



**GOBIERNO *de*
GUATEMALA**
DR. ALEJANDRO GIAMMATTEI

**MINISTERIO DE
ENERGÍA
Y MINAS**

PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2020 - 2050



Ciudad de Guatemala, abril de 2020

PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2020-2050

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Alejandro Eduardo Giammattei Falla

VICEPRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Cesar Guillermo Castillo Reyes

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

MINISTRO

Alberto Pimentel Mata

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA

Manuel Eduardo Arita Sagastume

DIRECTOR GENERAL DE ENERGÍA

Edward Enrique Fuentes López

UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

EQUIPO DE TÉCNICO

Jesus Fernando Alvarez Perén

Giancarlo Alexander Guerrero Isém

Cristian Iván Samayoa Chávez

DIAGRAMACIÓN

María del Rosario Gomez Consuegra

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	7
RESUMEN EJECUTIVO.....	8
1. FUNDAMENTO LEGAL Y POLÍTICO EN GUATEMALA.....	10
1.1. MARCO LEGAL	10
1.1.1. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS	11
1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	12
1.2.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.....	13
1.2.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA [CNEE].....	13
1.2.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA [AMM].....	13
1.3. MARCO ESTRATÉGICO PARA LA FORMULACIÓN DE LOS LINEAMIENTOS GENERALES	13
1.3.1. PLAN DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032	15
1.3.2. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)	15
1.3.3. POLÍTICA GENERAL DE GOBIERNO 2020-2024	17
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO	18
2.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO	18
2.2. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	19
2.3. CRECIMIENTO POBLACIONAL	21
2.4. PIB PER CÁPITA.....	21
2.5. DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	22
2.5.1. DEMANDA DE ENERGÍA.....	22
2.5.2. DEMANDA DE POTENCIA.....	25
2.6. POTENCIAL ENERGETICO.....	28
2.6.1. SOLAR.....	29
2.6.2. EÓLICA.....	30
2.6.3. GEOTÉRMICA	31
3. PREMISAS DE PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	33
3.1. OBJETIVOS	33

3.1.1.	PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA	34
3.1.2.	CONSIDERACIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES	37
3.1.3.	ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS	39
3.1.4.	COSTO DEL DÉFICIT	39
3.1.5.	CONSIDERACIONES AMBIENTALES	40
3.1.6.	PLANTAS CANDIDATAS	40
3.1.7.	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	47
4.	RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	50
4.1.	CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS	52
4.2.	ANÁLISIS POR ESCENARIO: DESPACHO DE ENERGÍA Y COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA	55
4.3.	COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA.	65
4.4.	MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA [GWh]	65
4.5.	INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.	66
4.6.	EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE ANUALES	67
4.7.	CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES POR ESCENARIO	67
4.8.	RIESGO DE DEFICIT TOTAL (GWh).....	68
5.	CONCLUSIONES	69
6.	RECOMENDACIONES.....	71

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Producto interno bruto, a valores nominales.....	18
Gráfica 2: Producto interno bruto, a precios de 2013.....	19
Gráfica 3: Índice de cobertura eléctrica por región.....	20
Gráfica 4: Usuarios sin electrificar.....	20
Gráfica 5: Población registrada en Censos Nacionales, años 1964 a 2018.....	21
Gráfica 6: PIB anual per cápita.....	22
Gráfica 7: Demanda de energía anual histórica, período 2000-2018.....	23
Gráfica 8: Demanda de energía eléctrica histórica comprada con la proyección de demanda de los Planes anteriores.....	25
Gráfica 9: Potencia máxima demandada al mes máxima.....	25
Gráfica 10: Potencia máxima demandada cada mes, ordenada anualmente.....	26
Gráfica 11: Proyecciones de máxima demanda de potencia anual comparadas con el histórico.....	27
Gráfica 12: Curvas Monótonas Anuales de demanda de potencia horaria.....	28
Gráfica 13: Proyección de la Demanda de Energía.....	34
Gráfica 14: Proyección de la Potencia Máxima Anual.....	36
Gráfica 15: Proyección de los precios de Carbón Térmico.....	37
Gráfica 16: Proyección de los precios de Diesel a valores normales.....	38
Gráfica 17: Proyección de los precios de Fuel Oil #6 a valores nominales.....	38
Gráfica 18: Proyección de los precios de Gas Natural.....	39
Gráfica 19: Potencia de las Plantas Candidatas en MW.....	43
Gráfica 20: Despacho de Energía del escenario EAMM5.....	55
Gráfica 21: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EAMM5.....	55
Gráfica 22: Despacho de Energía del escenario EAMS6.....	56
Gráfica 23: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EAMS6.....	56
Gráfica 24: Despacho de Energía del escenario EABS9.....	57
Gráfica 25: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EABS9.....	57
Gráfica 26: Despacho de Energía del escenario EMAM11.....	58
Gráfica 27: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMAM11.....	58
Gráfica 28: Despacho de Energía del escenario EMAS12.....	59
Gráfica 29: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMAS12.....	59
Gráfica 30: Despacho de Energía del escenario EMMM14.....	60
Gráfica 31: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMMM14.....	60
Gráfica 32: Despacho de Energía del escenario EMMS15.....	61
Gráfica 33: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMMS15.....	61
Gráfica 34: Despacho de Energía del escenario EMBM17.....	62
Gráfica 35: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMBM17.....	62
Gráfica 36: Despacho de Energía del escenario EMBS18.....	63



<i>Gráfica 37: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMBS18.</i>	63
<i>Gráfica 38: Despacho de Energía del escenario EBMS24.</i>	64
<i>Gráfica 39: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EBMS24.</i>	64
<i>Gráfica 40: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario.</i>	65
<i>Gráfica 41: Matrices de generación eléctrica de cada escenario.</i>	65
<i>Gráfica 42: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios.</i>	66
<i>Gráfica 43: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios.</i>	66
<i>A continuación se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero provistas por cada uno de los escenarios indicados en las leyendas.</i>	67
<i>Gráfica 44: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario.</i>	67
<i>Gráfica 45: Riesgo de Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda alta BAU.</i>	68
<i>Gráfica 46: Dispersión de Oportunidad de Ingreso de Plantas Candidatas.</i>	69

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Marco jurídico del Subsector Eléctrico.</i>	10
<i>Ilustración 2: Agentes participantes en el subsector eléctrico.</i>	12
<i>Ilustración 3: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible.</i>	14
<i>Ilustración 4: Relaciones de planes y políticas nacionales en el sector energía.</i>	14
<i>Ilustración 5: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.</i>	16
<i>Ilustración 6: Mapa de potencial solar y plantas fotovoltaicas existentes.</i>	29
<i>Ilustración 7: Mapa de potencial y centrales eólicas existentes.</i>	30
<i>Ilustración 8: Mapa de potencial y centrales geotérmicas existentes.</i>	31
<i>Ilustración 9: Variables de los Distintos Escenarios.</i>	47

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Demanda de Energía Eléctrica en GWh.</i>	35
<i>Tabla 2: Demanda Máxima de Potencia Eléctrica en MW.</i>	36
<i>Tabla 3: Escalones de Reducción de Demanda.</i>	40
<i>Tabla 4: Plantas Candidatas.</i>	41
<i>Tabla 5: Plantas Candidatas (continuación).</i>	42
<i>Tabla 6: Plantas Candidatas por Recurso.</i>	43
<i>Tabla 7: Resumen de Escenarios.</i>	48
<i>Tabla 8: Resumen de Escenarios.</i>	49
<i>Tabla 9: Probabilidad de ocurrencia de cada variable.</i>	50
<i>Tabla 10: Probabilidad de ocurrencia de los escenarios.</i>	51
<i>Tabla 11: Cronograma de ingreso de plantas, para el escenario BAU y sus Sub-Escenarios.</i>	52
<i>Tabla 12: Consumo de combustibles para todo el período 2020-2034, de los 54 escenarios evaluados.</i>	67



PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas, con base en el marco estratégico establecido en la Política General de Gobierno 2020-2024, la cual define la visión de país a través de los pilares de 1) Economía, competitividad y prosperidad, 2) Desarrollo Social, 3) Gobernabilidad y seguridad en el desarrollo, 4) Estado responsable, transparente y efectivo, y 5) Relaciones con el mundo; y con respaldo del Artículo 3 de la Ley General de Electricidad, presenta el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2050.

El presente plan realiza una evaluación por medio de diez escenarios de despacho hidrotérmico eficiente del sistema de generación, para el período 2020-2050, a través de tres premisas que impactan en las fuentes de energía primaria para las centrales de generación, estas premisas son los precios de los combustibles, las temporadas hídricas, y las proyecciones de crecimiento de la demanda de energía y potencia eléctrica, premisas consideradas para todo el horizonte del estudio.

Este Plan impulsa el desarrollo de fuentes de energía renovable y no renovable compatibles con el medio ambiente, a través de los resultados de los diez escenarios se concluye que es económicamente eficiente continuar con el aumento de energía limpia y renovable en la matriz de generación eléctrica nacional. En esta edición del Plan se utilizaron los diez escenarios más probables de una serie de 27 escenarios evaluados en un horizonte de quince años (2020-2034), los cuales procuran la eficiencia económica e identifican alternativas energéticas ambientalmente sostenibles para enfrentar el suministro hidroeléctrico en caso de temporadas hídricas poco lluviosas, consideraciones que deben tomarse en cuenta en especial bajo las condiciones futuras inciertas debido al cambio climático.

El Ministerio presenta este Plan como una herramienta para el análisis de mercado de inversionistas en centrales de generación, tanto del sector privado como público, y en previsión de la necesidad de un sistema de transporte eléctrico que permita interconectar las fuentes primarias de energía con los centros de consumo de Guatemala; siendo el subsector eléctrico estratégico para la productividad y desarrollo de nuestra Nación, es necesario presentar un Plan con una visión de largo plazo que permita anticipar las necesidades de infraestructura del país.

Lic. Alberto Pimentel Mata
Ministro de Energía y Minas



RESUMEN EJECUTIVO

La Unidad de Planeación Energético Minero del Ministerio de Energía y Minas realiza el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2050 en atención al cumplimiento de la Política General de Gobierno 2020-2024, y del marco legal y político vigente del país.

El presente Plan posee dos secciones, la primera es de Perspectivas, la cual describe el fundamento legal y político que corresponde al sistema de generación nacional, el contexto macroeconómico, la caracterización socioeconómica y las estadísticas históricas de producción eléctrica, capacidad instalada, demanda de energía y potencia eléctrica, las emisiones de gases de efecto invernadero de nuestro sistema de generación, y el potencial energético de Guatemala para centrales de generación eléctrica.

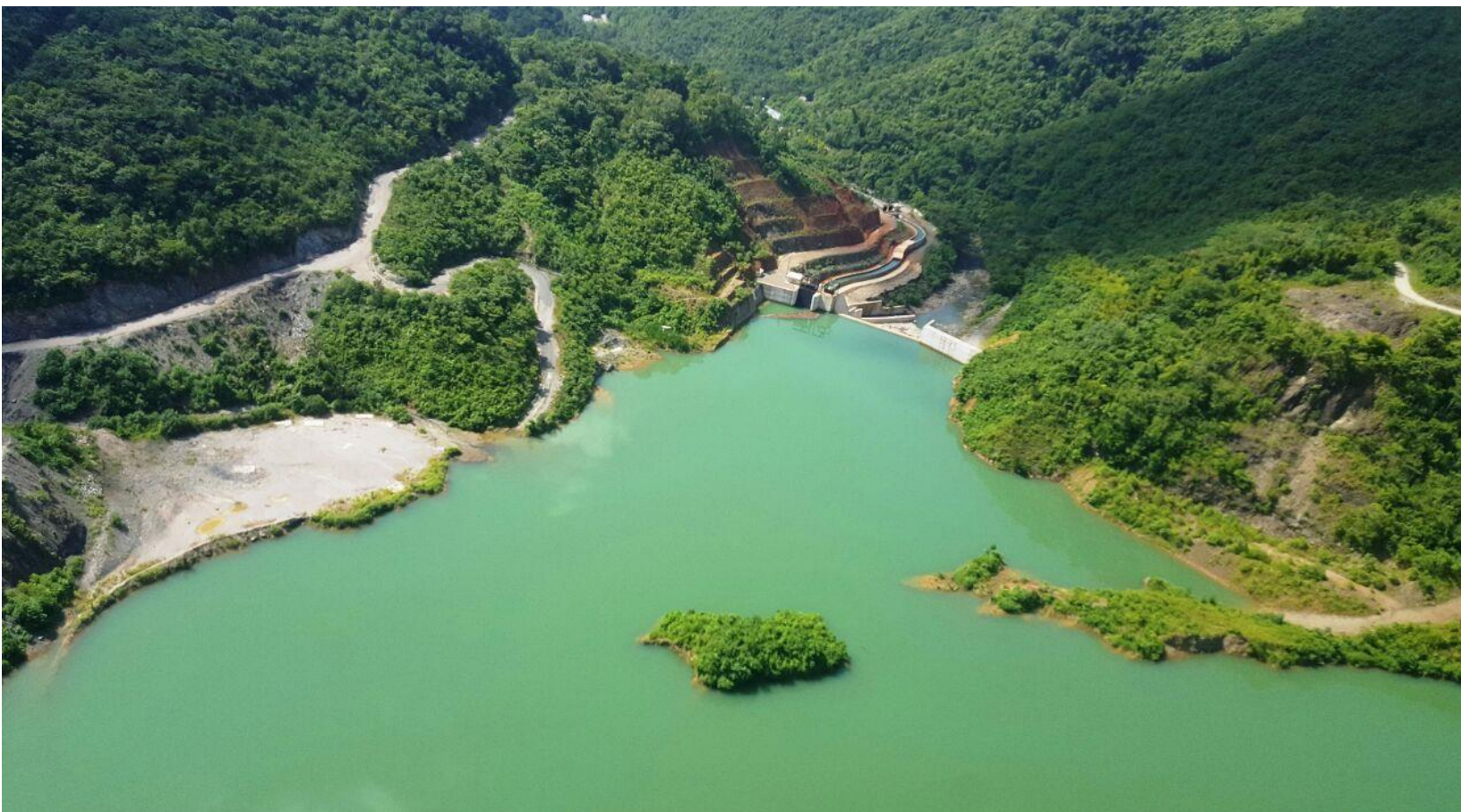
La segunda sección presenta los resultados de la evaluación de diez escenarios de expansión, iniciando por las premisas utilizadas en los escenarios, la metodología y los programas especializados utilizados, las proyecciones de demanda de energía y potencia eléctrica, las proyecciones de los precios de combustibles y los aspectos hidrológicos considerados. En total se evaluaron sesenta plantas candidatas, un total de 2758 MW, con un costo de 6 740 millones de dólares de 2020; cabe resaltar que solamente 450 MW de estas plantas candidatas utilizaban carbón o gas natural, 2183 MW utilizaban una fuente primaria renovable, y 125 MW utilizaban una mezcla de biomasa y carbón.

Los diez escenarios evaluados son los más probables luego del análisis de 27 escenarios de expansión de quince años, cabe mencionar que el escenario con menor inversión es el EMAM14, con 4 873.17 MUSD, también es el escenario con menor adición de nuevas centrales, con 1947.5 MW añadidos. El escenario más costoso es el EABS9, con 6 871.93 MUSD necesarios para añadir 2573.3 MW de nuevas centrales. Desde la gráfica 75 en adelante se presentan los resultados del despacho de energía eléctrica, costo marginal de la demanda, matriz de capacidad instalada y de generación eléctrica para el año 2050 comparados con 2020, el comportamiento de los indicadores de diversificación de la matriz de generación eléctrica, el consumo de combustibles y las respectivas emisiones de GEIs, de cada escenario.

El plan concluye que hasta 2030, existe suficiente capacidad instalada para suministrar la demanda, sin embargo, deben considerarse cada dos años en los Planes de expansión el cambio en los modelos de proyección hidrológica y el impacto del cambio climático, además, existe oportunidad para centrales de generación con energías renovables, tanto geotérmicas, hidroeléctricas o de biogás, en el período 2020-2025, para solares en el período 2024-2027, y eólicas en el período 2027-2035. Las centrales térmicas dependen en gran medida del precio de los combustibles, sin embargo, su instalación conlleva menos tiempo y costo de inversión, por lo tanto, dependerá de las condiciones del mercado internacional de petróleo.



SECCIÓN 1
PERSPECTIVA DE LOS
PLANES
2020 - 2050



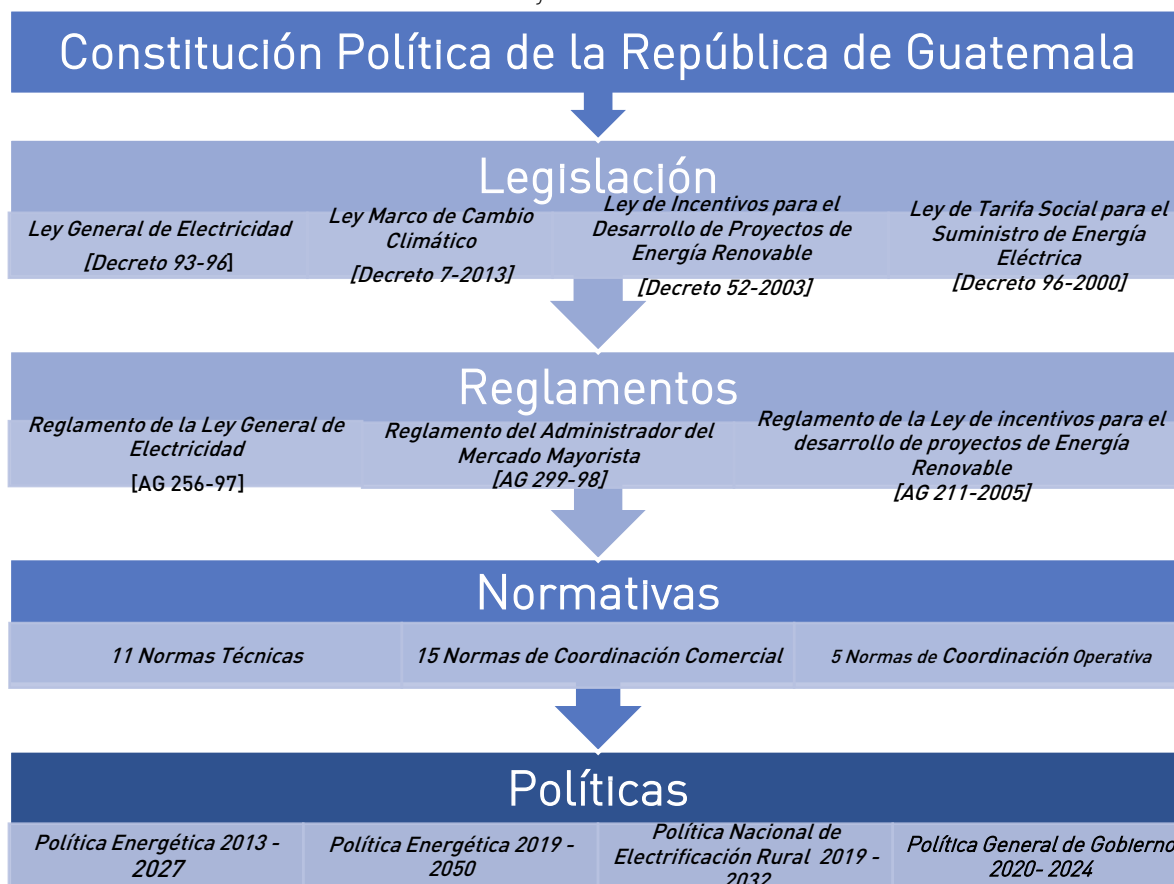
1. FUNDAMENTO LEGAL Y POLÍTICO EN GUATEMALA

La reforma del Sector Eléctrico en Guatemala se inició con la emisión del Marco Legal establecido en la Ley General de Electricidad promulgada el 15 de noviembre de 1996; posteriormente se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM-. A partir de esas fechas se emitieron los procedimientos técnicos que complementan el marco regulatorio por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y las Normas de Coordinación Comercial y Operativa por parte del AMM.

1.1. MARCO LEGAL

El subsector eléctrico se encuentra organizado y operante bajo un marco jurídico compuesto por leyes, reglamentos, regulaciones y normas técnicas descritas en el siguiente esquema:

Ilustración 1: Marco jurídico del Subsector Eléctrico.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



1.1.1. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS

La Ley General de Electricidad fue aprobada por medio del Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, y fue implementada para el desarrollo y aseguramiento del sistema eléctrico nacional. Esta ley establece los mecanismos que rigen y monitorean las actividades del mercado eléctrico, que está conformado por las actividades de generación, comercialización, transporte, distribución y consumo de electricidad.

Mediante el Acuerdo Gubernativo No. 256-97, se oficializa el Reglamento de la Ley General de Electricidad –RLGE-, atendiendo así al artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad. La finalidad del RLGE consiste en reglamentar los procedimientos necesarios para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad.

Posteriormente, el Presidente de la República firma el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, el cual sanciona el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –RAMM-, en atención al artículo 38 del RLGE, donde se instruye al Ministerio de Energía y Minas elaborar el reglamento específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

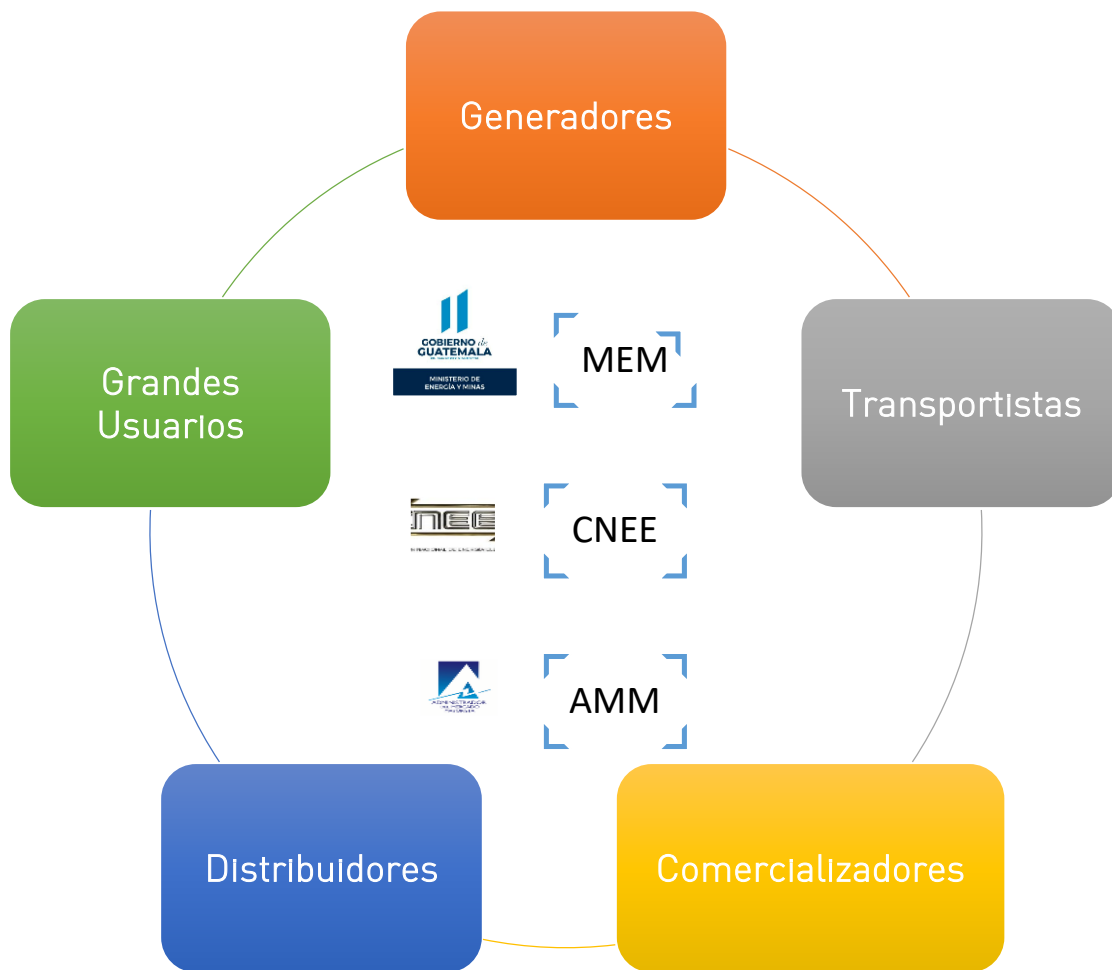
El artículo 15 Bis del RAMM, instruye el procedimiento respectivo para la elaboración del Plan de Expansión de Generación, debiendo ser elaborado a cada 2 años, con un horizonte de estudio mínimo de 10 años; siendo presentado al AMM y la CNEE antes del 30 de septiembre de cada año de elaboración, y publicado oficialmente por el MEM antes de finalizar la primera quincena de enero del año respectivo a su publicación.



1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ilustración 2 expone a los agentes participantes dentro del subsector eléctrico nacional, en la esfera central se presenta al Ministerio de Energía y Minas como ente rector; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como ente regulador; el Administrador del Mercado Mayorista como ente operador, rodeando el marco institucional se encuentran los participantes del mercado mayorista de electricidad. En los siguientes numerales se describen las funciones de cada ente.

Ilustración 2: Agentes participantes en el subsector eléctrico.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



1.2.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. De igual forma, es el encargado de exponer y organizar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico y al subsector de hidrocarburos así como la explotación de los recursos mineros.

1.2.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA [CNEE]

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones descritas en el artículo 4 de la LGE.

1.2.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA [AMM]

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista y la operación del Sistema Nacional Interconectado -SNI-, cuyas funciones principales son la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, y establecer los precios de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes.

1.3. MARCO ESTRATÉGICO PARA LA FORMULACIÓN DE LOS LINEAMIENTOS GENERALES

El presente Plan considera los objetivos estratégicos de acuerdo con el marco político de largo plazo.

1. Incrementar la inversión nacional y la inversión extranjera directa.
2. Generación de empleo en las áreas de influencia.
3. Mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.
4. Promover la generación de energía eléctrica ubicada geográficamente.
5. Incentivar la salud, turismo, educación y seguridad a través del servicio de energía eléctrica.
6. Mejorar los índices de calidad de vida.
7. Apoyo en el muro económico en la frontera con México, promoviendo inversiones de empresas en dicha zona, y el comercio bilateral.
8. Promover inversiones de empresas en la frontera con El Salvador y Honduras, y el comercio bilateral.
9. Promover las exportaciones e importaciones de energía eléctrica regional a Centroamérica, México y en el futuro Belice.



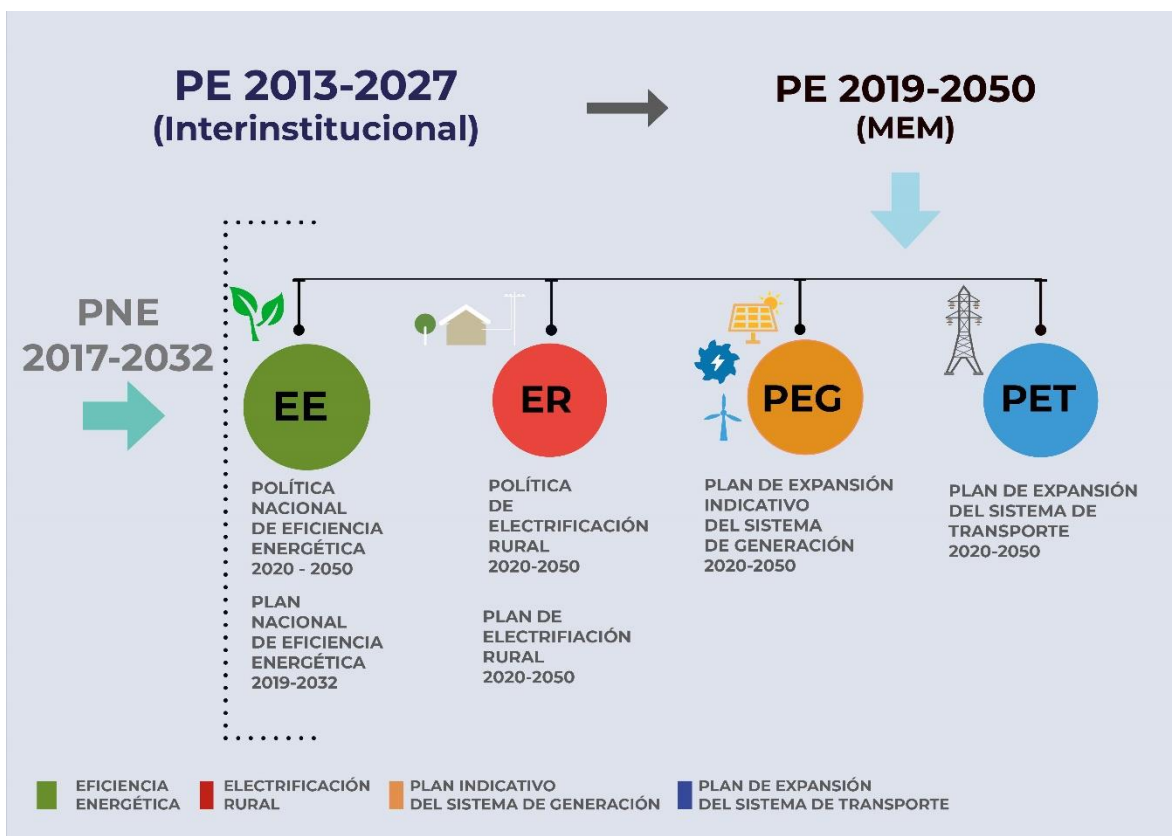
Ilustración 3: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible.



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

A esta agenda se le adiciona los distintos políticas y planes donde se establecen las directrices a seguir.

Ilustración 4: Relaciones de planes y políticas nacionales en el sector energía.



Fuente: Elaboración Propia.



1.3.1. PLAN DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032

El Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032, propone una visión común de país, con confianza en un futuro diferente y mejor, en la cual considera mejorar la calidad de vida de los habitantes prestando de manera eficiente los servicios básicos, dentro de los cuales se toma en cuenta la energía, y que dicho servicio tengan buena calidad, y que ayude a contribuir con el desarrollo en el país.

Se establece que la energía es un componente central de sostenibilidad del desarrollo del país dentro los próximos veinte años.

Por lo que para el año 2032, se consideran que las acciones establecidas del Estado en el tema energético a través de políticas de gobierno serán concebidas en el contexto de propuestas integrales de desarrollo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, está relacionada con las dimensiones sociales, económicas y ambientales del desarrollo de medios de vidas sostenibles. Las premisas del K'atun 2032 que se consideran en este plan son:

- ✓ Acceso a energía de calidad y con cobertura nacional.
- ✓ La energía como factor de desarrollo social, es fundamental para el mejoramiento de las condiciones de vida de la población. Favorece la superación de la pobreza y el incremento de los ingresos familiares, apoya el desarrollo de actividades sociales, productivas, comerciales y agrícolas.
- ✓ Las condiciones de vida de la población rural han mejorado con el acceso a los servicios que facilita la energía eléctrica.
- ✓ Cobertura de energía del 100% en las áreas rurales, para uso domiciliar.
- ✓ Energía de calidad en todo el país, para su utilización en actividades productivas, industriales, comerciales y agrícolas.
- ✓ Incremento de la participación de la energía renovable en la matriz energética, considerando la participación ciudadana y con pertenencia de pueblos maya, xinka, garífuna y promoviendo equidad de género.

1.3.2. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible con sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la cual fue aprobada en septiembre de 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas, establece una visión transformadora hacia la sostenibilidad económica, social y ambiental de los 193 Estados Miembros, en la cual Guatemala pertenece. Concretamente en el ODS 7 "Energía asequible y no contaminante" determina que la energía sostenible es una oportunidad, que transforma vidas, economías y el planeta.

Por lo que en Guatemala, la falta de acceso al suministro de energía en algunas regiones es un obstáculo para el desarrollo humano y económico; razón por la cual, si en los hogares no se tuviera el acceso a la energía eléctrica, se tendría un gran atraso en cuanto a desarrollo.

Tomando las consideraciones indicadas en el ODS 7, la energía se puede generar de diversas formas, pero lo recomendable es utilizar responsable y conscientemente los recursos renovables, para reducir los impactos al cambio climático; ya que si se genera energía a través de la quema de combustibles con alto contenido en carbono, se producen altas cantidades de gases de efecto



invernadero (GEI), que favorecen al cambio climático y tienen efectos nocivos para el bienestar de la población y el medio ambiente.

Ilustración 5: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

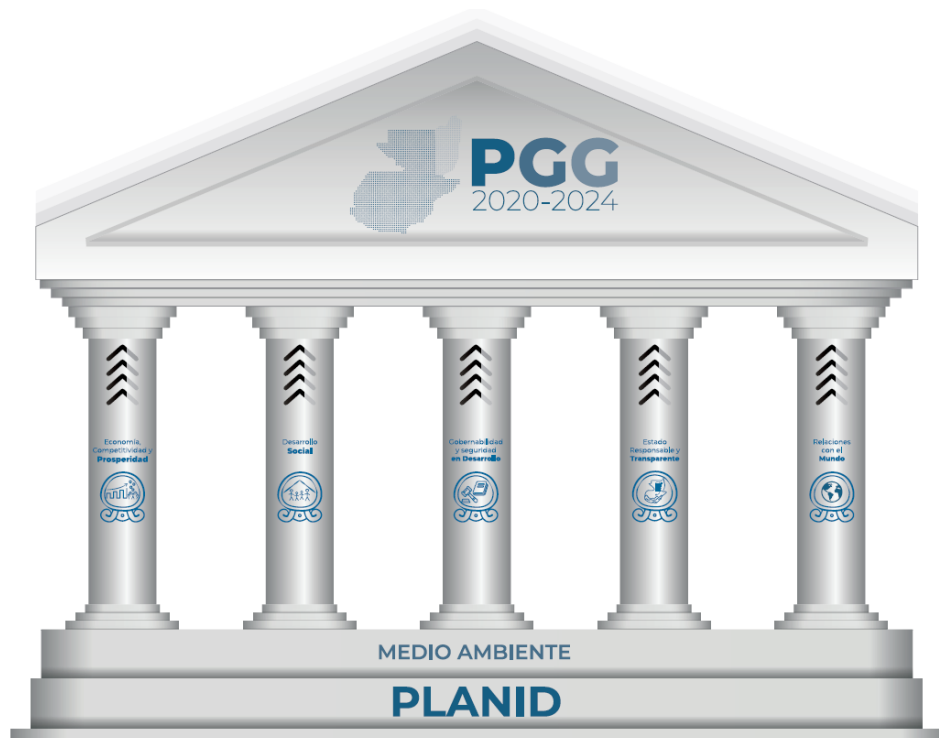
Las premisas para considerar son:

- ✓ ODS 7: Energía asequible y no contaminante al 2030.



1.3.3. POLÍTICA GENERAL DE GOBIERNO 2020-2024

La política General de Gobierno 2020-2024 surge de la armonización de las acciones estratégicas contenidas en el Katún 2032 y los objetivos de desarrollo sostenible. Contempla una serie de acciones agrupadas en cinco pilares estratégicos: economía, competitividad y prosperidad; Desarrollo social; Gobernabilidad y seguridad en Desarrollo; Estado responsable y transparente; y relaciones con el mundo.



En sinergia con los pilares estratégicos y de carácter global se incorpora la preservación y gestión sostenible del medio ambiente como un eje transversal en sinergia con los pilares estratégicos. La Política general de Gobierno busca el establecimiento de un estado más eficiente y eficaz en el cumplimiento de los compromisos con el desarrollo, progreso, paz y equidad para toda la población y de esa forma contribuir progresivamente en la transformación necesaria para alcanzar la visión de futuro deseado para Guatemala.

Las premisas para considerar son enfocadas al primer eje "Economía, Competitividad y Prosperidad":

- ✓ Impulsar el desarrollo de fuentes de energía renovable y no renovable compatibles con la conservación del medio ambiente.
- ✓ Ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica a la población guatemalteca, con énfasis en la población que habita en el área rural.
- ✓ Para el año 2023 se ha incrementado la proporción de la población con acceso a energía eléctrica a 93.5%.



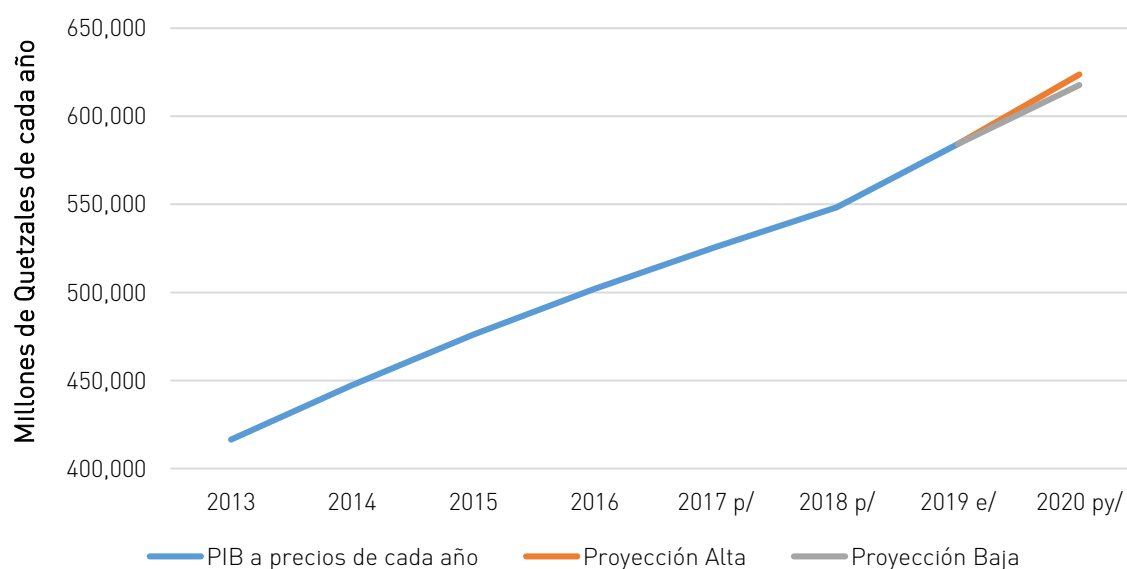
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Guatemala ha conseguido avances en estabilidad macroeconómica y en la consolidación democrática luego de una cruenta guerra de 36 años. A partir de la Firma de los Acuerdos de Paz en 1996, ha mejorado, además, su acceso a mercados extranjeros a través de diversos acuerdos comerciales. Las actividades de producción y circulación económica en Guatemala se concentran fuertemente en el sector agricultura, comercio y servicios.

2.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO

Según el Banco de Guatemala, para el año 2019 se tuvo un producto interno bruto (PIB) estimado en 584,369.4 millones de quetzales a precios de ese año, reflejando un crecimiento del 6.6% respecto del año anterior.

Gráfica 1: Producto interno bruto, a valores nominales.

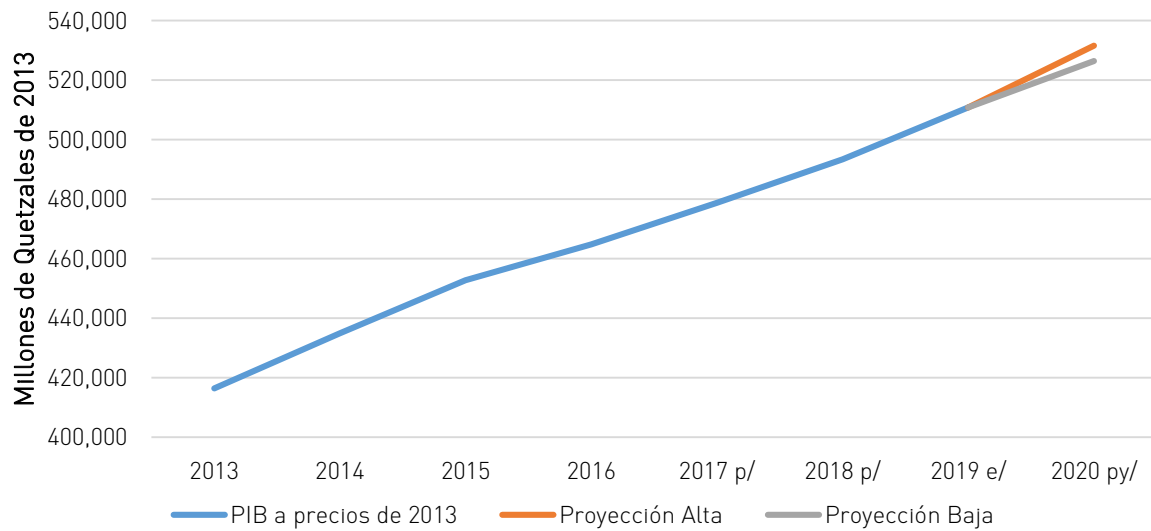


Fuente: Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt.

Para comparar el crecimiento económico tomando como referencia el precio del quetzal en 2013, para el año 2019 se tuvo un PIB estimado de 510,801.1 millones de quetzales a precios de 2013, con un crecimiento de 3.5% respecto al año anterior.



Gráfica 2: Producto interno bruto, a precios de 2013.



Fuente: Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt.

Con base en los resultados del Censo Nacional 2018, en Guatemala existen 16 millones 346 mil 950 habitantes, para los cuales en 2019 se cuenta con un PIB per cápita de 30,763.7 GTQ en moneda constante a precios de 2013; a continuación se presentan más detalles sobre las características socioeconómicas que describen el contexto nacional.

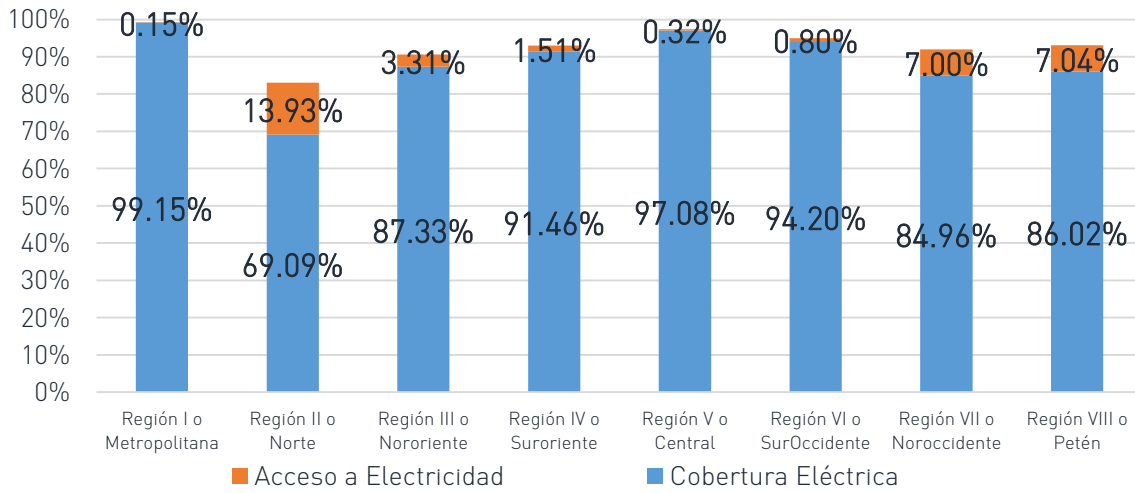
De forma general, el acceso a la energía eléctrica tiene una influencia transversal sobre las dimensiones básicas de desarrollo humano de un país. El acceso al suministro eléctrico permite contar con instalaciones hospitalarias cercanas, acceso a servicios de saneamiento y agua; acceso tecnológico en aplicaciones de educación y el desarrollo económico facilitando una mejora en la productividad y por tanto una mejora en los ingresos y oportunidades laborales. Lo expuesto denota la importancia del acceso al servicio de energía eléctrica en la calidad de vida de los habitantes del país y la necesidad por brindar el acceso a la energía eléctrica a los habitantes de la nación.

2.2. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA

El índice de cobertura eléctrica representa la proporción de usuarios que cuentan con suministro de energía eléctrica. Para el año 2018 Guatemala presentó un índice global de cobertura del 88.14%. En la Gráfica 3 se presenta el índice de cobertura y acceso a la electricidad por Región. Entre ellas, la Región de Petén (VIII), la Región Norte (III) y la Región Noroccidente (VII) son las que presentan un menor índice de cobertura y acceso a la electricidad.



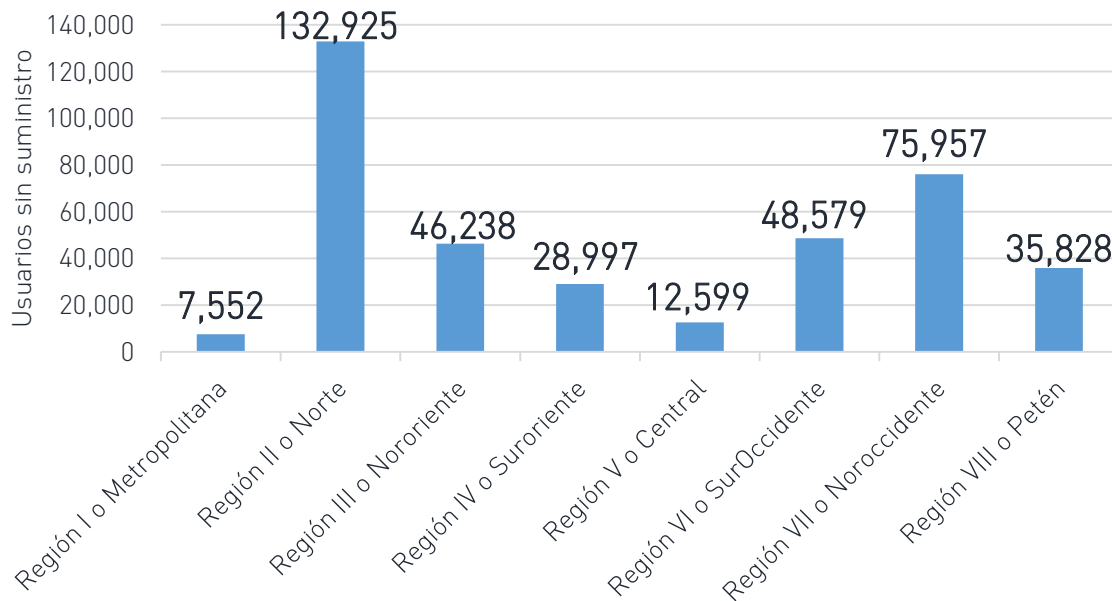
Gráfica 3: Índice de cobertura eléctrica por región.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Censo 2018.

No obstante, la mayor concentración de usuarios sin suministro se presenta en la Región Norte del país, lo que puede observarse en la Gráfica 4. La región Norte representa aproximadamente el 32% de los usuarios sin cobertura.

Gráfica 4: Usuarios sin electrificar.



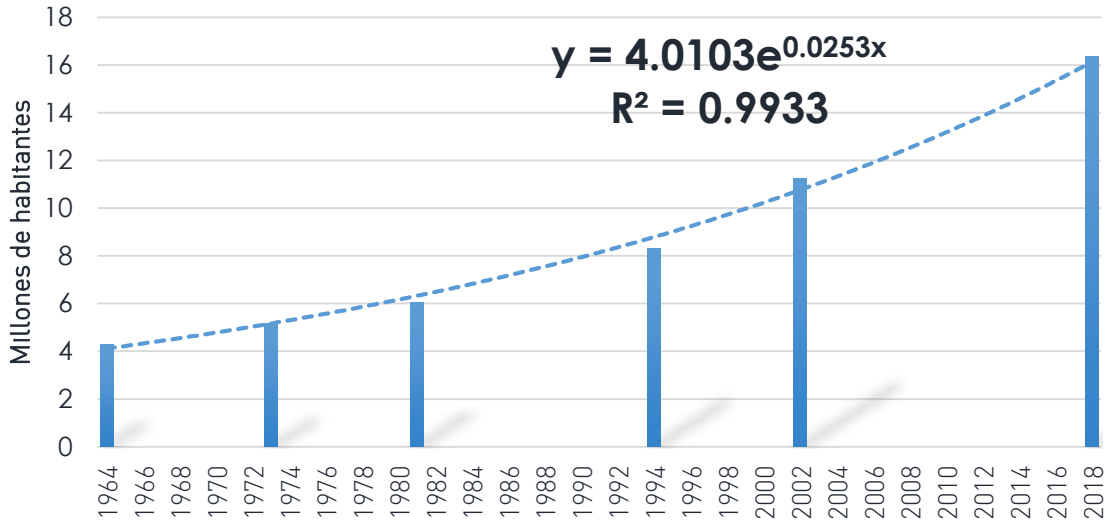
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Censo 2018.



2.3. CRECIMIENTO POBLACIONAL

A partir de los últimos dos Censos Nacionales registrados, se estima que la población residente en la República de Guatemala ha incrementado a una razón promedio de 319,360 habitantes por año desde el 2002; alcanzando una población total de 16,346,950 habitantes en el año 2018.

Gráfica 5: Población registrada en Censos Nacionales, años 1964 a 2018.



Fuente: Elaboración UPEM, con información de los Censos Nacionales 2002 y 2018, INE.

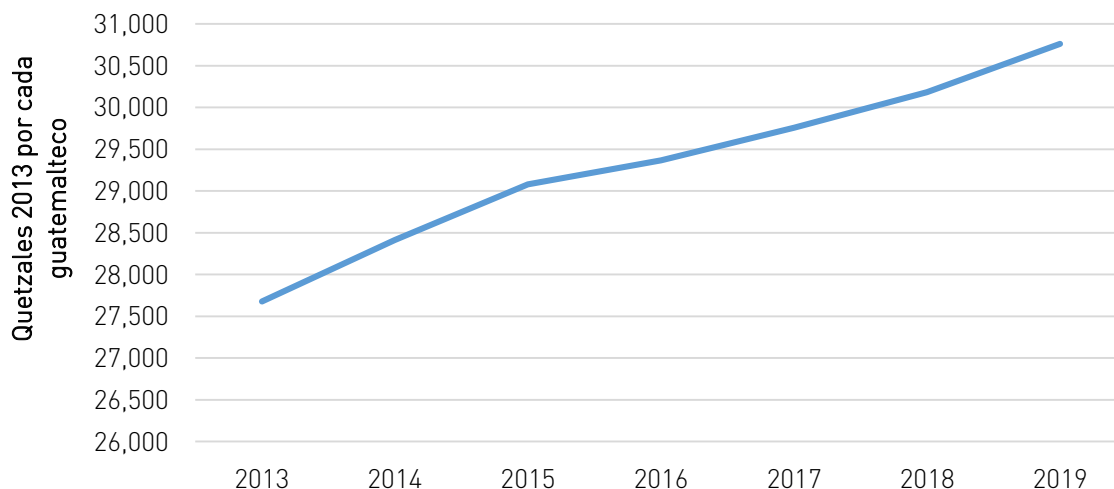
La Gráfica 5, representa los Censos Nacionales oficiales de los años 1964, 1972, 1980, 1994, 2002 y 2018, en millones de habitantes; la tendencia de crecimiento poblacional total para Guatemala continúa siguiendo una tendencia logarítmica, observando una desaceleración del crecimiento para los últimos 16 años.

2.4. PIB PER CÁPITA

La tasa de variación del PIB per cápita en 2019, con valores reales, fue de 1.93% respecto a 2018. En valores nominales, se tuvo una variación positiva de 4.91%, la Gráfica 6 muestra el PIB real per cápita para el período 2013 a 2019, debe mencionarse que para 2019 se estima un PIB per cápita de 30,763.7 GTQ 2013/habitante; si se considera que cada mes del año posee el mismo peso en la producción económica, el resultado es que cada mes de 2019 se generaron 2563.64 GTQ 2013/habitante en Guatemala.



Gráfica 6: PIB anual per cápita.



Fuente: INE y BANGUAT.

2.5. DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

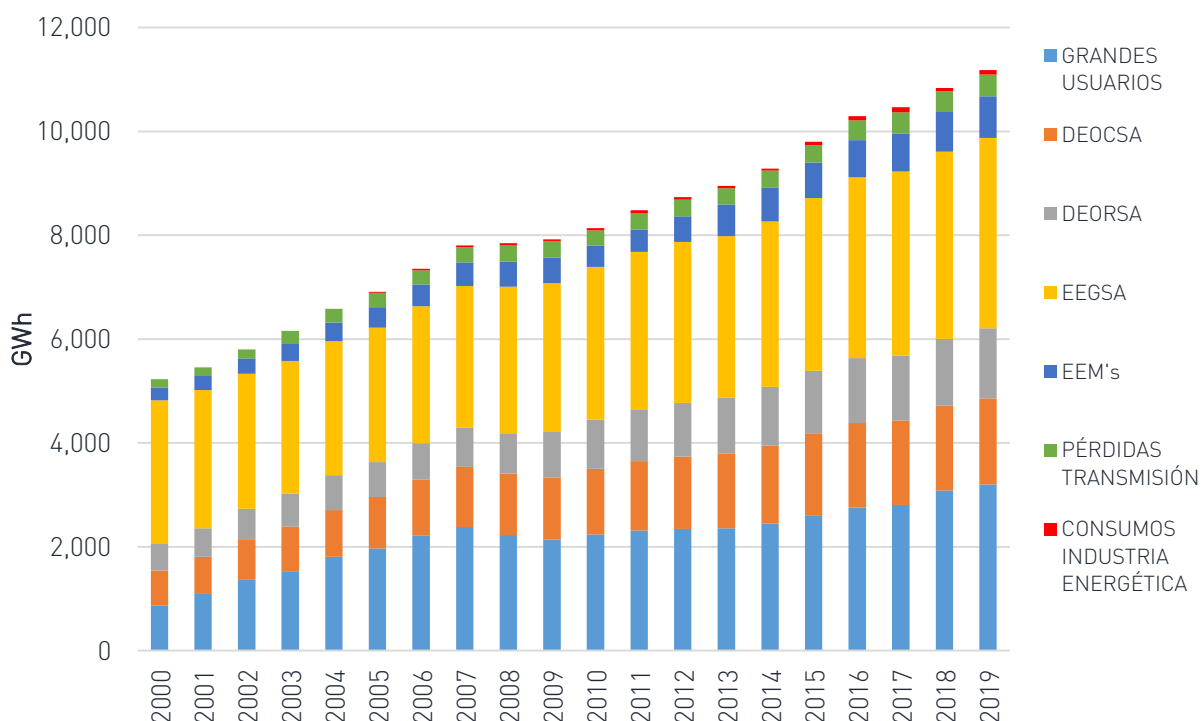
Para lograr comprender que sectores son los que actualmente empujan el consumo de energía eléctrica, es importante contabilizar que sectores son los que actualmente dominan el subsector eléctrico, por lo que a continuación se describe el detalle de consumo por cada sector.

2.5.1. DEMANDA DE ENERGÍA

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha demostrado correlación con la realidad socioeconómica de un país, desde el año 2000 hasta el 2019 se ha incrementado la demanda nacional a diferentes tasas, cabe resaltar que en el año 2008 solamente se tuvo un crecimiento del 0.5% de la demanda respecto al año anterior, además el año con mayor crecimiento fue el 2004 con una tasa del 6.5%. Solamente en 2019, el consumo de energía anual fue de 11,178.7 GWh, un incremento del 3.2% respecto al año anterior, la Gráfica 7 ilustra la tendencia anual de crecimiento en el consumo, mayormente impulsada por la demanda que representan los grandes usuarios y los agentes distribuidores.



Gráfica 7: Demanda de energía anual histórica, período 2000-2018.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

• DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica del año 2018 de las empresas distribuidoras en Guatemala fue de 7,475.64 GWh, esto representa aproximadamente un 67% de la demanda de energía nacional. En los últimos 5 años el crecimiento de la demanda de los agentes distribuidores debidamente registrados de acuerdo con la Ley General de Electricidad ha sucedido con una tasa cercana al 2.9% para EEGSA, 2.0% para DEOCSA y 3.6% para DEORSA.

En la Gráfica 7 se observa el crecimiento de la demanda de energía histórica de las tres empresas distribuidoras inscritas como agentes de distribución, sujetas a los procedimientos que indica la Ley General de Electricidad. El crecimiento por parte de DEOCSA y DEORSA tiene una relación directa con las obras de electrificación rural realizadas por medio del Plan de Electrificación Rural y el INDE, lo cual permitió que la demanda en conjunto del año 2000, alrededor de 1,186.75 GWh, se incrementara hasta 2,210.98 GWh en el año 2010, y 3,004.74 GWh en el año 2019.

La información histórica del crecimiento de la demanda de energía anual por parte de los agentes distribuidores permite concluir que, a menos que se ejecute otro Plan de Electrificación Rural, la tasa de crecimiento de estos agentes se mantendrá alrededor del 1 y 2%.



- **EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES**

Las empresas eléctricas municipales prestan el servicio de distribución de la energía eléctrica, sin embargo la compra de energía y potencia para los usuarios regulados que poseen se da sin un instrumento legal claro, y con poca o nula supervisión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. En 2019 la demanda anual fue de 805.19 GWh aproximadamente, con un incremento del 5.1% respecto al año anterior, en promedio durante los últimos cinco años la demanda anual de estas ha crecido un 4.3%. La Gráfica 7 muestra el crecimiento que ha sucedido desde el año 2000 al año 2019, donde resalta un decrecimiento de la demanda del 17% del año 2010 respecto al 2009.

- **GRANDES USUARIOS**

El crecimiento económico impulsa el consumo de energía para la producción de bienes y servicios, para el año 2019 la demanda de los grandes usuarios de energía eléctrica fue de 3200.75 GWh, un 28.6% de la demanda total, con un incremento del 3.9% respecto al año anterior. Sin embargo en los últimos años se ha observado una mayor correlación entre el crecimiento económico nacional y el consumo de energía total, esto en parte porque la demanda de las empresas distribuidoras públicas y privadas ha sucedido de forma vegetativa, por lo tanto podría asumirse que la variable con mayor impacto en las premisas de crecimiento de la demanda nacional no es el crecimiento poblacional, sino el crecimiento económico.

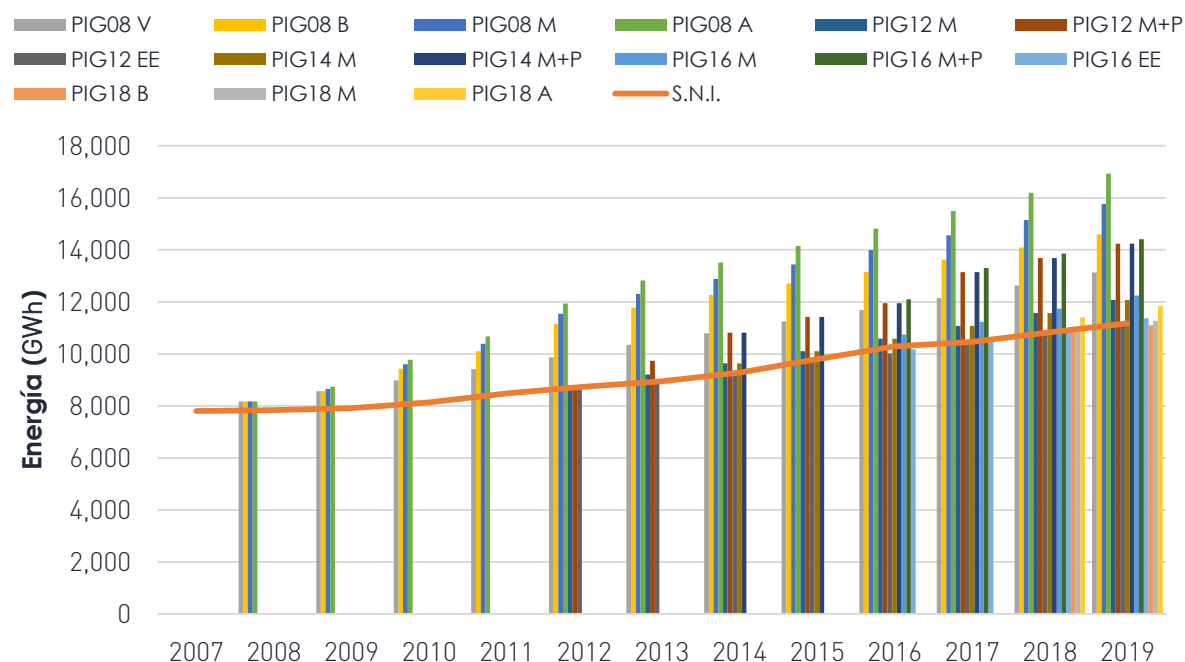
- **EVALUACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA**

En Guatemala la proyección de la demanda de energía eléctrica se realiza con el objetivo de evaluar los planes de expansión tanto de generación como de transporte de electricidad, acciones realizadas desde el año 2008 una vez entraron en vigor las reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad y al Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En el período 2008 al 2012, los Planes Indicativos fueron realizados por la CNEE, sin embargo el acuerdo gubernativo no. 631-2007 publicado el 17 de enero de 2008 que reformaba el Reglamento Orgánico Interno del MEM creó la Unidad de Planeación Energético Minero, la cual entre sus funciones posee la elaboración de los Planes de Expansión del sistema eléctrico y establecer la demanda energética de la población y de la actividad económica productiva del país. Desde el año 2013 en adelante los planes de expansión han sido realizados por el Ministerio de Energía y Minas, y desde el año 2016 han sido realizados por la Unidad de Planeación Energético Minero como Órgano Técnico especializado del Ministerio.

La proyección de la demanda de energía eléctrica utilizada en el año 2008 y 2012, realizaba proyecciones optimistas respecto al crecimiento económico y poblacional en los escenarios medio y alto, sin embargo existían escenarios que al comparar con la información histórica hasta 2018, estaban en el margen de aceptación respectivo a la realidad.



Gráfica 8: Demanda de energía eléctrica histórica comprada con la proyección de demanda de los Planes anteriores.

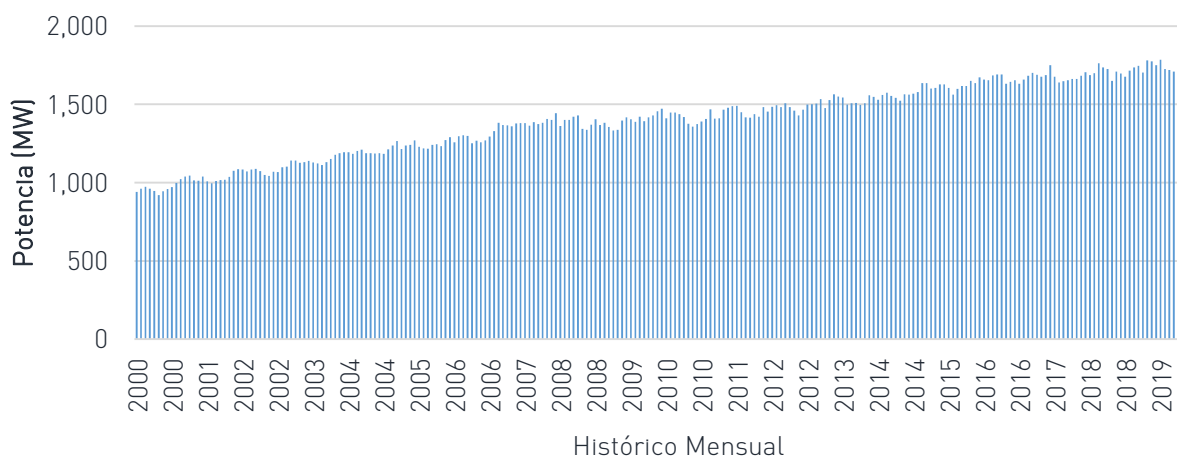


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

2.5.2. DEMANDA DE POTENCIA

La máxima demanda de potencia eléctrica, de cada mes, desde el año 2001 se presenta en la Gráfica 9, la cual ha crecido a un ritmo mensual promedio de 0.3%, y un ritmo anual promedio de 2.9%. Sin embargo para el año 2019 el crecimiento respecto del 2018 fue de 1.3%.

Gráfica 9: Potencia máxima demandada al mes máxima.

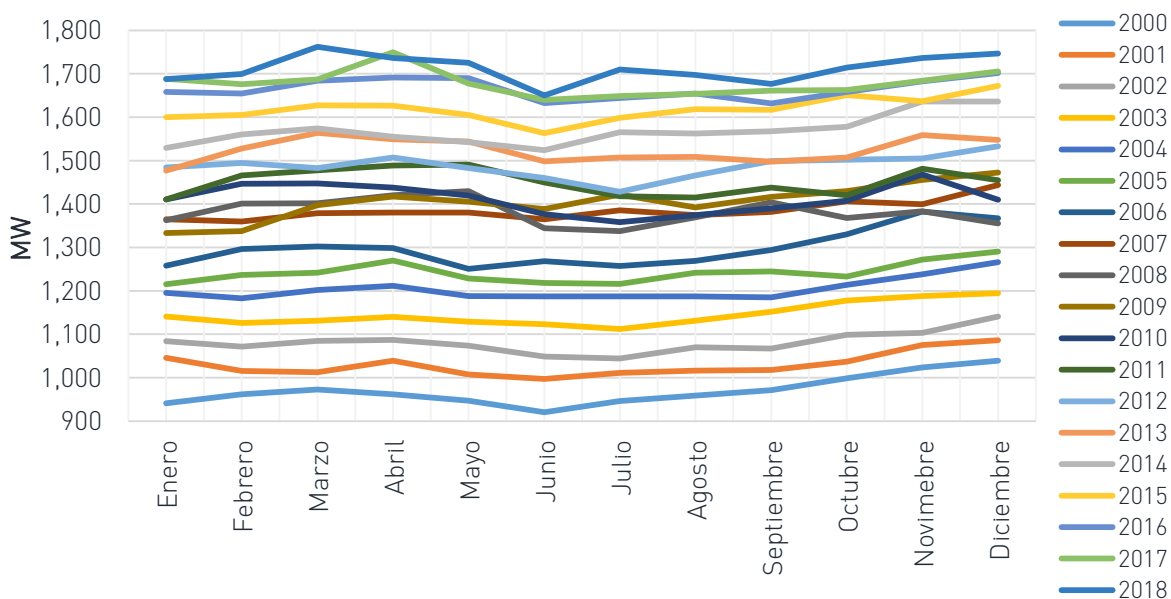


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



La máxima demanda de potencia del 2019 fue de 1,786 MW, la de 2018 fue 1,763 MW, la del 2017 fue 1,750 MW y la de 2016 1,702 MW, la máxima demanda se presentó en el primer semestre del año.

Gráfica 10: Potencia máxima demandada cada mes, ordenada anualmente.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

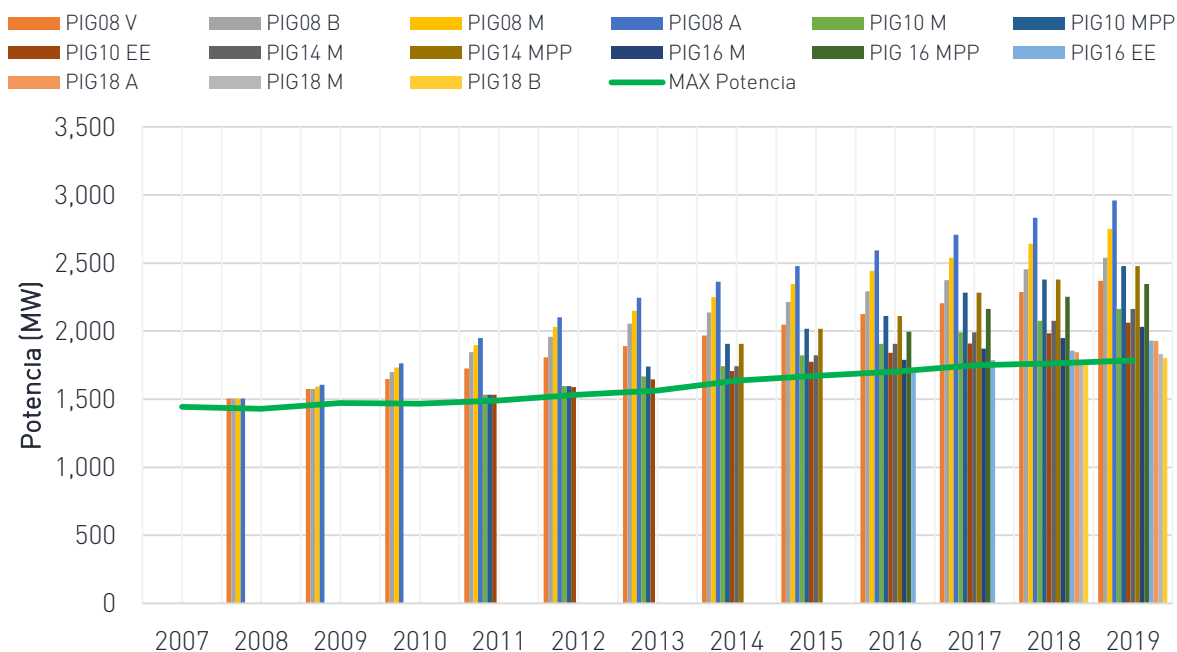
La Gráfica 10 presenta la potencia máxima demandada cada mes, ordenada para comparar el crecimiento anual desde 2000 hasta 2019. Puede observarse claramente en los primeros 10 años que la máxima demanda se presentaba en los meses de noviembre o diciembre, luego de 2007 en adelante empezó a presentarse un leve crecimiento en el primer semestre de cada año. En 2019 se observa que en febrero y mayo la demanda fue más alta que en diciembre.

De acuerdo con el marco legal y regulatorio concerniente al sistema de generación guatemalteco, los Planes de expansión indicativos han presentado las proyecciones de demanda máxima esperada desde la primera edición, realizada en 2008 por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, hasta la última edición en 2020 realizada por la Unidad de Planeación Energético Minero del Ministerio de Energía y Minas. Desde entonces, las proyecciones relacionadas con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la máxima demanda de potencia han permitido la expansión tanto del sistema de generación como del sistema de transporte, esto permite que el subsector eléctrico posea suficiente abastecimiento tanto para el sector residencial como para el industrial y comercial.



La Gráfica 11 permite comparar las proyecciones de demanda hechas en su momento para los distintos Planes de Expansión Indicativos de Generación con el histórico de máxima demanda de potencia.

Gráfica 11: Proyecciones de máxima demanda de potencia anual comparadas con el histórico.



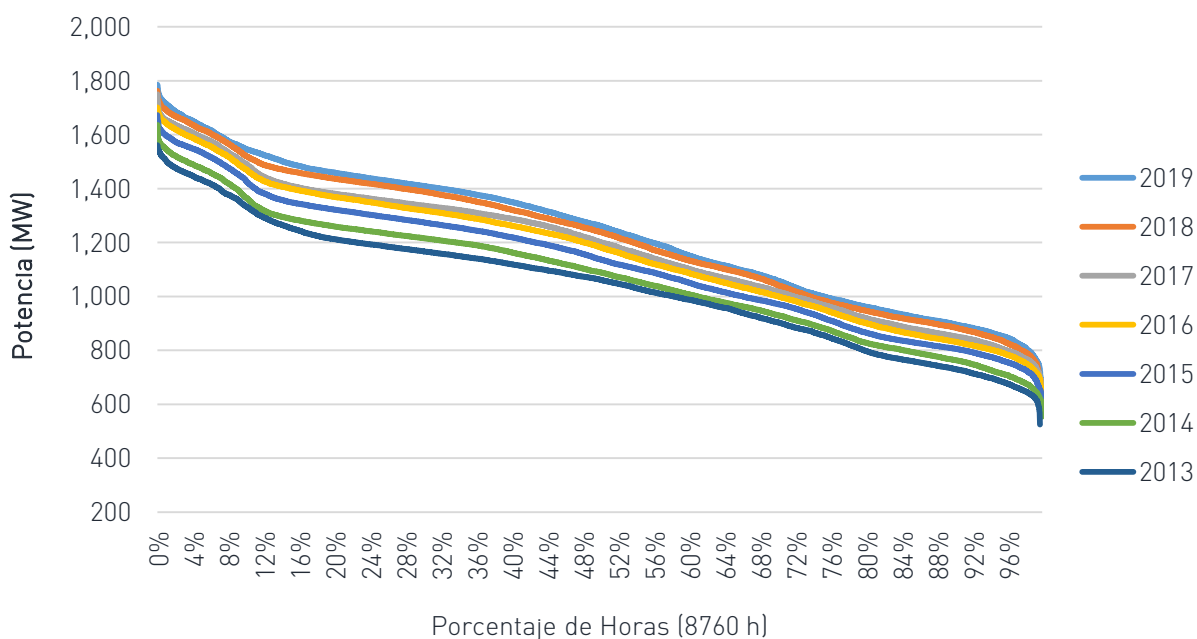
Fuente: Elaboración propia con información de AMM, CNEE y MEM.

El crecimiento de la máxima demanda de potencia de forma histórica ha sucedido vegetativamente debido al crecimiento poblacional y al crecimiento económico. Es este último el rubro que mayor incertidumbre posee y que mayormente influye en el crecimiento de la máxima demanda de potencia en especial cuando se trata de industrias intensivas energéticamente. La información histórica permite recomendar al sistema de generación nacional y a las centrales que componen el parque generador un aproximado del mercado en el cual pueden participar, sin embargo la atracción de industrias intensivas energéticamente también es una actividad que puede hacerse de forma privada.

La demanda de potencia horaria del Sistema Nacional Interconectado, ordenada desde la mayor a la menor, permite conocer la demanda de potencia desde una perspectiva de mercado donde el 100% del año 2019 fue necesario abastecer 664 MW, un crecimiento del 8% respecto al año 2018. En el año 2019 solamente fue necesario el 25% del tiempo suplir una demanda de 1,433.6 MW, y solo 10% del año fue demandada una potencia superior a 1,547 MW. Esto puede observarse en la Grafica 12 por medio de las curvas monótonas anuales.



Gráfica 12: Curvas Monótonas Anuales de demanda de potencia horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

2.6. POTENCIAL ENERGETICO

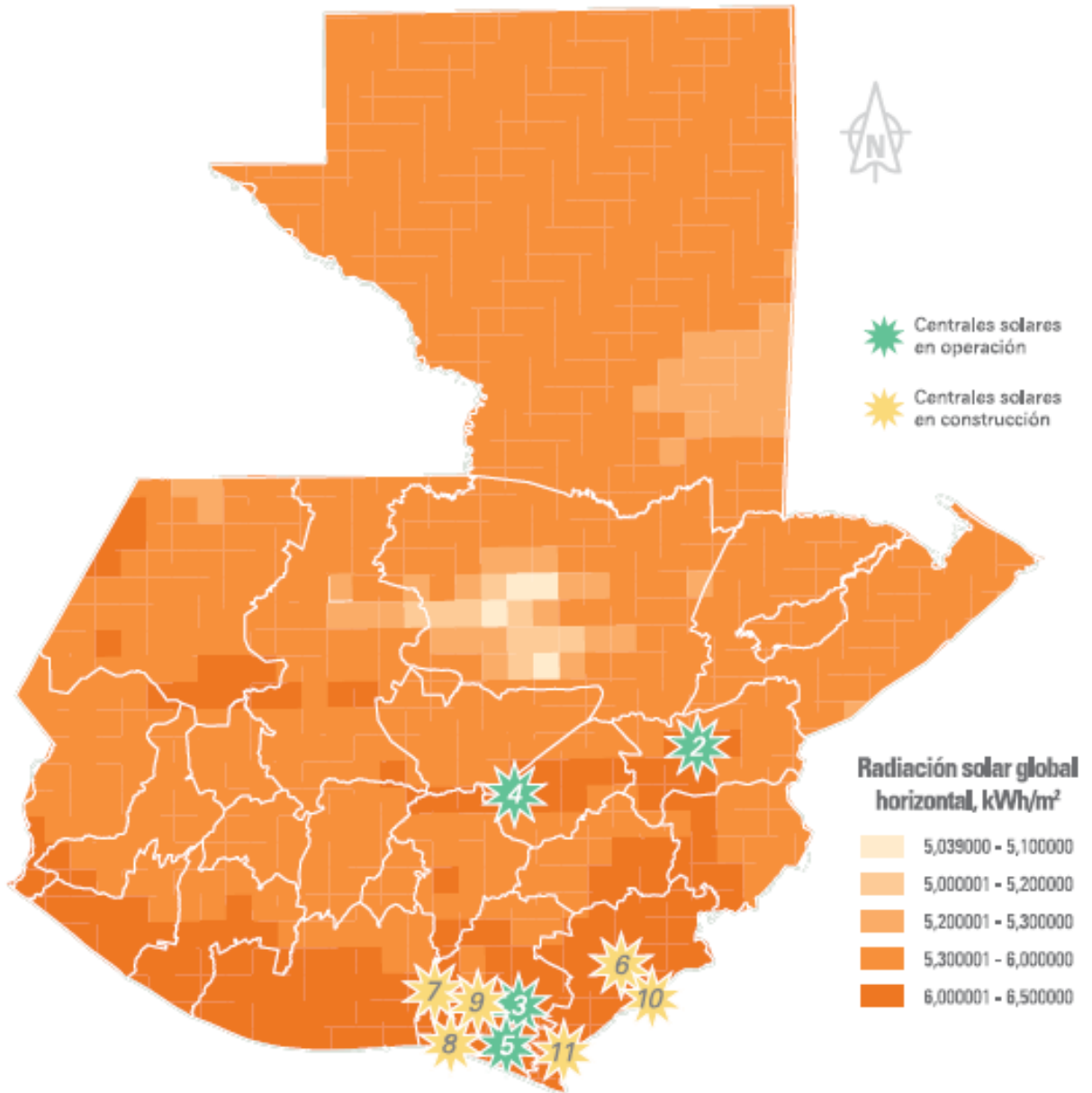
Guatemala aún cuenta con un amplio potencial aprovechable de recursos energéticos renovables. Las estadísticas y estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía y Minas, publicadas a través del Plan Nacional de Energía indican que:

- ✓ El mayor potencial aprovechable es el recurso hídrico, ya que es el mayor recurso del país y se estima que quedan por aprovechar 4,690 MW.
- ✓ El recurso geotérmico ha sido poco aprovechado, aún se tiene disponibilidad de 966 MW aprovechables.
- ✓ Se estima que el potencial eólico de Guatemala es de 204 MW.



2.6.1. SOLAR

Mapa 1: Mapa de potencial solar y plantas fotovoltaicas existentes.

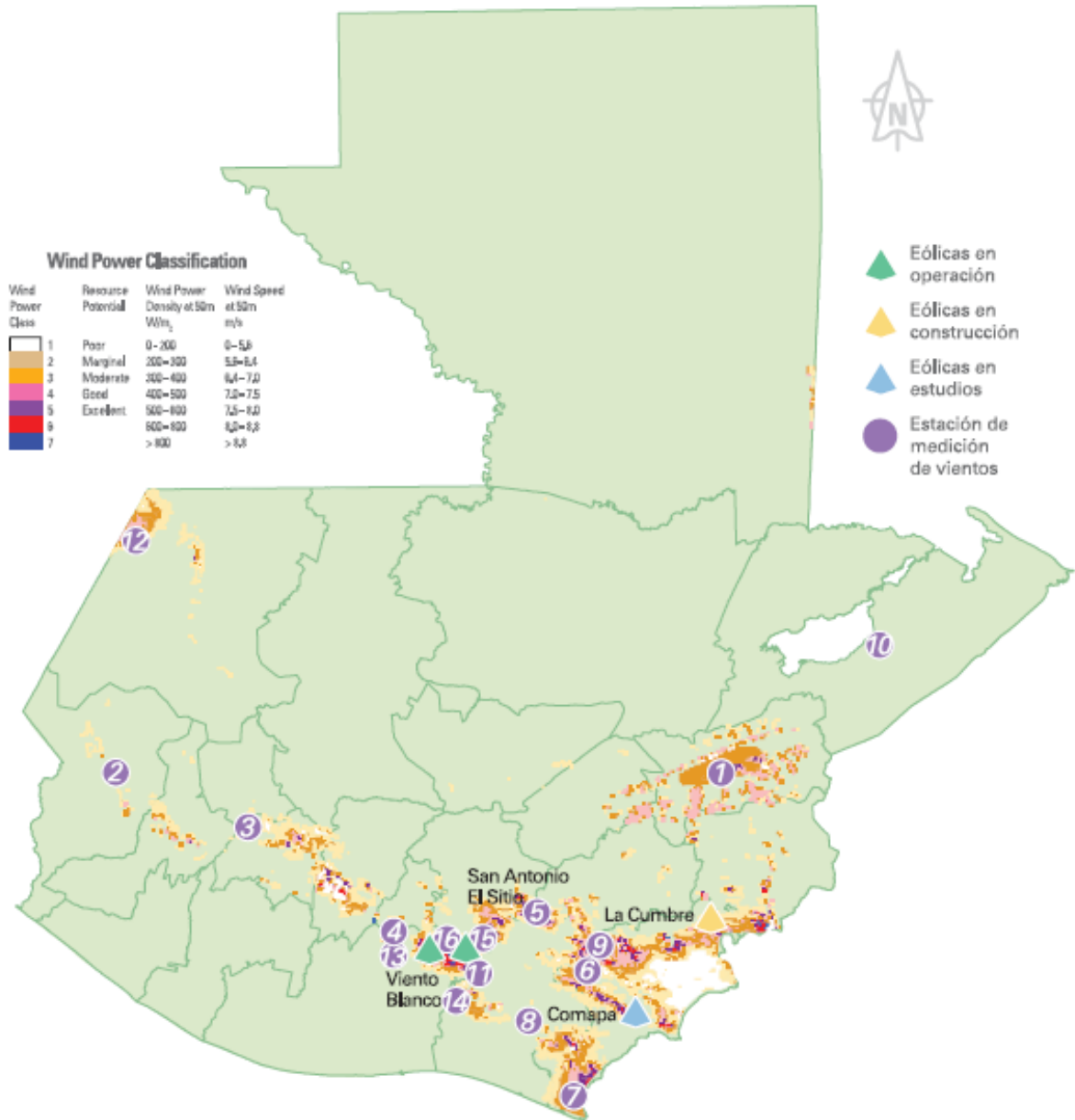


Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



2.6.2. EÓLICA

Mapa 2: Mapa de potencial y centrales eólicas existentes.

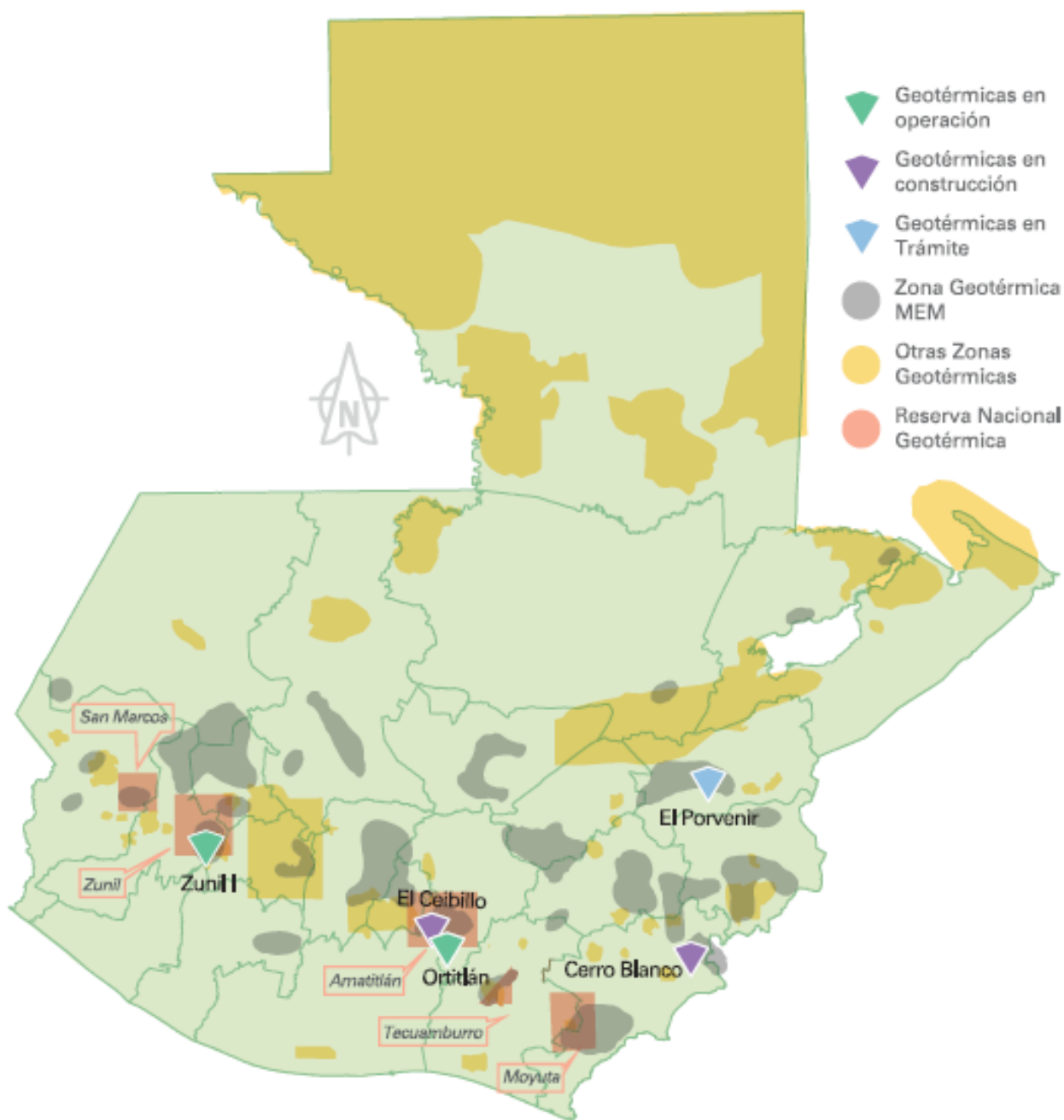


Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



2.6.3. GEOTÉRMICA

Mapa 3: Mapa de potencial y centrales geotérmicas existentes.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



SECCIÓN 2

RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2020 - 2050



3. PREMISAS DE PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La Unidad de Planeación Energético-Minero ha llevado a cabo el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2050 considerando una serie de objetivos y premisas que permitan a la nación el abastecimiento sustentable y eficiente de sus necesidades energéticas, específicamente aquellas que requieren electricidad.

Este Plan utiliza una metodología de evaluación de escenarios, cada uno evaluando el impacto de diversas variables que actúan como premisas.

3.1. OBJETIVOS

El objetivo principal en el que se enfoca el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación es garantizar la seguridad energética nacional del subsector eléctrico.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- ✓ Promover las inversiones en fuentes de generación de energía eléctrica renovables, priorizando tecnologías con capacidad de entregar potencia y energía firme al sistema.
- ✓ Promover la generación de energía eléctrica en el departamento de Petén asociada a Gas Natural producido en nuestro país.
- ✓ Promover la generación de energía eléctrica en los departamentos de Guatemala, Santa Rosa, Quetzaltenango, Jutiapa, asociada al potencial geotérmico.
- ✓ Promover la generación de energía eléctrica con tecnología eólica y solar que cuenten con reserva de potencia.
- ✓ Mantener una combinación de la matriz de generación eléctrica, estratégica, que garantice el suministro de energía eléctrica al país en casos de emergencia y cambio climático.
- ✓ Promover la instalación de plantas de generación en ubicaciones geográficas en donde actualmente no existe, hay alta demanda de energía, o se prevé la instalación de nuevas inversiones que incrementarán la demanda, con el objetivo de facilitar las inversiones, generar mejores condiciones económicas que promuevan la creación de empleos, priorizando la optimización del sistema eléctrico nacional.
- ✓ Garantizar la infraestructura de transmisión que permita la integración de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica en el interior del país o polos de desarrollo. Priorizando las fronteras con Centroamérica, México y Belice.

Las premisas del plan se fundamentan en la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica, las consideraciones respecto al costo de los combustibles, los aspectos hidrológicos y el costo del déficit. A continuación se presentará la metodología y los supuestos considerados en los escenarios de proyección de la demanda para el periodo de estudio 2020-2050.

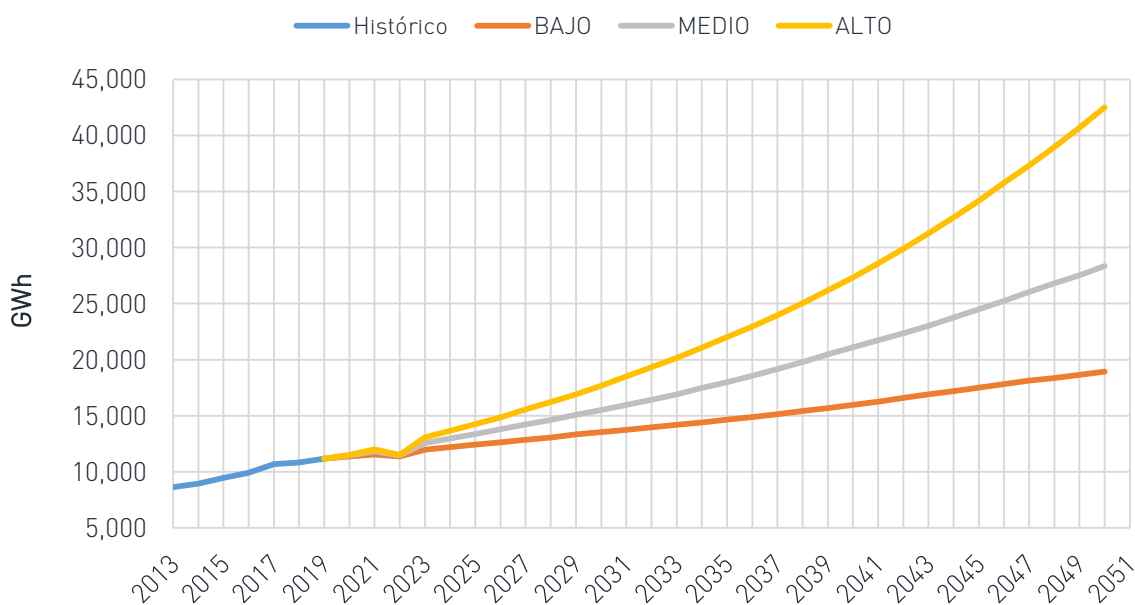


3.1.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

Actualmente el crecimiento de la demanda ha tenido características vegetativas, es decir, el consumo de energía aumentó de manera conservadora respecto a los pronósticos optimistas realizados previamente. La proyección de los escenarios de demanda de energía y potencia eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado es uno de los indicadores más importantes, puesto que este es una señal de mercado.

Vale la pena recalcar la importancia de la proyección de energía eléctrica, puesto que por medio de estos cálculos se determinará la necesidad de ejecución de proyectos de generación y transporte, y dada la conflictividad social es necesario establecer plazos más precisos que den la oportunidad de planificar la construcción de estos proyectos.

Gráfica 13: Proyección de la Demanda de Energía.



Fuente: Elaboración Propia.

Para realizar la estimación de la demanda de energía existen diversas metodologías que se pueden utilizar para determinar el consumo a lo largo del tiempo, tradicionalmente se han utilizado métodos econométricos que utilizan solamente como variables explicativas el Producto Interno Bruto y el Crecimiento Poblacional entre otros.

Para los presentes planes indicativos, se utilizará una metodología diseñada por la Unidad de Planeación Energético Minero la cual tiene como objetivo aumentar la precisión del modelo, en esta se realizó un desglose mensual donde se relacionaron variables económicas para la proyección de tres escenarios de crecimiento de la demanda y la potencia eléctrica.



Tabla 1: Demanda de Energía Eléctrica en GWh.

AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO	AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO
2020	11363	11462	11513	2036	14890	18558	22946
2021	11545	11824	12013	2037	15141	19175	23966
2022	11363	11462	11513	2038	15412	19802	25052
2023	11973	12567	13085	2039	15668	20464	26182
2024	12196	12961	13654	2040	15959	21096	27314
2025	12431	13367	14252	2041	16259	21723	28587
2026	12627	13799	14866	2042	16580	22368	29895
2027	12843	14215	15556	2043	16906	23019	31261
2028	13067	14633	16227	2044	17185	23745	32679
2029	13334	15074	16920	2045	17496	24494	34186
2030	13536	15513	17689	2046	17832	25249	35766
2031	13747	15978	18511	2047	18135	26035	37321
2032	13957	16431	19337	2048	18376	26801	38964
2033	14195	16917	20163	2049	18635	27526	40688
2034	14396	17481	21072	2050	18940	28345	42510
2035	14652	17987	22011				

Fuente: Elaboración Propia.

Después de haber analizado las diferentes metodologías que se utilizaron para poder llegar a una demanda lo más apegado a la realidad, se presenta la Tabla 1, en la cual se observará tres escenarios de la demanda, los cuales servirán para dar cumplimiento a los escenarios planteados, una demanda baja, una demanda media relacionada con la tendencia que ha presentado en los últimos años y una demanda alta.

○ PROYECCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

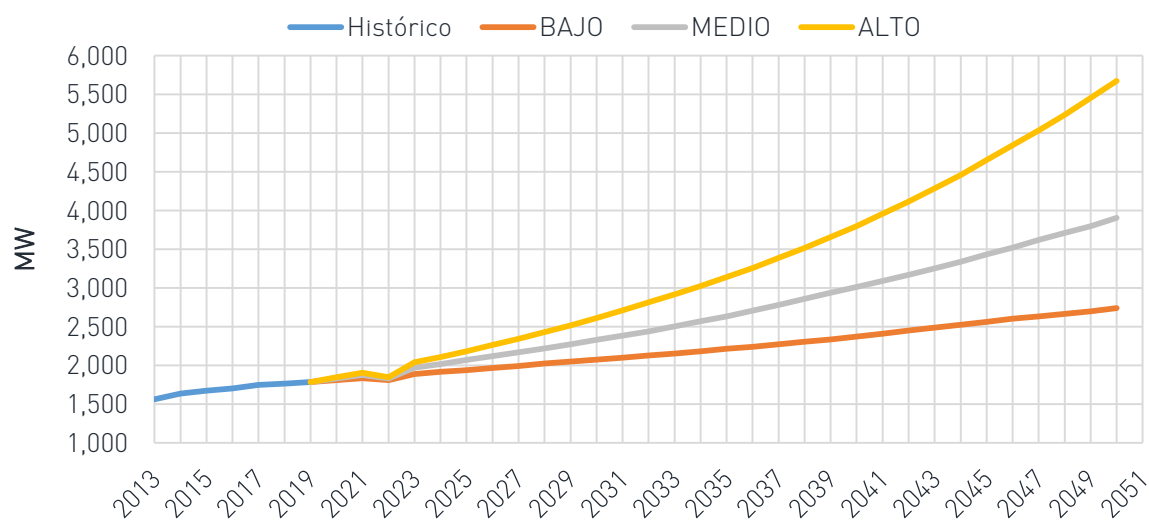
Después de analizar las variables que afectan directamente el crecimiento de la demanda, se determinó que esta proyección de la potencia dará un plan más efectivo, ya que no se está sobrevalorando la demanda de energía. Esta demanda se analizó en tres escenarios directamente relacionados con la demanda de energía eléctrica.

El segundo escenario es el de demanda media o tendencial, es el más cercano a la realidad y se utiliza en un tercio de los escenarios, los cuales muestran la tendencia más probable a la que el país se acerque, cabe mencionar que es bastante reservada y esto es derivado al tipo de proyección que se realizó, ya que en los últimos años la demanda no ha crecido al ritmo elevado que se esperaba a principios de la década 2010-2020.

Por último se tiene contemplado un escenario de demanda alta, el cual contempla un crecimiento de la demanda derivado a acciones que conlleven un crecimiento en el sector industrial y residencial, además de un crecimiento de usuarios que se conectarán a las redes de las distribuidoras, se debe de analizar este escenario para poder ver el nivel de respuesta que tiene el sistema eléctrico de Guatemala. El crecimiento de la potencia se ve reflejado en la Gráfica 14 y en la Tabla 2, la potencia crecerá pero no será de una manera optimista, más bien será muy reservado dicho incremento.



Gráfica 14: Proyección de la Potencia Máxima Anual.



Fuente: elaboración UPEM.

Tabla 2: Demanda Máxima de Potencia Eléctrica en MW.

AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO	AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO
2020	1810	1832	1845	2036	2241	2706	3258
2021	1834	1877	1906	2037	2273	2782	3387
2022	1810	1832	1845	2038	2306	2858	3518
2023	1886	1969	2041	2039	2335	2938	3659
2024	1916	2015	2109	2040	2374	3013	3798
2025	1939	2069	2183	2041	2411	3093	3960
2026	1966	2118	2263	2042	2451	3168	4117
2027	1990	2168	2344	2043	2487	3253	4285
2028	2025	2219	2429	2044	2524	3340	4461
2029	2050	2275	2515	2045	2561	3434	4655
2030	2075	2329	2610	2046	2602	3523	4843
2031	2100	2386	2712	2047	2633	3622	5033
2032	2128	2439	2813	2048	2665	3709	5238
2033	2155	2503	2916	2049	2697	3799	5457
2034	2184	2572	3026	2050	2740	3907	5674
2035	2213	2631	3141				

Fuente: Elaboración Propia.



3.1.2. CONSIDERACIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

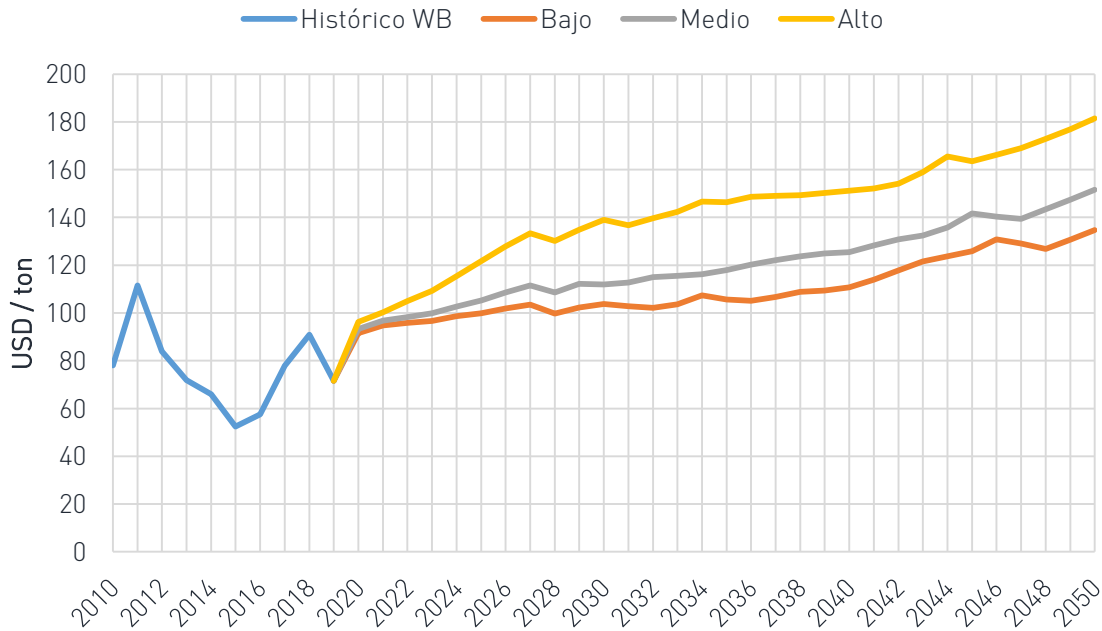
En Guatemala se importan tres tipos de combustibles para generación: carbón, diésel y bunker, adicional a estos se producen dos tipos de combustibles para el mismo fin: leña (bosques energéticos) y biogás; es importante resaltar que todos los combustibles indicados en esta sección conforman el grupo de energéticos no renovables dentro de la matriz de generación de energía eléctrica.

La información de largo plazo de los precios de los energéticos utilizados para la generación eléctrica en Guatemala, se obtuvo de fuentes confiables que toman en cuenta las perspectivas de los mercados internacionales de energéticos¹; debe considerarse que los precios futuros son inciertos, y poseen fluctuaciones inesperadas, sin embargo existen variables explicativas y eventos que permiten pronosticar su evolución o tener una referencia del precio esperado a través de una trayectoria probable elaborada con premisas coherentes.

Para Guatemala, estos precios dependen en gran manera de sucesos externos, por ejemplo la explotación de crudo no convencional; situaciones climáticas extremas, la geopolítica y la especulación en mercados internacionales también afectan el precio de los combustibles necesarios para la generación de plantas térmicas nacionales.

○ CARBÓN

Gráfica 15: Proyección de los precios de Carbón Térmico.



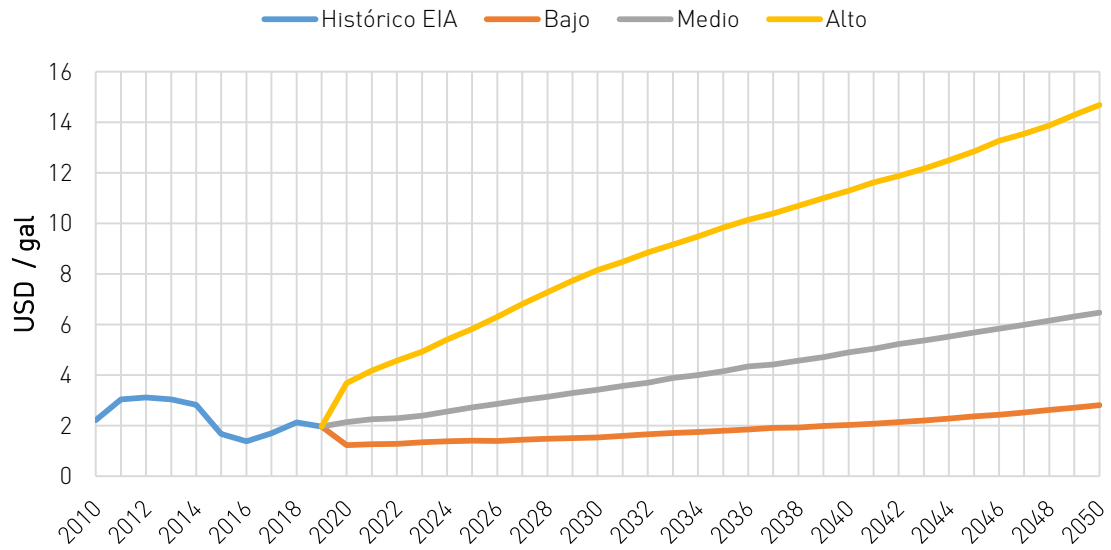
Fuente: Banco Mundial CMO y EIA Annual Energy Outlook 2019.

¹ Información obtenida de la Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), y del Banco Mundial.



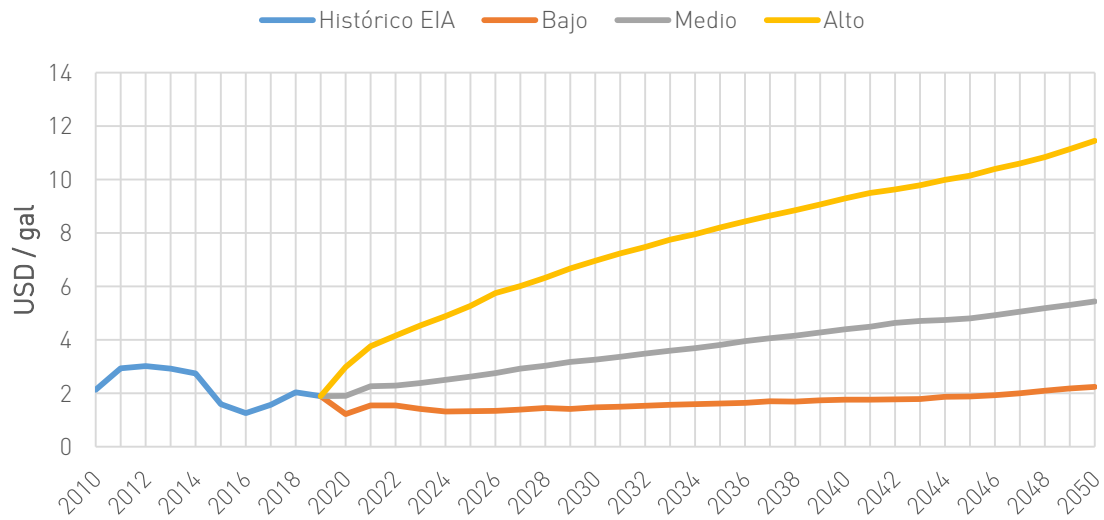
○ DERIVADOS DE PETRÓLEO

Gráfica 16: Proyección de los precios de Diesel a valores normales.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2019.

Gráfica 17: Proyección de los precios de Fuel Oil #6 a valores nominales.

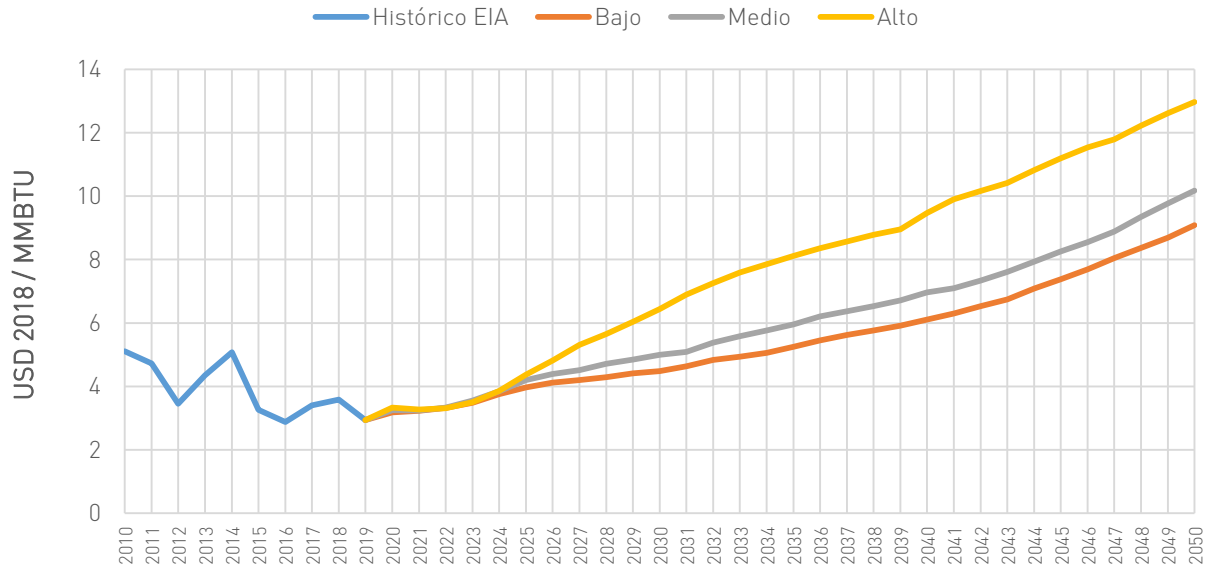


Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2019.



○ GAS NATURAL

Gráfica 18: Proyección de los precios de Gas Natural.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2011.

3.1.3. ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS

Para el diseño de los caudales sintéticos, se utilizó la base de datos de caudales provista por el administrador del mercado mayorista, para simular las nuevas plantas, se consideró las plantas más cercanas a la planta propuesta, así como la cuenca a la que pertenece.

Para su elaboración se generaron 3 escenarios hidrológicos donde el primero consideraba el 25% de los caudales más secos, el segundo es la mediana y el tercero es el 25% de los caudales más lluviosos.

Los aspectos relacionados con la cantidad de horas sol disponibles y los patrones de viento, también pueden considerarse como intrínsecos a fenómenos climáticos, ya que una baja cantidad de precipitación ha coincidido con períodos más ventosos en los principales cañones del país. La cantidad y calidad de la generación fotovoltaica también ha tenido una correlación en los últimos cuatro años con los factores que afectan la producción hidroeléctrica, por lo tanto se asumen tres posibles escenarios climatológicos.

3.1.4. COSTO DEL DÉFICIT

Se presenta a continuación como se procedió a utilizar los costos de la energía no suministrada que realiza el Administrador del Mercado Mayorista, la prioridad es garantizar el suministro de la demanda proyectada para el largo plazo sin probabilidad de déficit. Para cada escalón de reducción de demanda especificado en la NCC-4, se definió un precio por energía no suministrada, estos se indican en la Tabla 3.



Se presenta a continuación como se procedió a utilizar los costos de energía no suministrada estimados de acuerdo con el criterio del equipo técnico de la Unidad de Planeación Energético Minero, utilizados para cada escalón de reducción de demanda. El costo de falla se consideró tomando en cuenta que la falta de energía afecta el desarrollo económico y social.

Tabla 3: Escalones de Reducción de Demanda.

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla	Escalones de Costo de Falla
	% del CENS	US\$/MWh
0% < RD ≤ 2%	16%*CENS	278.6
2% < RD ≤ 5%	20%*CENS	348.3
5% < RD ≤ 10%	24%*CENS	417.9
RD > 10%	100%*CENS	1741.4

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

3.1.5. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

El presente Plan contempla las consideraciones ambientales dentro del contexto de la variabilidad climática provocada por los efectos del Cambio Climático, en especial respecto a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, tales como el Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄) y Óxido Nitroso (N₂O), expresadas en Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e).

Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles como el dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno no se tomaron en cuenta para los cálculos debido a su bajo índice de potencial de calentamiento global. Utilizando las metodologías planteadas por las guías del IPCC 2006.

A partir de la tabla anterior, se puede observar que las plantas que generan energía eléctrica a base carbón presentan el factor de emisión más alto, seguido por el bunker y diésel.

3.1.6. PLANTAS CANDIDATAS

En este Plan se consideraron sesenta proyectos en condición de evaluación, estas plantas se seleccionaron con criterios apegados a la realidad ya que existe la probabilidad de que entren a operar por iniciativa propia de los agentes. A partir de la recopilación de información estratégica, se integraron los proyectos con los que contaba cada institución y luego del análisis individual de cada uno se estableció el listado final de proyectos factibles para su evaluación.

Estos aspectos y criterios tomados por la Unidad de Planeación Energético Minero, en revisión con la orientación de los Planes Indicativos anteriores y sus resultados tangibles como la Licitación Abierta PEG-1-2010, con la finalidad de obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía para las Distribuidoras, la Licitación Abierta PEG-2-2012, que se encaminó para transformar y diversificar la matriz de generación eléctrica con el objetivo de disminuir y estabilizar los precios en la tarifas de electricidad de los usuarios finales y la Licitación Abierta PEG-3-2013 que tiene como propósito la compra de potencia y energía eléctrica de hasta 250 MW para cubrir la demanda de los usuarios finales de las distribuidoras.



Además en cumplimiento de la Política Energética, una vez alcanzado el objetivo de suplir la demanda a precios competitivos, debe procurarse la seguridad energética. Por este motivo se procedió a modelar al menos cincuenta plantas que utilizan recursos renovables, además de plantas térmicas de gas natural en las cercanías de potenciales yacimientos guatemaltecos y en el Caribe.

El único recurso de importación que se tomó en cuenta fue el carbón térmico, ya que se utiliza como combustible alternativo de plantas que funcionan con biomasa pues este solo está disponible en la época seca o de zafra; también se modelaron dos centrales térmicas de carbón ubicadas en el Pacífico y en el Atlántico, en la cercanía de los respectivos puertos marítimos. A continuación se dan a conocer las plantas que fueron seleccionadas para poder ser candidatas en la planificación propuesta.

Tabla 4: Plantas Candidatas.

No.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión ² (M USD)	Costo Fijo \$/kW Año	OyM \$/MWh
1	Hidro HUE 1	30	Hídrico	78	40	10
2	Hidro HUE 2	50	Hídrico	130	40	10
3	Hidro HUE 3	100	Hídrico	260	40	10
4	Hidro AV 1	10	Hídrico	26	40	10
5	Hidro AV 2	15	Hídrico	39	40	10
6	Hidro AV 3	80	Hídrico	208	40	10
7	San Andrés	10.8	Hídrico	28.08	40	10
8	Pojom	20	Hídrico	78	40	10
9	Hidro USU 1	200	Hídrico	600	40	10
10	Hidro USU 2	200	Hídrico	600	40	10
11	Hidro La Paz	140	Hídrico	490	40	10
12	Xalalá	181	Hídrico	633.5	40	10
13	Hidro GDR 1	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
14	Hidro GDR 2	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
15	Hidro GDR 3	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
16	Hidro GDR 4	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
17	Hidro GDR 5	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
18	Hidro GDR 6	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
19	Hidro GDR 7	1.5 – 20	Hídrico	3.9	54	10
20	GN Petén	50	Gas Natural	55	11	9.42
21	GNL Pto. Barrios	100	Gas Natural	110	11	3
22	Térmica ESC	200	Carbón	384	31.6	6
23	Térmica Pto. Barrios	100	Carbón	192	31.6	6
24	Biogás GDR 1	5	Biogás	25	7.11	5
25	Biogás GDR 2	5	Biogás	25	7.11	5
26	Cogenerador Sur 1	40	Bagazo/Carbón	145.68	100	8
27	Cogenerador Sur 2	50	Bagazo/Carbón	182.1	100	8
28	Cogenerador Sur 3	35	Bagazo/Carbón	127.47	100	8

Fuente: Elaboración UPEM.

² El precio de referencia del kW de potencia instalado para las tecnologías se obtuvieron de IRENA y de EIA.



Las plantas evaluadas en los diferentes escenarios planteados cumplen una distribución que cumple con la premisa de diversificar la matriz de generación eléctrica, además de utilizar diferentes opciones de capacidad, lo cual permitirá que las características de las plantas se evalúen a través de todos los escenarios.

Tabla 5: Plantas Candidatas (continuación).

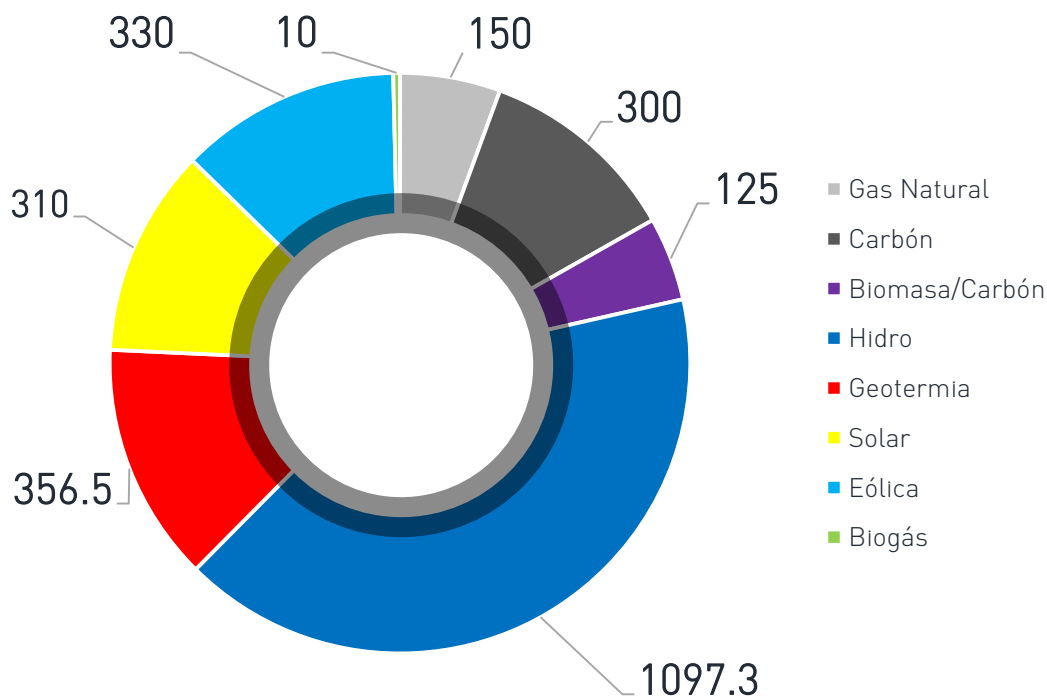
No.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión (M USD)	Costo Fijo \$/kW Año	OyM \$/MWh
29	Geo SMR	24	Geotérmica	96	120	1
30	Geo ZUN	35	Geotérmica	140	120	1
31	Geo ZUN 2	30	Geotérmica	120	120	1
32	Geo TOT	25	Geotérmica	100	120	1
33	Geo AMA	50	Geotérmica	200	120	1
34	Geo EL Ceibillo	20	Geotérmica	80	120	1
35	Geo TEC	40	Geotérmica	160	120	1
36	Geo MOY	20	Geotérmica	80	120	1
37	Geo Cerro Blanco	7.5	Geotérmica	30	120	1
38	Geo EST	15	Geotérmica	60	120	1
39	Geo Atitlán	20	Geotérmica	80	120	1
40	Geo Palencia	20	Geotérmica	80	120	1
41	Geo Ayarza	20	Geotérmica	80	120	1
42	Geo Los Achiotos	15	Geotérmica	60	120	1
43	Geo Retana	15	Geotérmica	60	120	1
44	Solar SRO 1	30	Solar Fotovoltaica	36.3	0	13.75
45	Solar SRO 2	20	Solar Fotovoltaica	24.2	0	13.75
46	Solar SRO 3	30	Solar Fotovoltaica	36.3	0	13.75
47	Solar SRO 4	20	Solar Fotovoltaica	24.2	0	13.75
48	Solar SRO 5	10	Solar Fotovoltaica	12.1	0	13.75
49	Solar SUR 1	20	Solar Fotovoltaica	24.2	0	13.75
50	Solar SUR 2	50	Solar Fotovoltaica	60.5	0	13.75
51	Solar SUR 3	100	Solar Fotovoltaica	121	0	13.75
52	Solar SUR 4	30	Solar Fotovoltaica	36.3	0	13.75
53	Eólica JUT 1	50	Eólica Onshore	75	48	9.7
54	Eólica JUT 2	25	Eólica Onshore	37.5	48	9.7
55	Eólica JUT 3	50	Eólica Onshore	75	48	9.7
56	Eólica JUT 4	60	Eólica Onshore	90	48	9.7
57	Eólica JUT 5	60	Eólica Onshore	90	48	9.7
58	Eólica HUE	40	Eólica Onshore	60	48	9.7
59	Eólica GUA	25	Eólica Onshore	37.5	48	9.7
60	Eólica ESC	20	Eólica Onshore	30	48	9.7

Fuente: Elaboración UPEM.



La Gráfica 19 resume la capacidad que se propone por proyectos candidatos agrupados según el recurso que utiliza para la generación de energía eléctrica.

Gráfica 19: Potencia de las Plantas Candidatas en MW.



Fuente: Elaboración propia.

De las Tablas 4 y 5 se tienen sesenta plantas candidatas para poder dar cumplimiento a los escenarios planteados, mismos que se presentan por tipo de recurso en la tabla 6. En total contabilizan 2,678.8 MW propuestos, con un mínimo de 80% de nueva capacidad renovable.

Tabla 6: Plantas Candidatas por Recurso.

Recurso	Candidatas	Potencia (MW)	Porcentaje
Gas Natural	2	150	5.60%
Carbón	2	300	11.20%
Biomasa/Carbón	3	125	4.67%
Hidro	19	1176.8	40.96%
Geotermia	15	356.5	13.31%
Solar	9	310	11.57%
Eólica	8	330	12.32%
Biogás	2	10	0.37%
TOTAL	60	2758.3	100%

Fuente: Elaboración propia.



Mapa 4: Plantas Hidroeléctricas Candidatas.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Mapa 5: Plantas Eólicas Candidatas.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Mapa 6: Plantas Solares Candidatas.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Mapa 7: Plantas Geotérmicas Candidatas.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

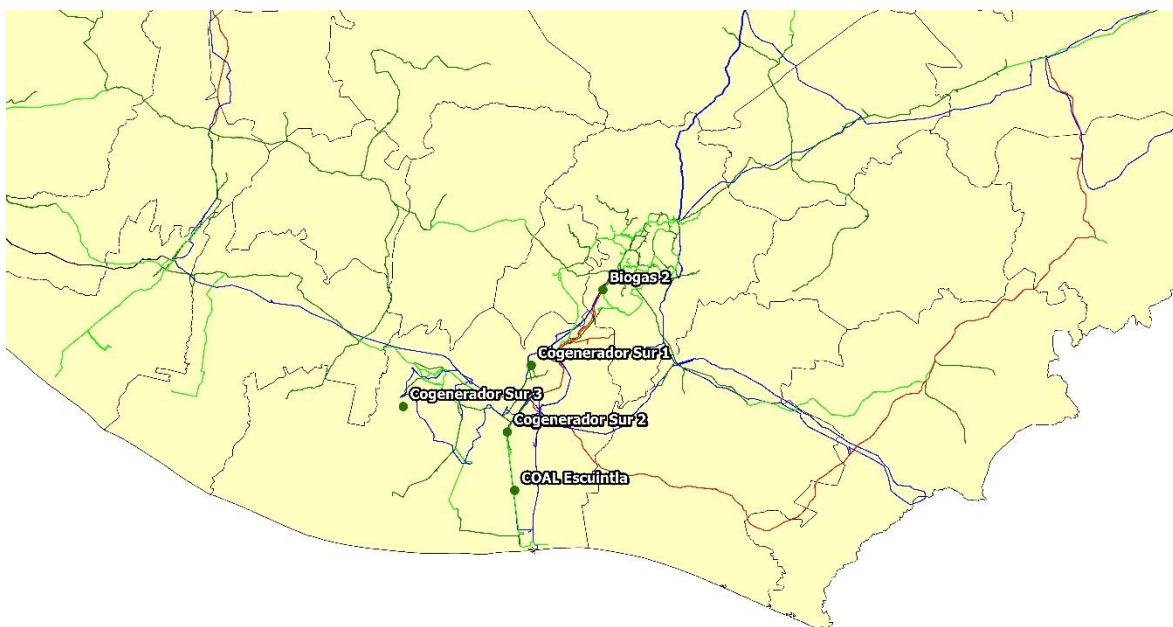


Mapa 8: Plantas Térmicas Candidatas (Atlántico).



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Mapa 9: Plantas Térmicas Candidatas (Pacífico).



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



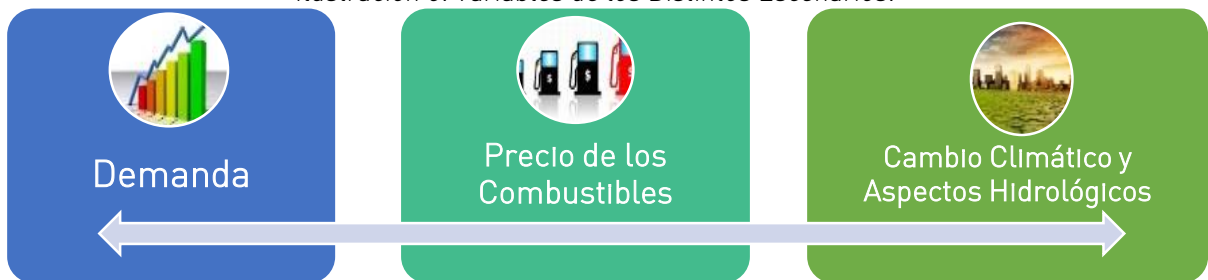
3.1.7. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La planificación de largo plazo con el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia de forma eficiente debe considerar diversas variables que influyen en la producción de electricidad en especial con sistemas de generación renovable en países afectados por fenómenos climatológicos, como el nuestro.

Con la ayuda del software de planificación de la generación eléctrica, se obtienen los cronogramas de expansión del sistema que permitirán el abastecimiento de la demanda futura de forma optimizada. Los supuestos relacionados con este plan son cuatro, en el caso de la variable de acciones del Gobierno, estas actúan como restricciones que deben modelarse. Sin embargo existen algunas que escapan de la planificación indicativa que se realiza actualmente. La Ilustración 6 muestra las variables consideradas, en síntesis debe tomarse en cuenta:

- ✓ Variabilidad del precio de los combustibles
- ✓ Cambio climático
- ✓ Sequías o inundaciones

Ilustración 6: Variables de los Distintos Escenarios.



Fuente: Elaboración Propia.

Del análisis anterior de las variables que se consideraron, se presentan 54 escenarios los cuales se resumen en la Tabla 7.



Tabla 7: Resumen de Escenarios.

No.	ESCENARIOS	GRAFEMA	SUB-ESCENARIOS								SIGLA
			DEMANDA	GRAFEMA	COMBUSTIBLE	GRAFEMA	HIDROLOGÍA	GRAFEMA	SOLAR	EÓLICA	
1	BAU	E	ALTA	A	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EAAL1
2	BAU	E	ALTA	A	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EAAM2
3	BAU	E	ALTA	A	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	EAAS3
4	BAU	E	ALTA	A	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EAML4
5	BAU	E	ALTA	A	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EAMM5
6	BAU	E	ALTA	A	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	EAMS6
7	BAU	E	ALTA	A	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EABL7
8	BAU	E	ALTA	A	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EABM8
9	BAU	E	ALTA	A	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	EABS9
10	BAU	E	MEDIO	M	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EMAL10
11	BAU	E	MEDIO	M	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EMAM11
12	BAU	E	MEDIO	M	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	EMAS12
13	BAU	E	MEDIO	M	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EMML13
14	BAU	E	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EMMM14
15	BAU	E	MEDIO	M	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	EMMS15
16	BAU	E	MEDIO	M	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EMBL16
17	BAU	E	MEDIO	M	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EMBM17
18	BAU	E	MEDIO	M	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	EMBS18
19	BAU	E	BAJO	B	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EBAL19
20	BAU	E	BAJO	B	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EBAM20
21	BAU	E	BAJO	B	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	EBAS21
22	BAU	E	BAJO	B	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EBML22
23	BAU	E	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EBMM23
24	BAU	E	BAJO	B	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	EBMS24
25	BAU	E	BAJO	B	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EBBL25
26	BAU	E	BAJO	B	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EBBM26
27	BAU	E	BAJO	B	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	EBBS27

Fuente: Elaboración Propia.

En las siguientes descripciones de las variables de los escenarios se dan a conocer las características de los ítems de la tabla anterior.

Demanda: El incremento de la demanda anual de energía y potencia es una variable de suma importancia para la planificación del sistema de generación. Se consideraron tres escenarios de crecimiento de la demanda, siendo estas las variables de crecimiento Alto, Medio y Bajo. El detalle de los valores utilizados se encuentra en las Gráficas 13 y 14 , se aplicó a los 27 escenarios tanto de



BAU. Esta variable es la segunda letra del código asociado al escenario evaluado, y puede ser una letra A, M o B.

Combustible: El incremento de los precios de los combustibles también impacta en el costo marginal de la energía, y debido al contexto nacional que carece del recurso ya sea en forma de yacimientos o minas, posee un precio indexado a los valores internacionales de referencia. El detalle de los valores utilizados se encuentra desde la Gráfica 15 hasta la Gráfica 18, y estas variables de precios pueden ser Alto, Medio y Bajo, esta es la tercera letra del código asociado al escenario evaluado y puede ser una letra A, M o B.

Fenómenos climáticos: La generación por medio de recursos renovables es en su mayoría de veces sujeta a los fenómenos climáticos, a excepción de la geotermia y del biogás, ya que dependen de la hidrología, la degradación del suelo, la temporada de vientos y las horas sol. El primer escenario contiene las siguientes condiciones: en cuanto a hidrología, este escenario agrupa el histórico de mayores caudales muy relacionado a eventos del fenómeno La Niña. El segundo contiene un escenario promedio de caudales, al igual que un promedio de horas sol y de potencial eólico. El tercer escenario representa aquellos años que han sufrido sequías pronunciadas, con una mayor cantidad de horas sol. Cada variable de esta premisa puede ser según su hidrología un escenario Lluvioso, Medio y Seco, es la cuarta letra asociada al escenario evaluado y puede ser una letra L, M y S respectivamente.

Tabla 8: Resumen de Escenarios.

		BAU		
		D. Alta	D. Media	D. Baja
C. Alto	Lluvioso	EAAL1	EMAL10	EBAL19
	Medio	EAAM2	EMAM11	EBAM20
	Seco	EAAS3	EMAS12	EBAS21
C. Medio	Lluvioso	EAML4	EMML13	EBML22
	Medio	EAMM5	EMMM14	EBMM23
	Seco	EAMS6	EMMS15	EBMS24
C. Bajo	Lluvioso	EABL7	EMBL16	EBBL25
	Medio	EABM8	EMBM17	EBBM26
	Seco	EABS9	EMBS18	EBBS27

Fuente: elaboración Propia.



4.RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Como bien se ha descrito en el capítulo anterior, en la elaboración de este plan se analizaron 27 escenarios, cada uno de estos escenarios consideran otras 3 variables fundamentales, como lo son, demanda de energía, precios internacionales de combustibles e hidrología, cada uno de estos escenarios tuvieron una serie de criterios para ser considerados, los cuales fueron descritos en el capítulo 5.

Tabla 9: Probabilidad de ocurrencia de cada variable.

Variable	Escenario	Probabilidad [%]
Demanda ³	Alto	25%
	Medio	55%
	Bajo	20%
Combustibles ⁴	Alto	20%
	Medio	40%
	Bajo	40%
Hidrología ⁵	Lluvioso	15%
	Medio	40%
	Seco	45%

Fuente: Elaboración Propia.

³ La distribución de probabilidades se determinó en función de los datos históricos sobre el incremento de la demanda de energía eléctrica, considerando las cifras reales de crecimiento.

⁴ La distribución de probabilidades se pondero en función de las perspectivas realizadas por distintos organismos internacionales, considerando la fuerte inversión en energía renovable que realizan los países desarrollados, por lo que no se espera que exista un incremento considerable de estos energéticos en el largo plazo.

⁵ La distribución de probabilidad utilizada para la hidrología, se analiza desde un análisis puramente subjetivo, es prácticamente imposible determinar las condiciones hidrológicas futuras, pero la perspectiva que se obtienen desde distintos organismos internacionales, es que Guatemala afrontara sequías severas, por lo que en la selección de escenarios probables se brinda un mayor peso.



Como consecuencia de valorar cada uno de los escenarios, se realizó un listado de la combinación de escenarios BAU-Políticas Públicas, que se consideran más probables, los cuales son los siguientes:

Tabla 10: Probabilidad de ocurrencia de los escenarios.

No.	ESCENARIOS	SUB-ESCENARIOS						ESCENARIOS	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA [%]	POSICIÓN JERÁRQUICA
		DEMANDA	PROBABILIDAD	COMBUSTIBLE	PROBABILIDAD	HIDROLOGÍA	PROBABILIDAD			
1	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	ALTO	30%	LLUVIOSO	15%	EAAL1	0.8%	25
2	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	ALTO	30%	MEDIO	40%	EAMM2	2.0%	15
3	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	ALTO	30%	SECO	45%	EAAS3	2.3%	11
4	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	MEDIO	40%	LLUVIOSO	15%	EAML4	1.5%	22
5	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	MEDIO	40%	MEDIO	40%	EAMM5	4.0%	8
6	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	MEDIO	40%	SECO	45%	EAMS6	4.5%	7
7	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	BAJO	30%	LLUVIOSO	15%	EABL7	1.5%	24
8	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	BAJO	30%	MEDIO	40%	EABM8	4.0%	14
9	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	BAJO	30%	SECO	45%	EABS9	4.5%	10
10	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	ALTO	30%	LLUVIOSO	15%	EMAL10	1.7%	19
11	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	ALTO	30%	MEDIO	40%	EMAM11	4.4%	6
12	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	ALTO	30%	SECO	45%	EMAS12	5.0%	4
13	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	MEDIO	40%	LLUVIOSO	15%	EMML13	3.3%	12
14	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	MEDIO	40%	MEDIO	40%	EMMM14	8.8%	2
15	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	MEDIO	40%	SECO	45%	EMMS15	9.9%	1
16	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	BAJO	30%	LLUVIOSO	15%	EMBL16	3.3%	18
17	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	BAJO	30%	MEDIO	40%	EMBM17	8.8%	5
18	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	BAJO	30%	SECO	45%	EMBS18	9.9%	3
19	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	ALTO	30%	LLUVIOSO	15%	EBAL19	0.6%	26
20	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	ALTO	30%	MEDIO	40%	EBAM20	1.6%	21
21	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	ALTO	30%	SECO	45%	EBAS21	1.8%	17
22	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	MEDIO	40%	LLUVIOSO	15%	EBML22	1.2%	23
23	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	MEDIO	40%	MEDIO	40%	EBMM23	3.2%	13
24	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	MEDIO	40%	SECO	45%	EBMS24	3.6%	9
25	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	BAJO	30%	LLUVIOSO	15%	EBBL25	1.2%	27
26	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	BAJO	30%	MEDIO	40%	EBBM26	3.2%	20
27	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	BAJO	30%	SECO	45%	EBBS27	3.6%	16

Fuente: Elaboración Propia.



4.1. CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS

A través de los cálculos realizados por el software específico en su materia, se determinó el año óptimo de entrada para las plantas candidatas, y por cada escenario.

Tabla 11: Cronograma de ingreso de plantas, para el escenario BAU y sus Sub-Escenarios.

CAPACIDAD INSTALADA POR ESCENARIO[MW]		2268.3	2248.3	2573.3	2558.3	2168.3	1947.5	2153.3	2337.5	2218.3	2153.3
INVERSION TOTAL POR ESCENARIO [MILLONES USD]		5713.93	5787.93	6871.93	6679.46	5584.93	4873.17	5672.93	6223.85	5508.93	5672.93
TECNOLOGÍA	PLANTA	EAMM5	EAMS6	EABS9	EMAM11	EMAS12	EMMM14	EMMS15	EMBM17	EMBS18	EBMS24
HIDRÁULICA	Pojom	2040	2025	2044	2027	2028	-	2050	-	2050	2040
	San Andrés	2042	2025	2044	2027	2028	-	2047	-	2047	2047
	HUE 1	2020	2020	2020	2020	2020	2021	2020	2021	2020	2020
	HUE 2	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
	HUE 3	2021	-	2021	2027	2030	-	-	2025	-	-
	AV 1	2020	2024	2020	2021	2025	2021	2027	2025	2027	2027
	AV 2	2021	-	2048	2026	2023	2026	2027	2025	2027	2027
	AV 3	2020	2027	2047	2021	2025	2021	2027	2025	2027	2027
	Xalalá	2024	2024	2032	2025	2028	2025	2025	2026	2032	2025
	La Paz	-	2045	2043	2047	-	-	-	-	-	-
	USU 1	2034	-	2041	2039	2032	2049	2047	2043	2047	2047
	USU 2	-	2037	2047	2042	-	-	2046	2043	-	2046
GEOTÉRMICA	Geo SMR	2037	2027	2021	2046	2021	2031	2030	2045	2031	2030
	Geo ZUN	2034	2030	-	-	2050	2031	-	2033	2031	-
	Geo ZUN 2	-	2031	2031	-	2047	-	-	2033	-	-

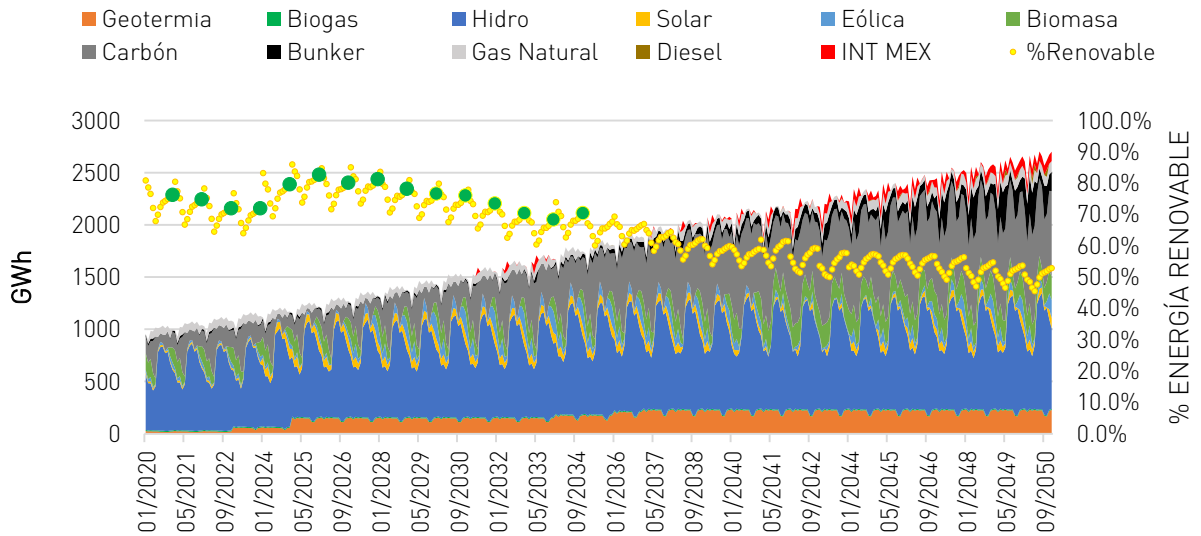
	Geo TOT	2036	-	2021	2047	2022	2029	2046	2045	2029	2046
	Geo AMA	-	-	2021	2047	-	-	2031	2049	-	2031
	Geo El Ceibillo	-	-	2026	2046	2047	-	2031	2049	-	2031
	Geo TEC	2025	2025	2021	2023	2022	2030	2020	2033	2030	2030
	Geo MOY	2023	2022	2021	2023	2021	2029	2020	2033	2029	2029
	Geo Cerro Blanco	2023	2020	2024	2023	2021	2030	2020	2032	2030	2030
	Geo EST	2025	2022	2021	2023	2021	2029	2020	2043	2029	2029
	Geo Atitlán	2025	2022	2024	2032	2021	2029	2020	2033	2029	2029
	Geo Palencia	2025	2020	2021	2032	2021	2030	2020	2033	2030	2030
	Geo Ayarza	2023	2023	2021	2023	2021	2029	2020	2033	2029	2029
	Geo Los Achiotos	2025	2022	2021	2023	2021	2029	2020	2031	2029	2029
	Geo Retana	2025	2022	2020	2023	2021	2029	2020	2031	2029	2029
FOTOVOLTAICO	Solar SRO 1	2024	2023	2024	2024	2025	2023	2027	2023	2027	2027
	Solar SRO 2	2024	2024	2024	2023	2024	2024	2027	2023	2027	2027
	Solar SRO 3	2024	2023	2024	2024	2025	2023	2027	2023	2027	2027
	Solar SRO 4	2024	2024	2024	2023	2024	2024	2027	2023	2027	2027
	Solar SRO 5	2024	2022	2024	2024	2024	2023	2026	2023	2026	2026
	Solar SUR 1	2024	2023	2022	2024	2024	2024	2027	2023	2027	2027
	Solar SUR 2	2024	2023	2024	2024	2024	2023	2027	2023	2027	2027
	Solar SUR 3	2024	2023	2024	2024	2024	2023	2027	2023	2027	2027
	Solar SUR 4	2024	2024	2022	2024	2025	2023	2028	2023	2028	2028
EÓLICO	Eólica JUT 1	2027	2027	2027	2033	2029	2032	2032	2034	2034	2034
	Eólica JUT 2	2027	2027	2027	2033	2029	2032	2033	2034	2034	2034
	Eólica JUT 3	2027	2027	2027	2033	2029	2032	2032	2034	2034	2034
	Eólica JUT 4	2027	2027	2027	2033	2029	2033	2032	2034	2034	2034
	Eólica JUT 5	2029	2027	2027	2033	2029	2033	2032	2034	2034	2034

	Eólica HUE	2027	2027	2027	2033	2029	2033	2032	2034	2034	2034
	Eólica GUA	2027	2028	2027	2033	2029	2032	2033	2034	2034	2034
	Eólica ESC	2029	2028	2027	2033	2029	2031	2032	2034	2034	2034
GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE (Pequeñas Hidroeléctricas)	GDR I	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2035	2034	2035
	GDR II	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034
	GDR III	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034
	GDR IV	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2035	2034	2035
	GDR V	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034
	GDR VI	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2035	2034	2035
	GDR VII	2030	2030	2030	2034	2034	2034	2034	2035	2034	2035
BIOGÁS	BIOGÁS GDR 1	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
	BIOGÁS GDR 2	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
CARBÓN	TÉRMICA ESCUINTLA	2034	2033	2045	2044	-	-	-	-	2045	-
	TÉRMICA PUERTO BARRIOS	2034	-	-	-	2046	2043	-	2048	2043	-
GAS NATURAL	GNL PUERTO BARRIOS	-	2033	-	2050	2048	2043	2047	-	2048	2047
	GN PETÉN	2037	2031	2030	2042	2038	2043	2038	2043	2037	2038
COGENERADOR	COGENERADOR SUR 1	2037	2039	2034	2033	2047	-	2046	2040	2046	2046
	COGENERADOR SUR 2	2040	2030	2029	2044	2031	2041	2040	2043	2040	2040
	COGENERADOR SUR 3	2040	2043	2030	-	2040	2031	2046	2045	2046	2046

Fuente: Elaboración propia.

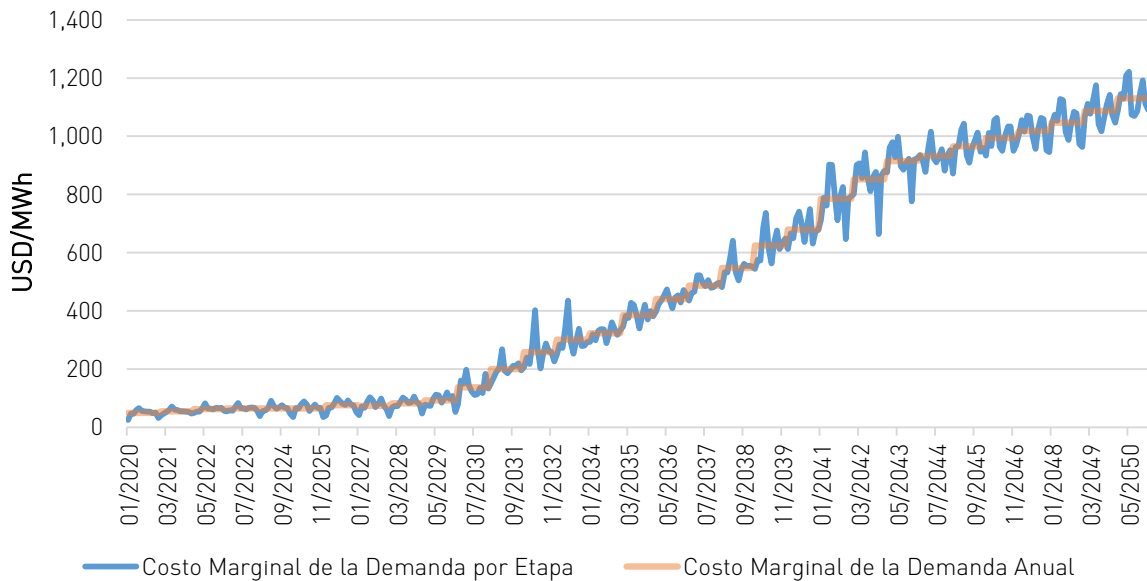
4.2. ANÁLISIS POR ESCENARIO: DESPACHO DE ENERGÍA Y COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA

Gráfica 20: Despacho de Energía del escenario EAMM5.



Fuente: Elaboración Propia.

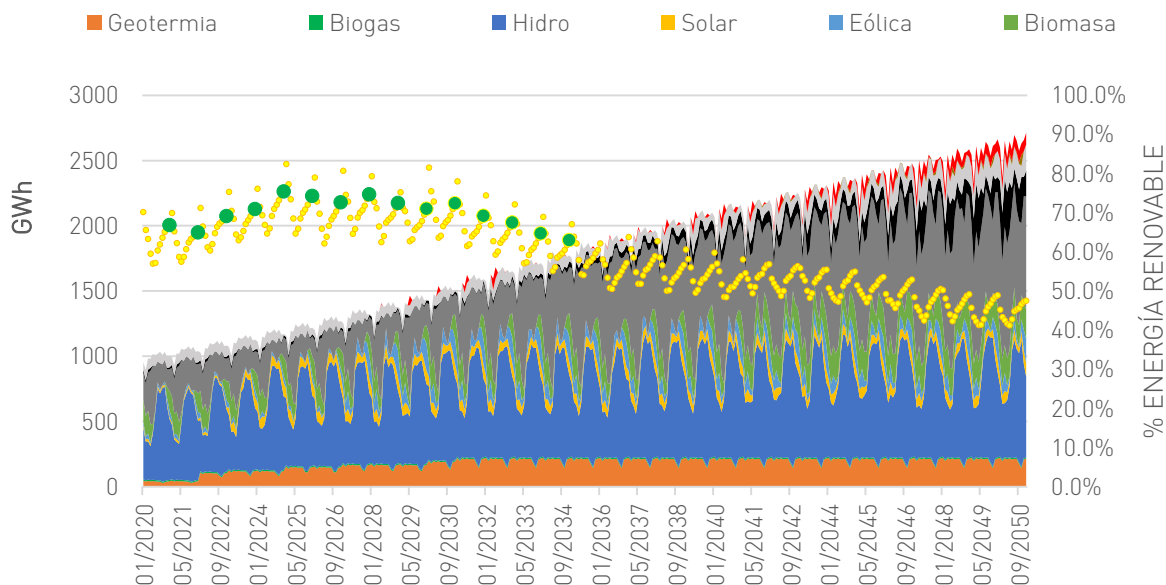
Gráfica 21: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EAMM5.



Fuente: Elaboración UPEM.

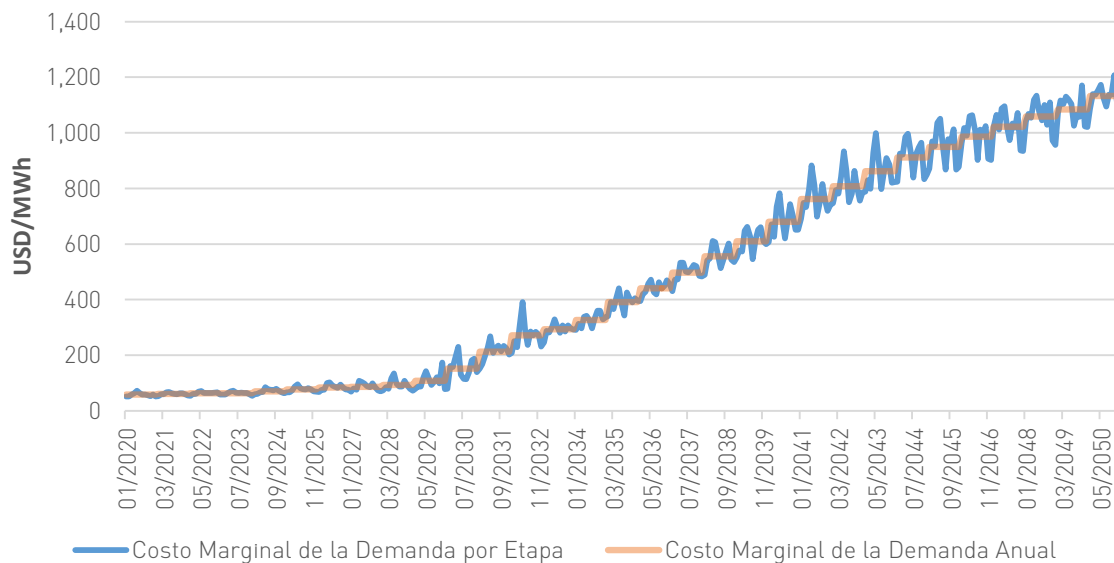


Gráfica 22: Despacho de Energía del escenario EAMS6.



Fuente: Elaboración UPEM.

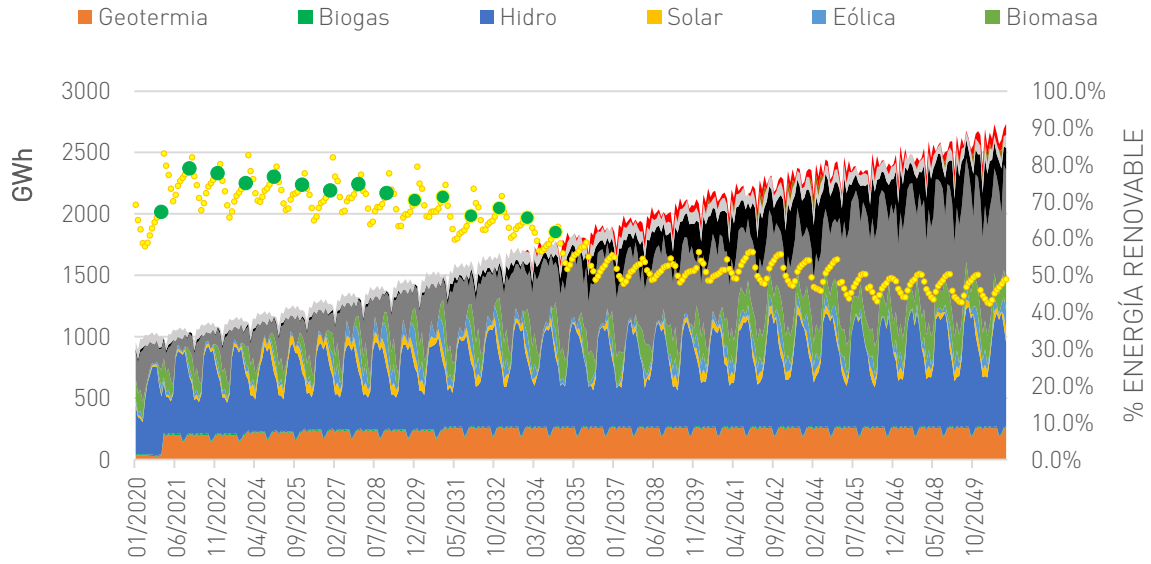
Gráfica 23: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EAMS6.



Fuente: Elaboración UPEM.

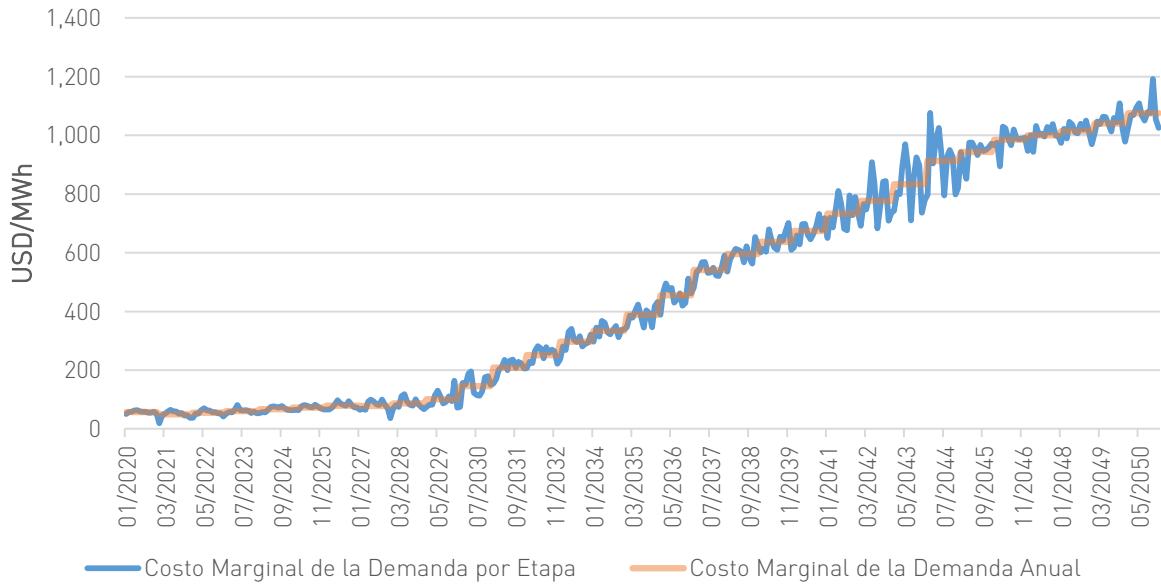


Gráfica 24: Despacho de Energía del escenario EABS9.



Fuente: elaboración UPEM.

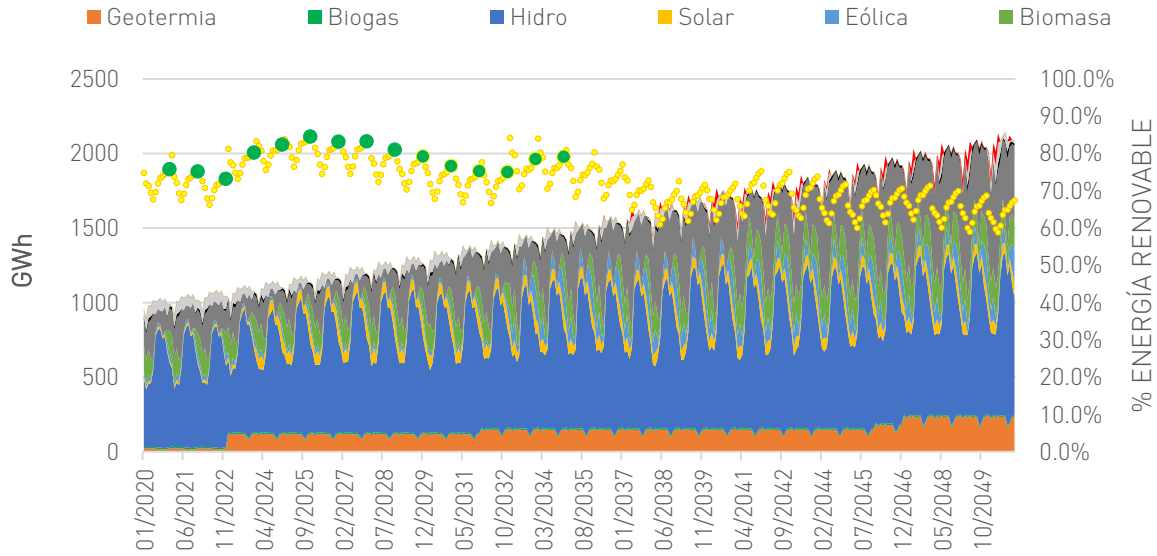
Gráfica 25: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EABS9.



Fuente: elaboración UPEM.

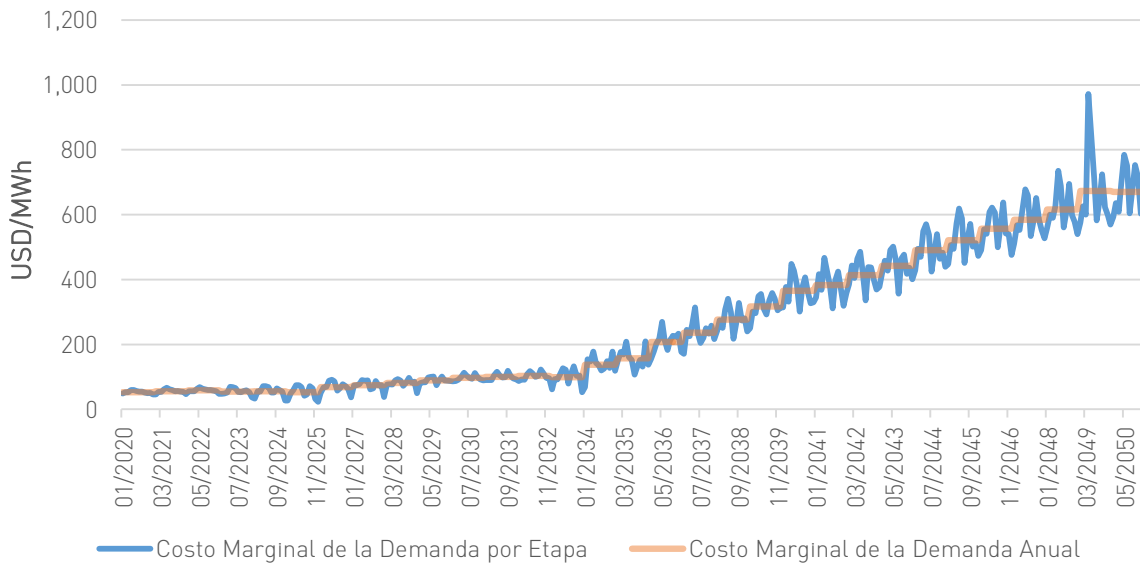


Gráfica 26: Despacho de Energía del escenario EMAM11.



Fuente: Elaboración UPEM.

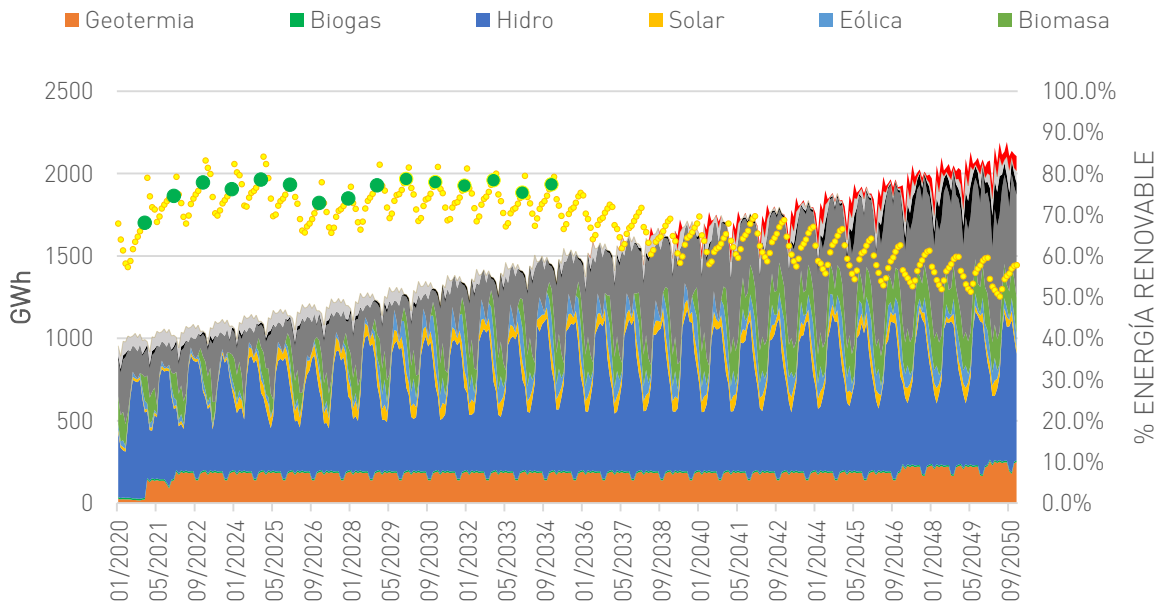
Gráfica 27: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMAM11.



Fuente: Elaboración UPEM.

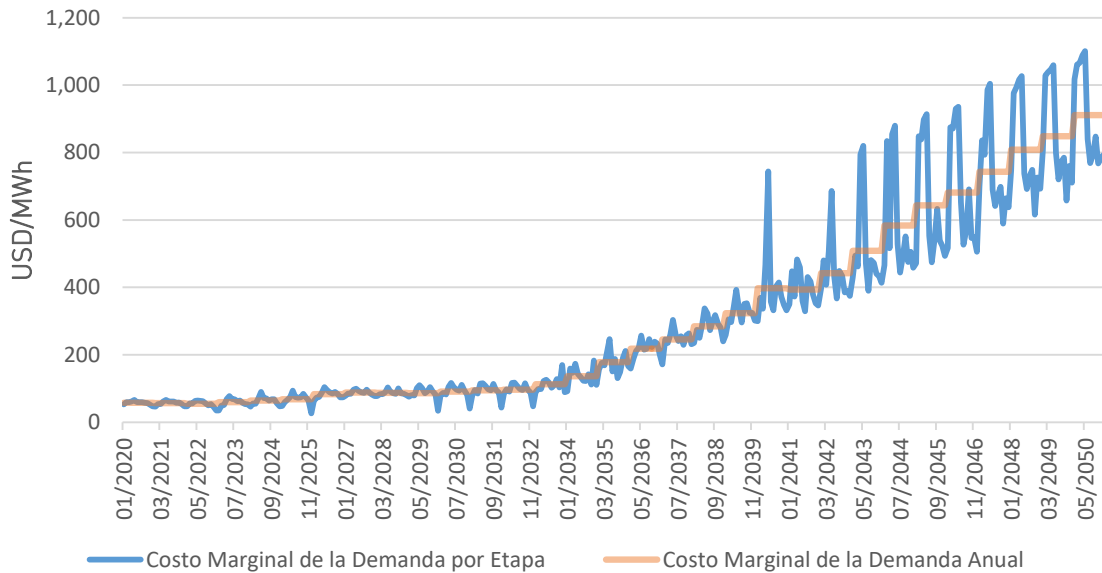


Gráfica 28: Despacho de Energía del escenario EMAS12.



Fuente: Elaboración UPEM.

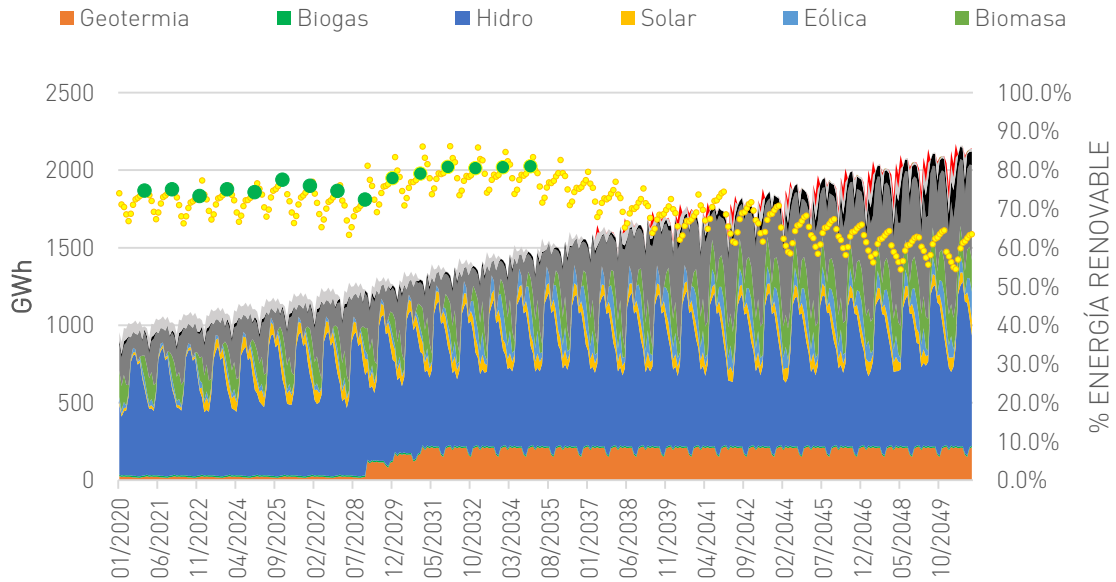
Gráfica 29: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMAS12.



Fuente: Elaboración UPEM.

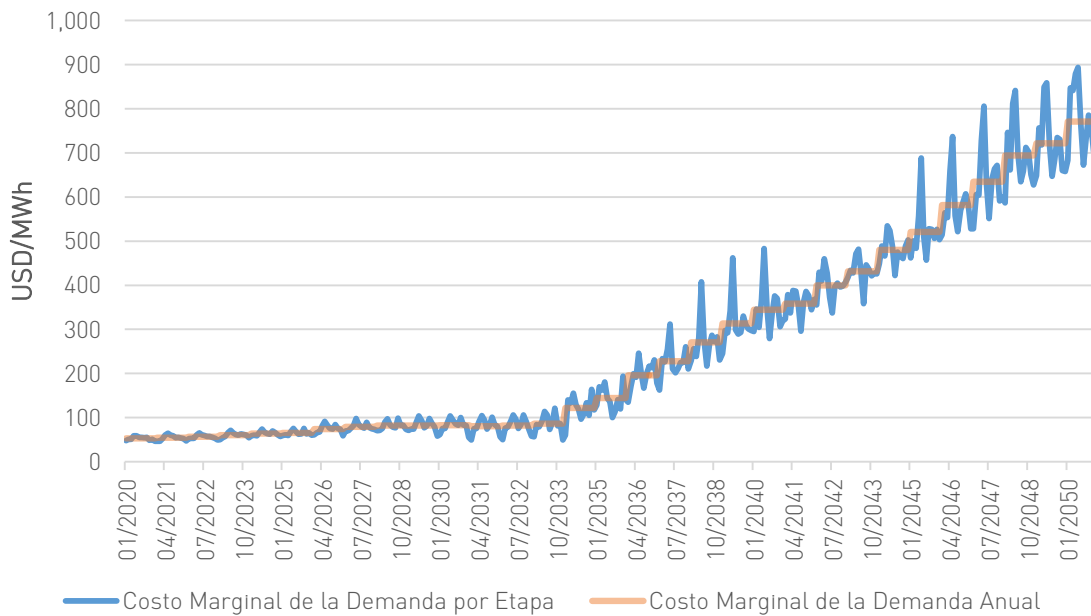


Gráfica 30: Despacho de Energía del escenario EMMM14.



Fuente: Elaboración UPEM.

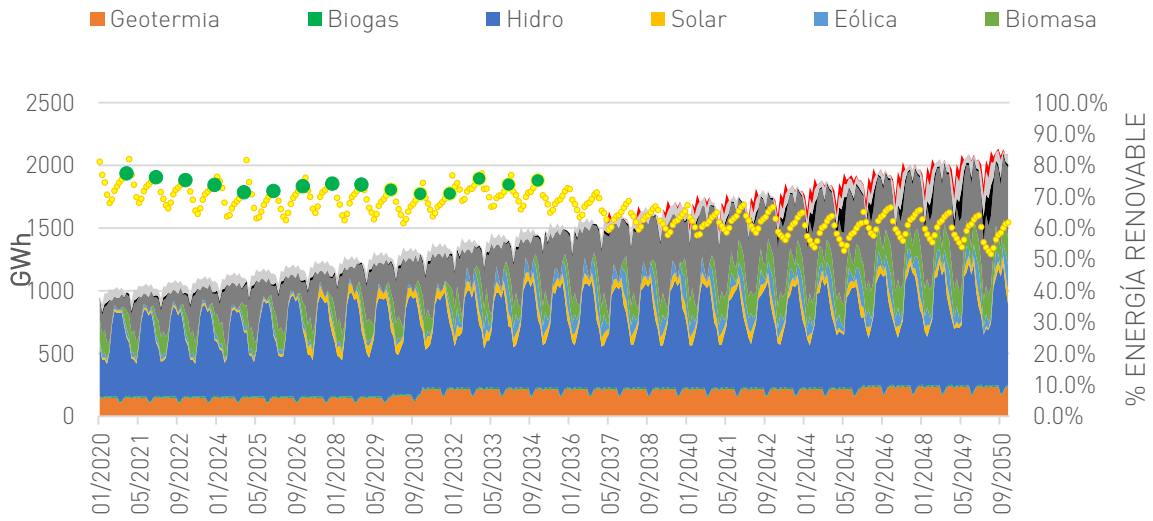
Gráfica 31: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMMM14.



Fuente: Elaboración UPEM.

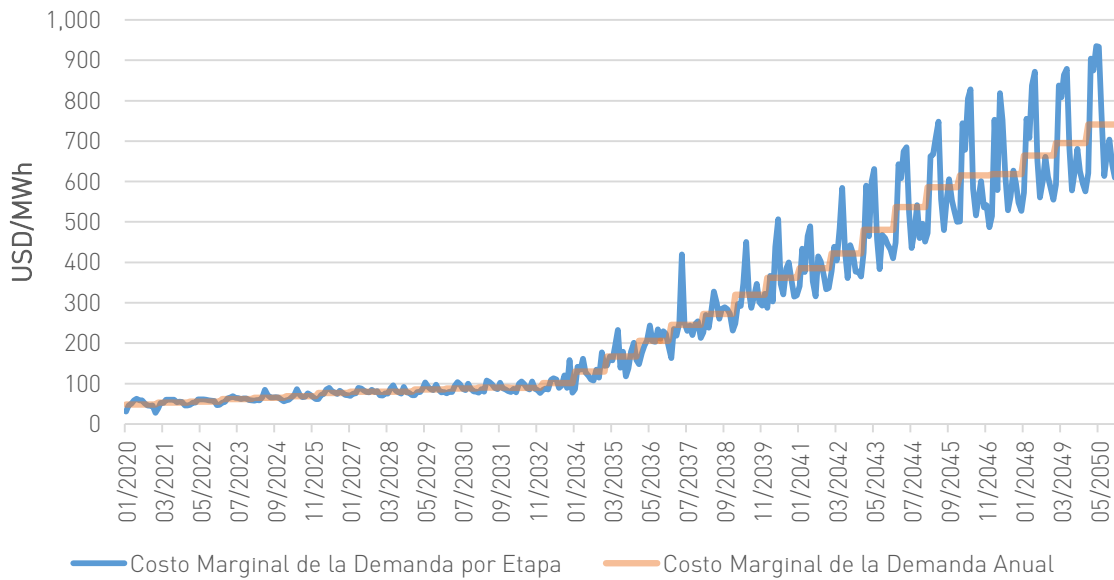


Gráfica 32: Despacho de Energía del escenario EMMS15.



Fuente: Elaboración UPEM.

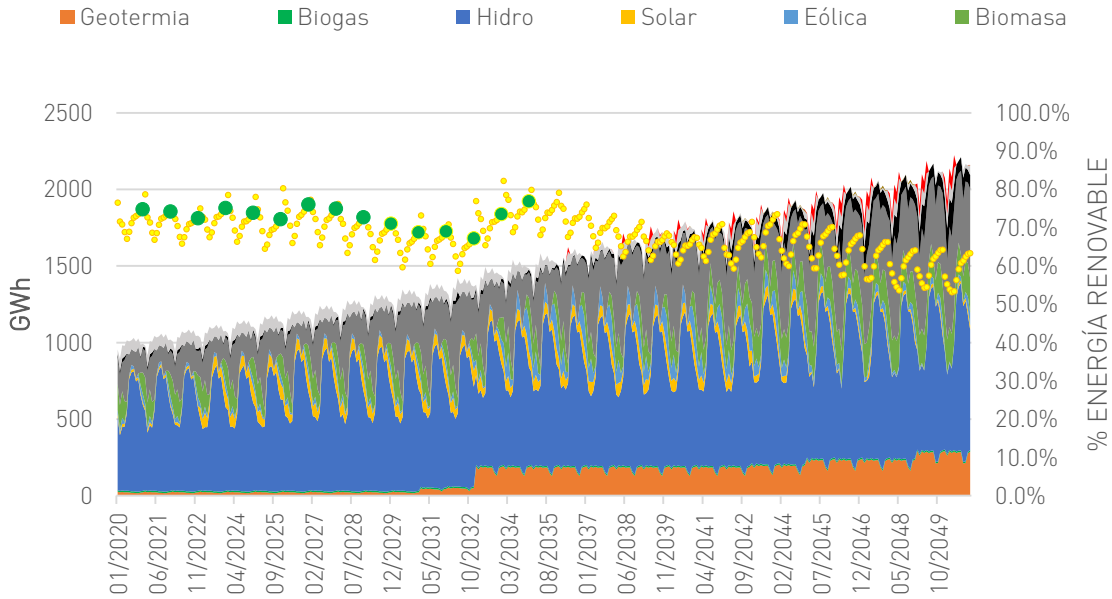
Gráfica 33: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMMS15.



Fuente: Elaboración UPEM.

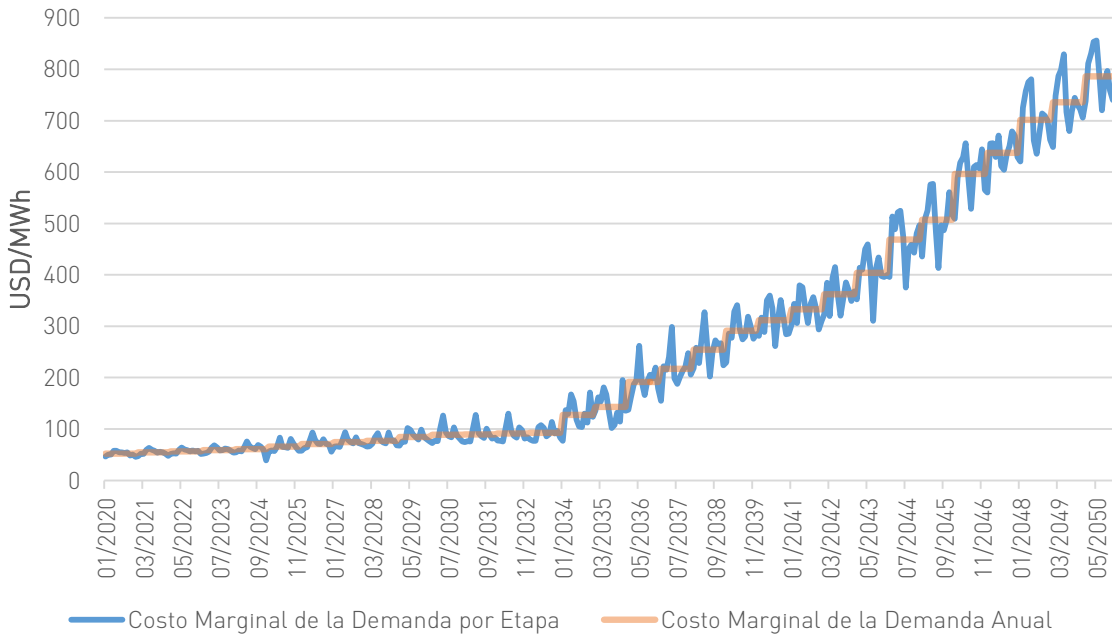


Gráfica 34: Despacho de Energía del escenario EMBM17.



Fuente: Elaboración UPEM.

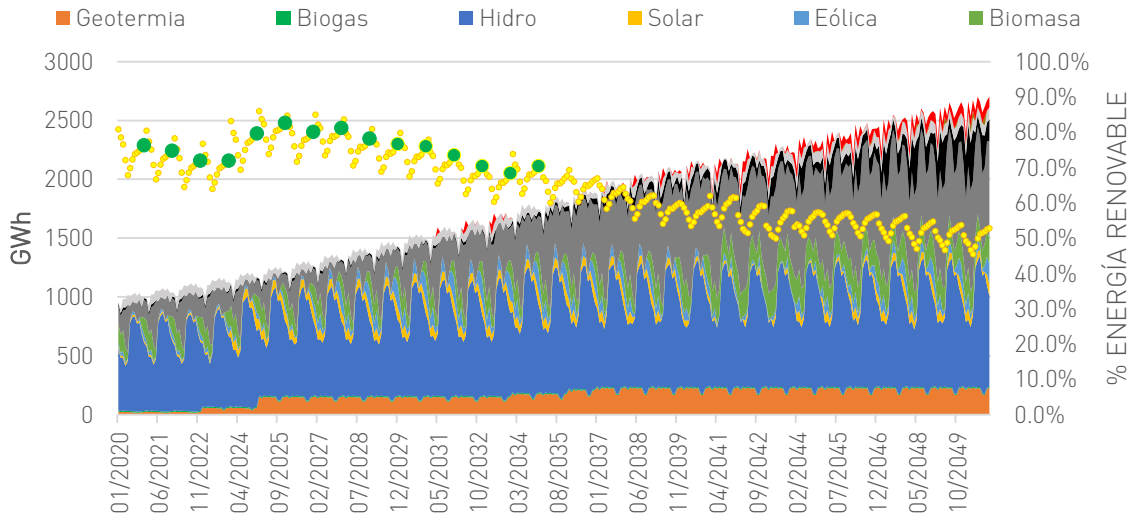
Gráfica 35: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMBM17.



Fuente: Elaboración UPEM.

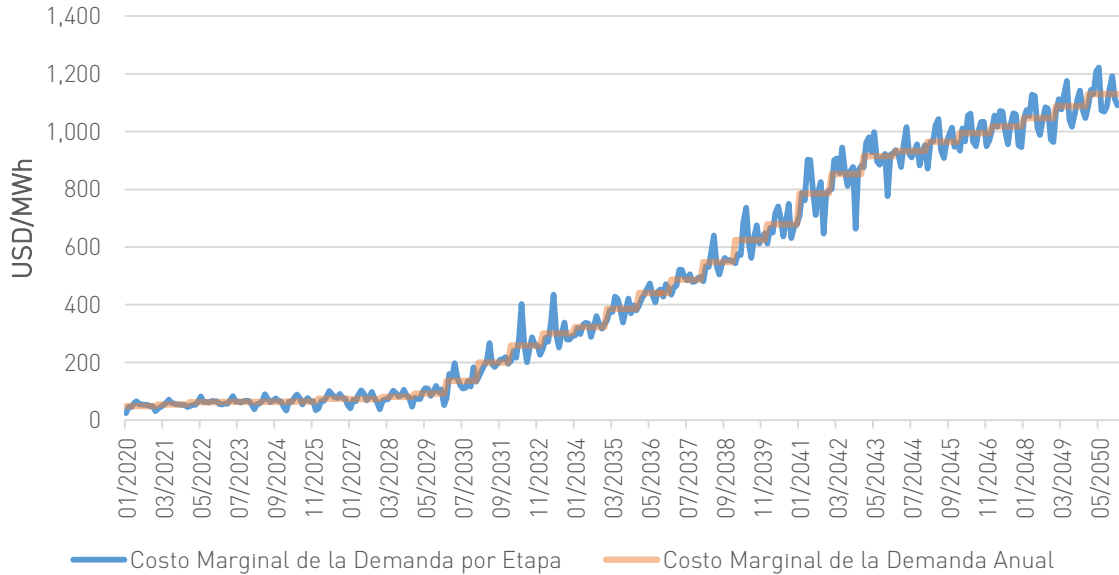


Gráfica 36: Despacho de Energía del escenario EMBS18.



Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 37: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EMBS18.

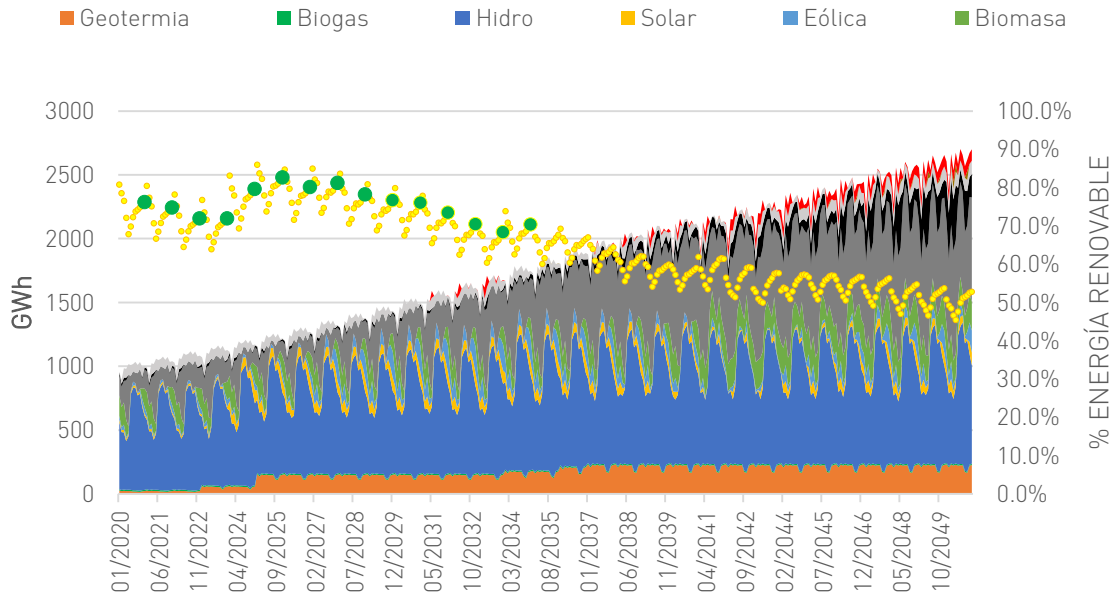


Fuente: Elaboración UPEM.

}

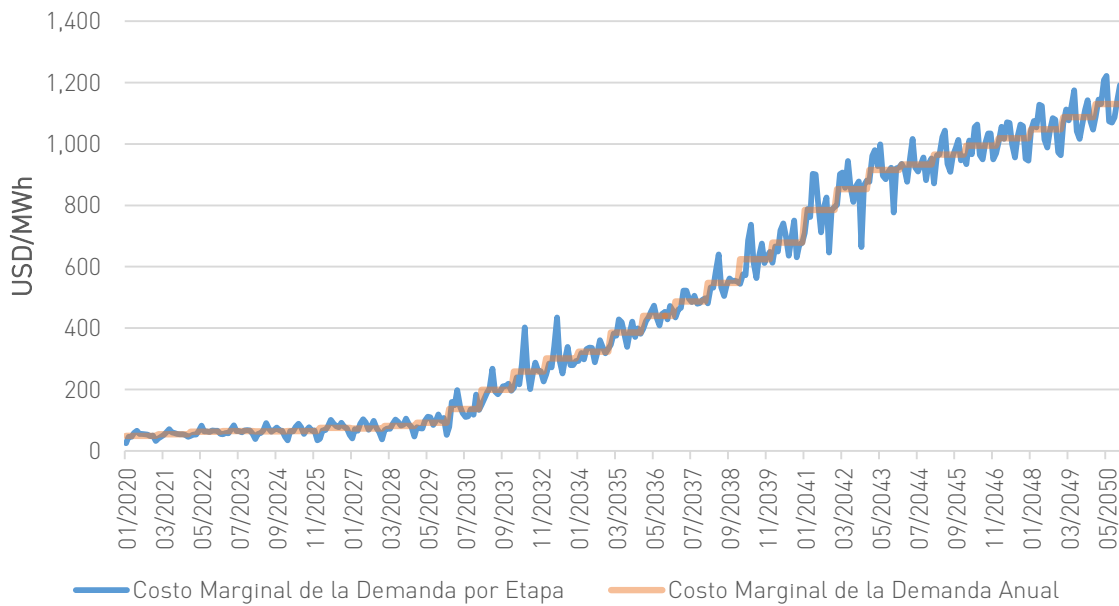


Gráfica 38: Despacho de Energía del escenario EBMS24.



Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 39: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo del escenario EBMS24.



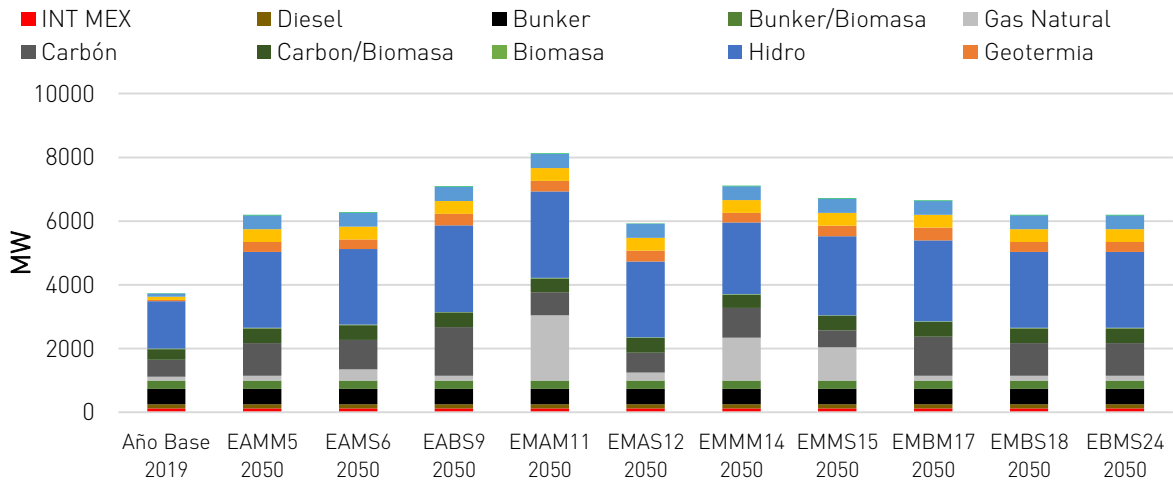
Fuente: Elaboración UPEM.



4.3.COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA.

En las siguientes graficas se puede observar la comparación de capacidad instalada en cada uno de los escenarios planteados contra el actual.

Gráfica 40: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario.

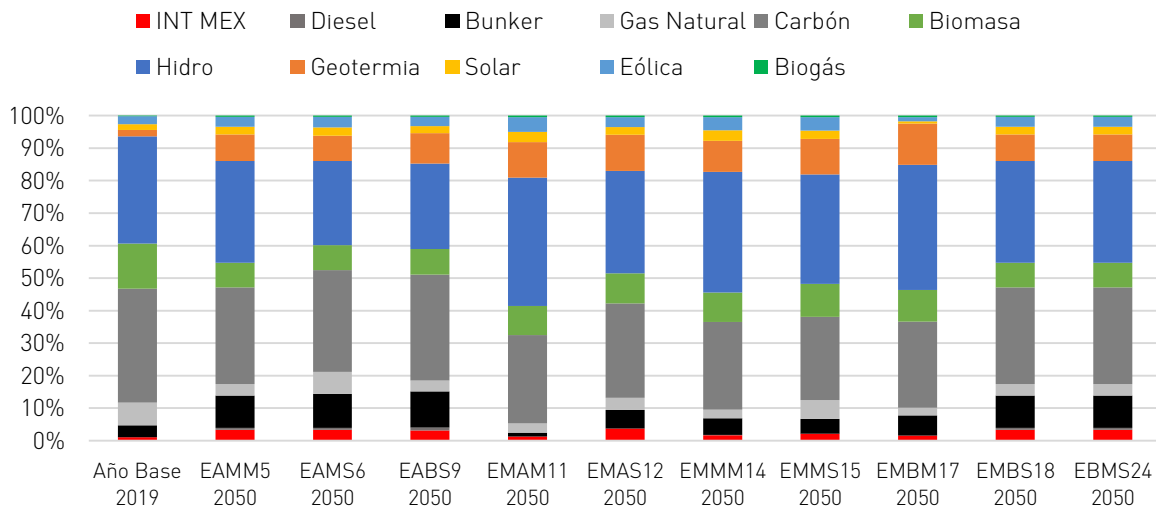


Fuente: Elaboración Propia.

4.4.MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA [GWh]

En las siguientes graficas se compara la matriz de generación eléctrica que se alcanza en cada uno de los escenarios evaluados contra la actual.

Gráfica 41: Matrices de generación eléctrica de cada escenario.

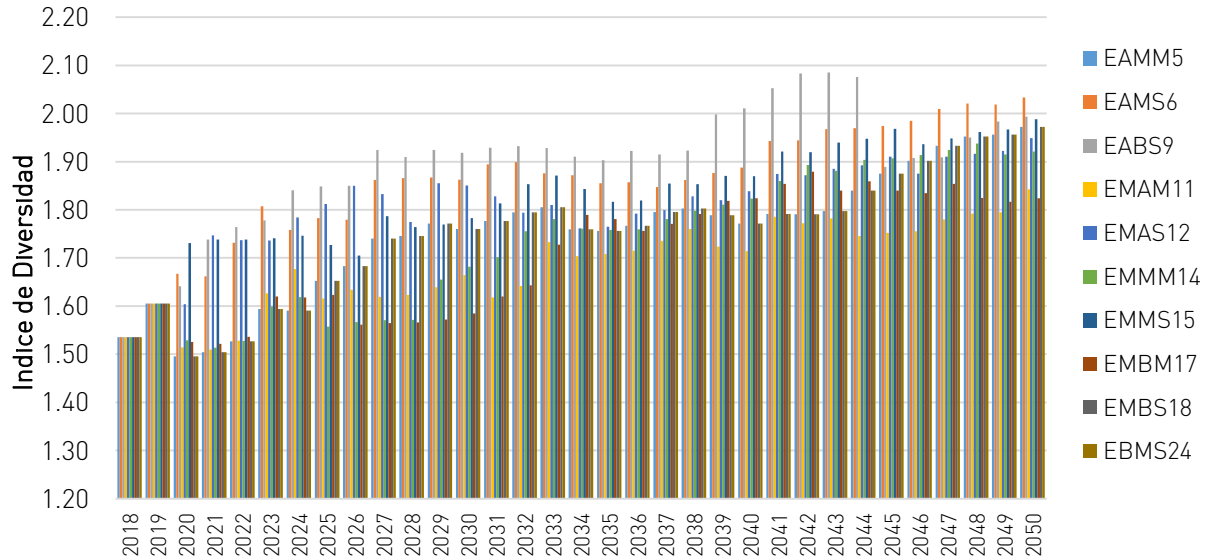


Fuente: Elaboración Propia.



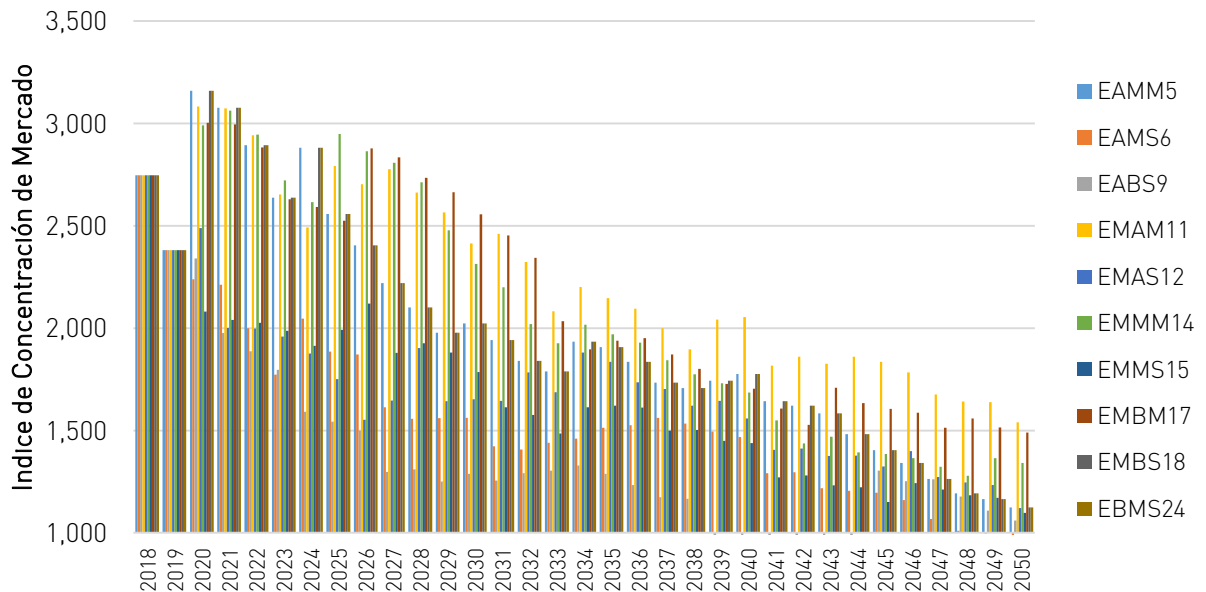
4.5. INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Gráfica 42: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios.



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfica 43: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios.



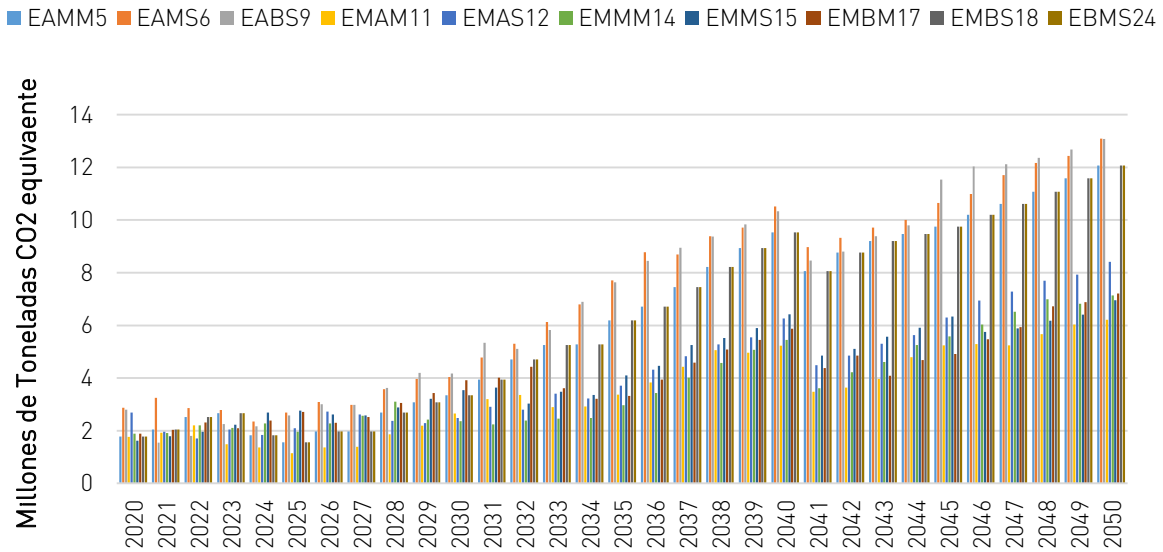
Fuente: Elaboración Propia.



4.6. EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE ANUALES

A continuación se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero provistas por cada uno de los escenarios indicados en las leyendas.

Gráfica 44: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario.



Fuente: Elaboración Propia.

4.7. CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES POR ESCENARIO

Por cada escenario evaluado, se adjunta la tabla con el consumo total de combustibles en el periodo de estudio, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 12: Consumo de combustibles para todo el período 2020-2034, de los 54 escenarios evaluados.

Escenario	US Gal Diesel	US Gal Bunker	MMBTU Gas Natural	Ton Metrica Carbón
EAMM5	39,407	1,261,705	219,391	64,493
EAMS6	80,016	1,315,184	311,561	73,374
EABS9	110,866	2,934,769	272,418	65,515
EMAM11	0	45,855	116,095	39,381
EMAS12	0	295,860	164,713	46,505
EMMM14	4,832	489,265	161,401	39,654
EMMS15	77	266,228	230,568	45,126
EMBM17	17,996	615,172	187,206	42,540
EMBS18	39,407	1,261,705	219,391	64,493
EBMS24	39,407	1,261,705	219,391	64,493

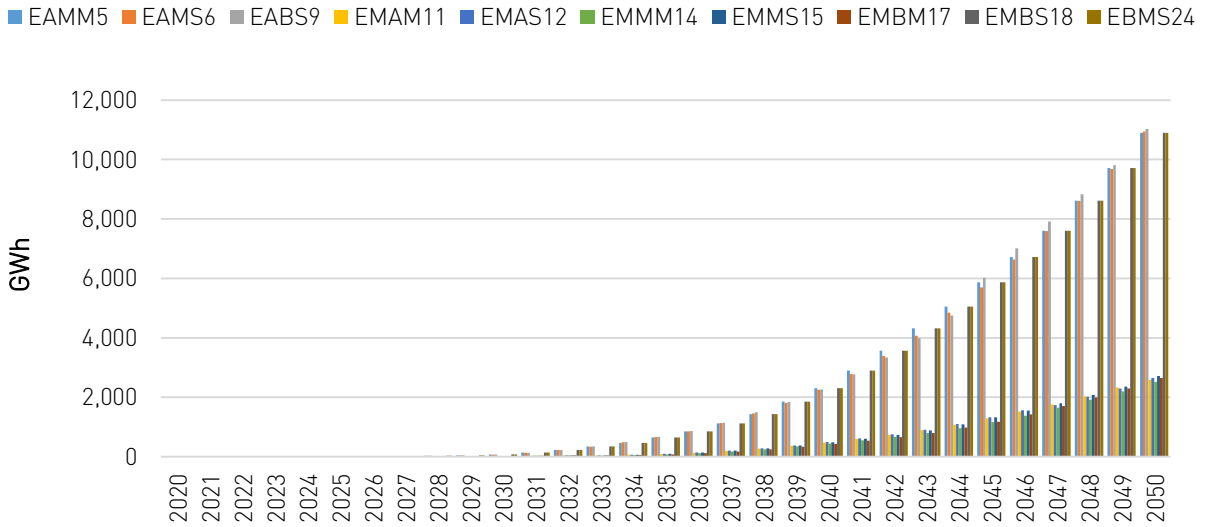
Fuente: Elaboración Propia.



4.8. RIESGO DE DEFICIT TOTAL (GWh)

El riesgo de déficit es la energía que por distintas razones no puede ser proporcionada a los puntos de demanda, por lo regular, se debe a falta de capacidad instalada, restricciones de red u otras razones técnicas.

Gráfica 45: Riesgo de Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda alta BAU.



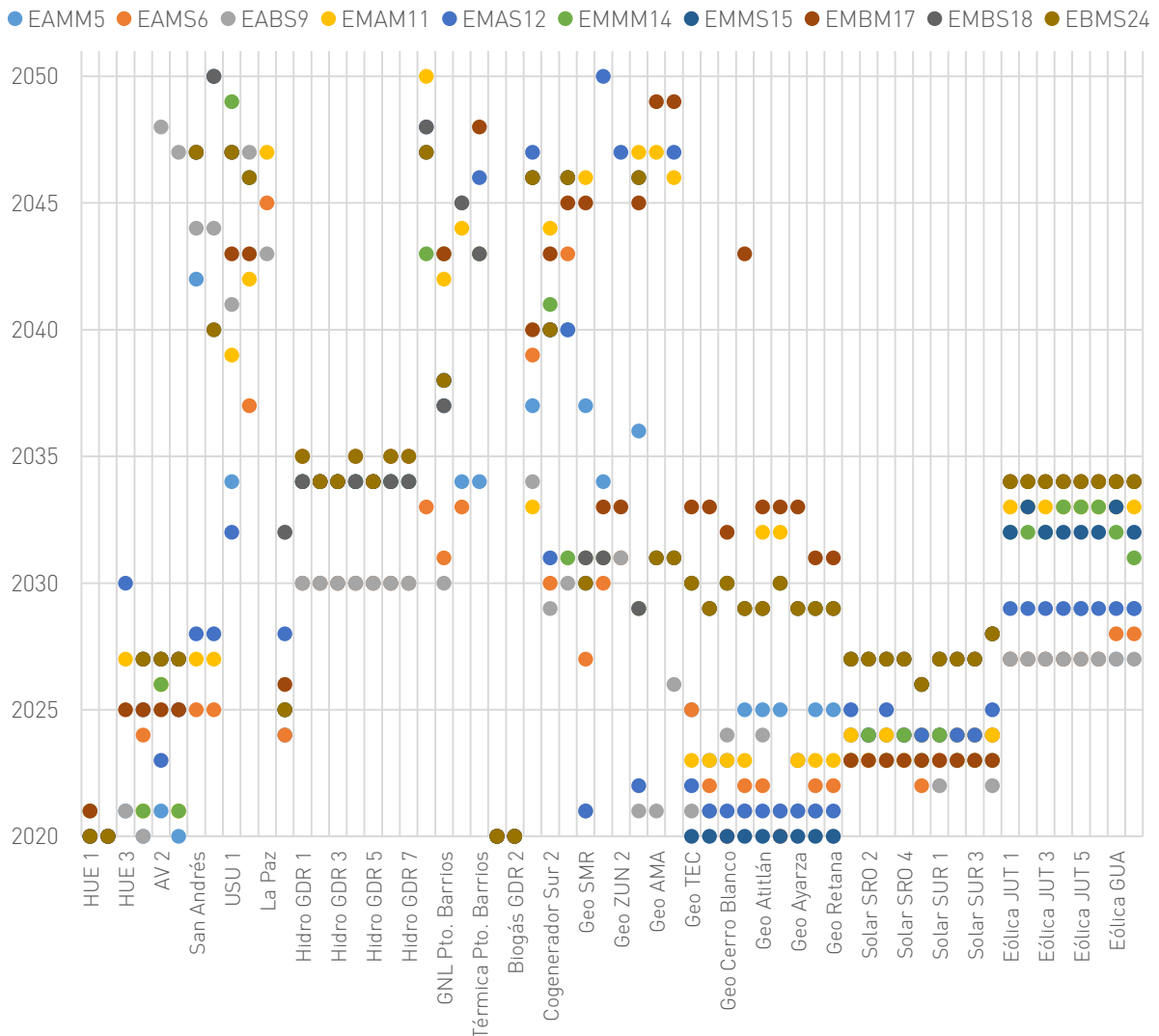
Fuente: Elaboración Propia.



5. CONCLUSIONES

- ✓ Al evaluar 27 escenarios con tres premisas de crecimiento de demanda, tres de incremento de los precios de los combustibles y tres de caudales hídricos, bajo el supuesto de economía de mercado eficiente, se observa que dado el caso de un crecimiento de demanda bajo o medio, el sistema nacional de generación actual posee suficiente abastecimiento para suplir estas demandas hasta 2030 a pesar del elevado costo marginal resultado de la generación de centrales térmicas que utilizan derivados de petróleo. Desde 2030 en adelante, el ciclo económico fomentará la adición de nuevas centrales.

Gráfica 46: Dispersión de Oportunidad de Ingreso de Plantas Candidatas.



Fuente: Elaboración Propia.



- ✓ El sistema de generación nacional, bajo la premisa de economía de mercado eficiente, alcanzará en los próximos 10 años la proporción de generación renovable vs no renovable a la que era capaz de llegar bajo sus propias fuerzas.
- ✓ El sistema de generación nacional, bajo la premisa de economía de mercado eficiente, produciría para el período 2020-2050 un total de 210.96 millones de toneladas de CO₂ equivalentes en promedio para los escenarios de demanda alta, 134.77 millones de toneladas de CO₂ equivalentes en promedio para los escenarios de demanda media, y 123.23 millones de toneladas de CO₂ equivalentes en promedio para los escenarios de demanda baja.
- ✓ El riesgo de déficit para los escenarios de demanda alta supera los valores aceptables, en parte debido al costo de la energía no suministrada de las normas vigentes, se concluye que es necesario invertir en estrategias de eficiencia energética para escenarios de crecimiento alto de la demanda de electricidad, para mitigar los riesgos de déficit de energía.



6.RECOMENDACIONES

- ✓ Al considerar los escenarios de economía de mercado con crecimiento de la demanda media y baja, se observa que solamente bajo el supuesto de un escenario hídrico seco es necesario invertir en nuevas centrales de generación, especialmente geotérmicas, solares, eólicas y de biogás. Es recomendable en primer lugar, invertir en ampliaciones bilaterales de la capacidad de transmisión, en especial con mercados con potencial de consumo como el mexicano, y en segundo lugar, a los usuarios regulados y no regulados se les recomienda evaluar cada año el riesgo de temporada hídrica seca y su impacto en el costo marginal de corto plazo.
- ✓ El supuesto con mayor importancia para la ampliación de la capacidad de generación del SNI para los escenarios de economía de mercado, sería el incremento alto de la demanda de energía y potencia eléctrica. Se recomienda al sector privado organizado y aquellas instituciones de Gobierno relacionadas con el desarrollo económico y productivo del país, establecer mesas de dialogo respectivas a la intensidad en el consumo eléctrico de nuevas empresas o medios de transporte, ya que sería necesario considerar escenarios de alto crecimiento de la demanda para nuevas industrias intensivas energéticamente.
- ✓ Es recomendable para el cumplimiento de las metas y objetivos de la política nacional la inversión estatal, especialmente en proyectos solares y geotérmicos, ya sea por medio de alianzas público-privadas o inversiones desarrolladas por el INDE. En el caso de las centrales geotérmicas el INDE posee la reserva geotérmica donde se ubican las centrales ZUI-G, ZII-G, MOY-G, AMA-G, y SMR-G. Estas centrales son necesarias para el cumplimiento de las políticas públicas por lo tanto se recomienda a las instituciones de Gobierno relacionadas con el aprovechamiento energético de la geotermia impulsar estrategias o planes con el objetivo de instalar estas centrales.
- ✓ Las centrales de generación necesarias para un funcionamiento eficiente económicamente del SNI necesitan de líneas de transmisión que permitan transportar la generación a los centros de consumo. Se recomienda considerar los resultados presentes en la expansión de la transmisión nacional en especial desde 2030 en adelante.



