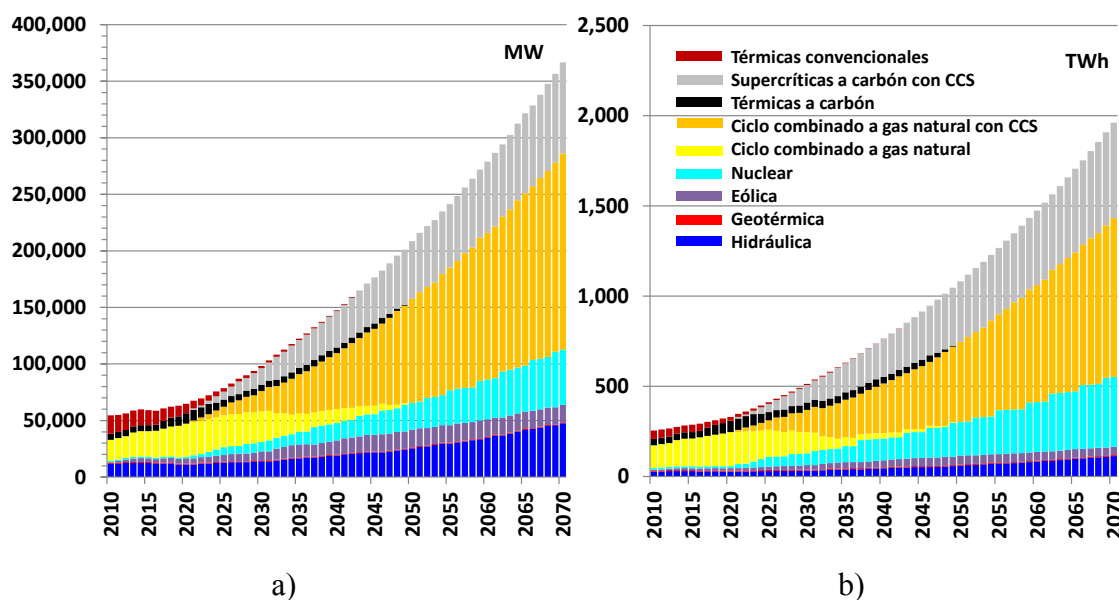


Figura A. 6 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia.*

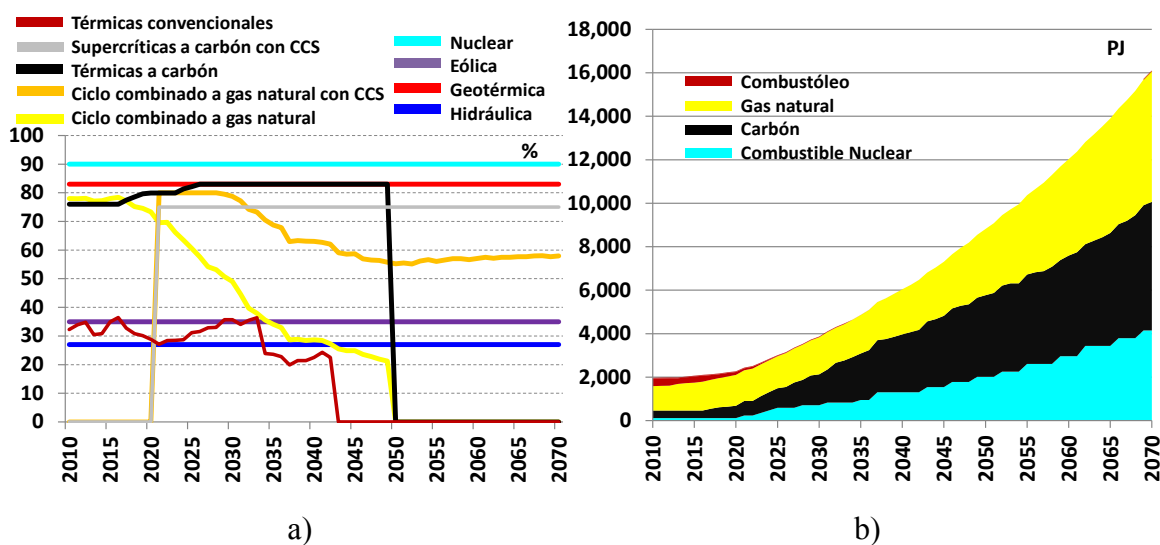


Figura A. 7 a) Evolución de los factores de planta por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia.*

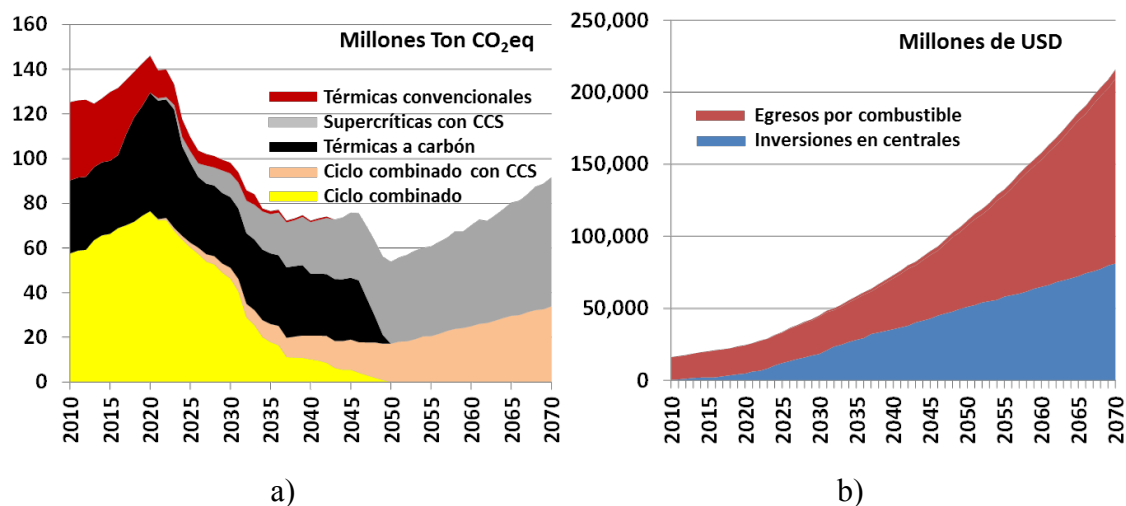


Figura A. 8 a) Evolución de las emisiones de GEI en el periodo 2010-2070. b) Evolución de los costos de operación por concepto de combustible y requerimientos de inversiones para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

A.3 Resultados del escenario Verde para el DEAlto

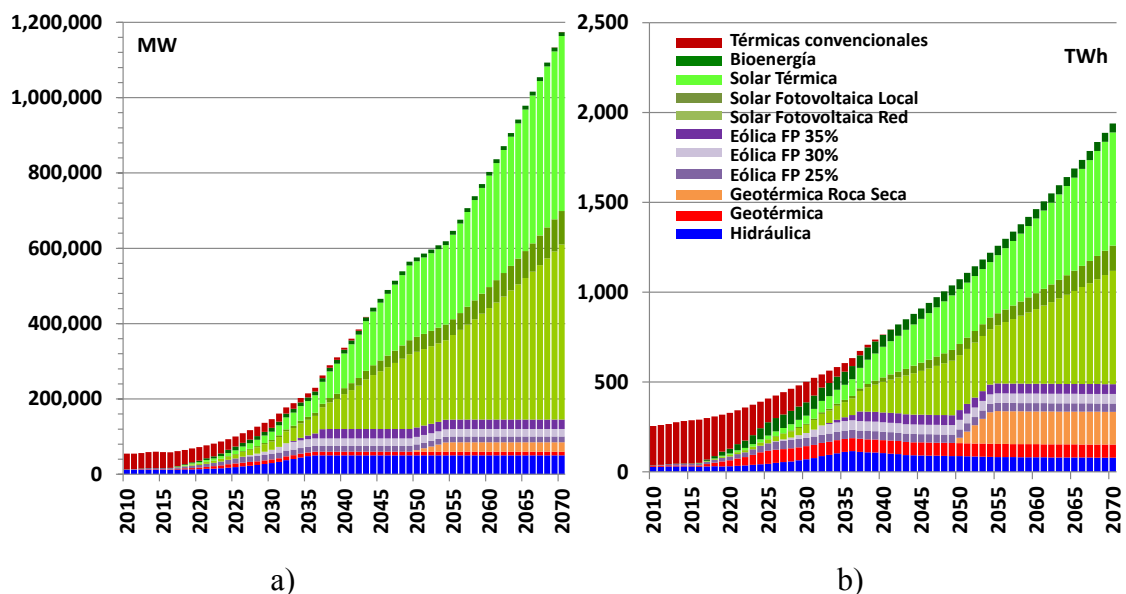


Figura A. 9 a) Evolución de la capacidad instalada por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

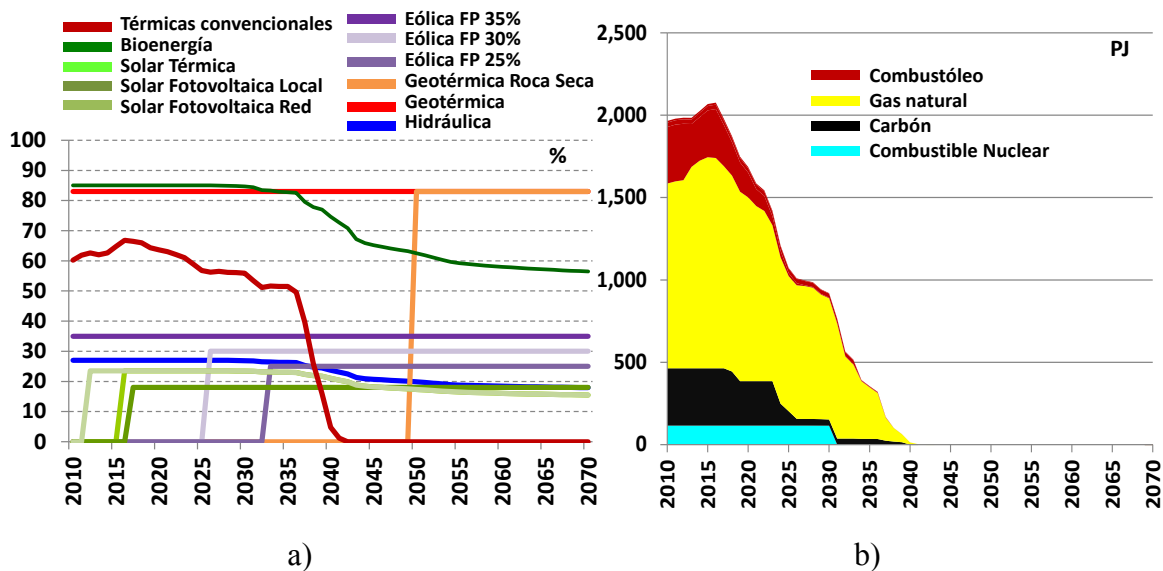


Figura A. 10 a) Evolución de los factores de planta por tecnología en el periodo 2010-2070. b) Evolución del consumo de combustibles para generación eléctrica en el periodo 2010-2070. Fuente: Elaboración propia.

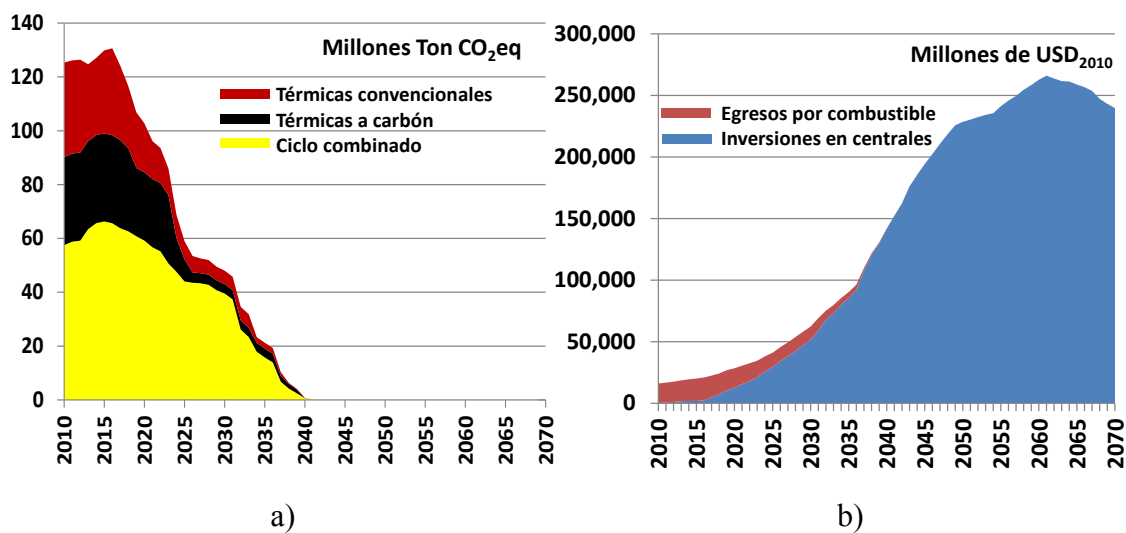


Figura A. 11 a) Evolución de las emisiones de GEI en el periodo 2010-2070. b) Evolución de los costos de operación por concepto de combustible y requerimientos de inversiones para centrales eléctricas en el periodo 2010-2070. Fuente: Elaboración propia.

A.4 Comparativo de escenarios con DEAlto

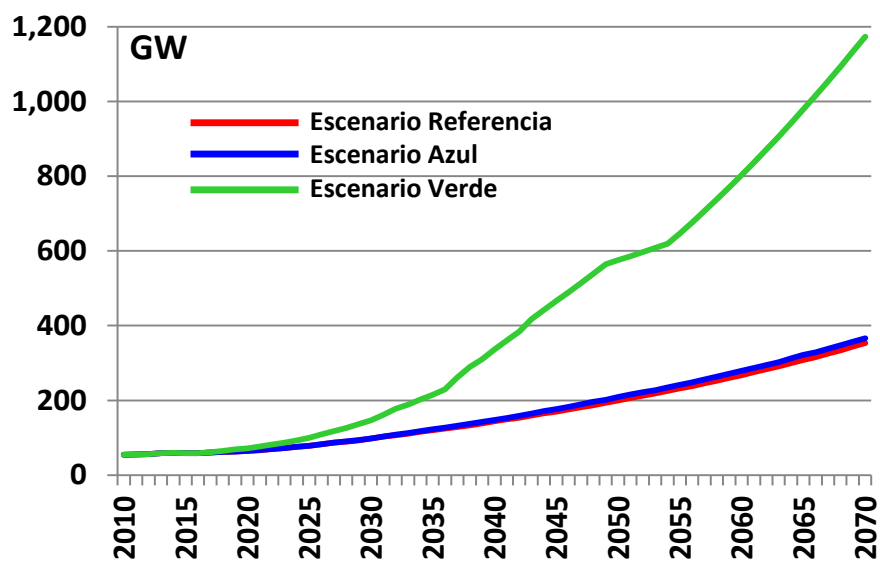


Figura A. 12 Evolución del total de la capacidad instalada por escenario en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

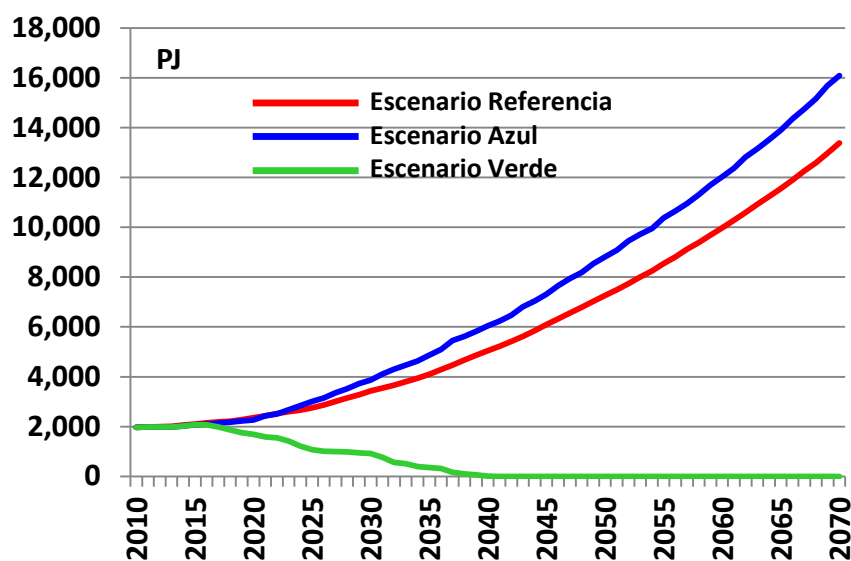


Figura A. 13 Evolución del consumo total de combustibles para generación eléctrica por escenario en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia*.

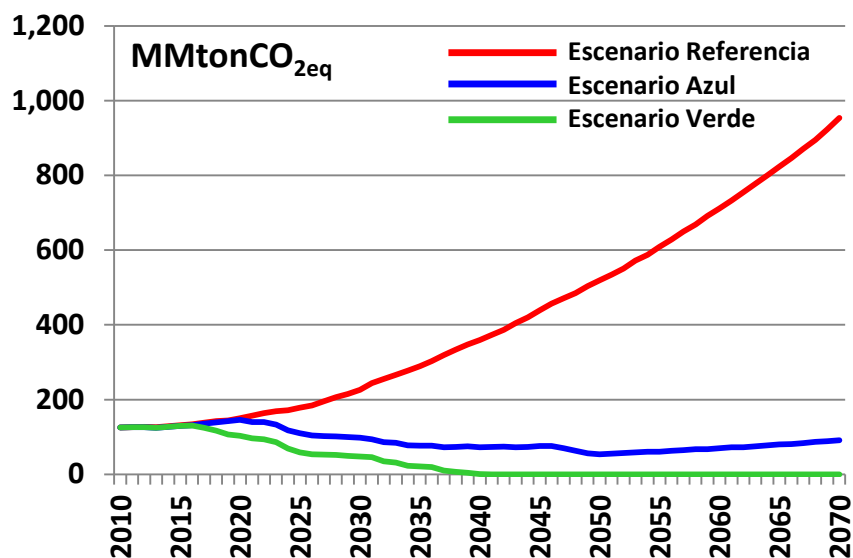


Figura A. 14 Evolución de las emisiones de GEI por generación eléctrica de cada escenario en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia.*

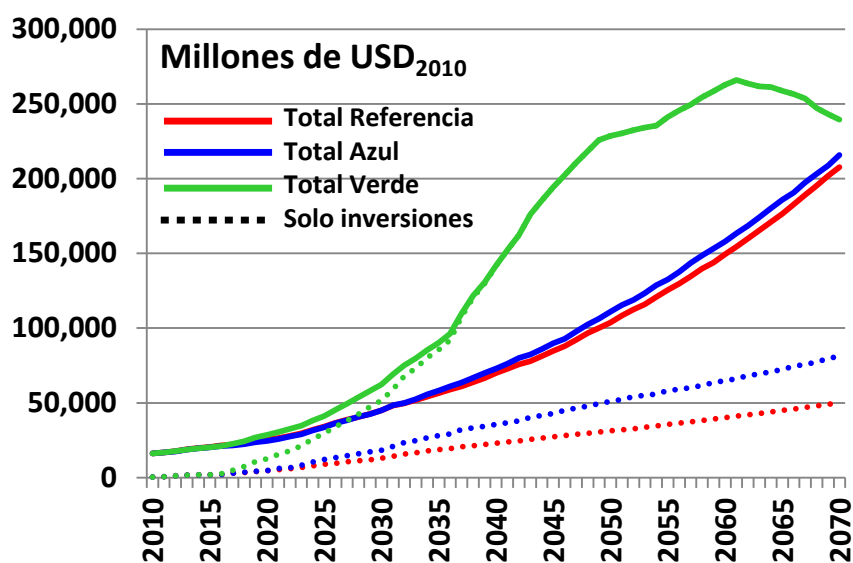


Figura A. 15 Evolución del costo total de cada escenario por el pago de inversiones y pago por combustibles en el periodo 2010-2070. Fuente: *Elaboración propia.*