



Ministerio de
Energía y Minas

PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

2026-2050





PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2026 - 2050

AUTORIDADES

César Bernardo Arévalo de León
Presidente de la República de Guatemala

Víctor Hugo Ventura Ruiz
Ministro de Energía y Minas

Juan Fernando Castro Martínez
Viceministro de Energía y Minas encargado del
Área Energética

Erwin Rolando Barrios Torres
Viceministro de Energía y Minas encargado del
Área de Minería e hidrocarburos

Luis Haroldo Pacheco Gutiérrez
Viceministro de Desarrollo Sostenible

Luis Manuel Pérez Archila
Director General de Energía

Gerson Didier de León
Director General de Hidrocarburos

EQUIPO DE TRABAJO

Gabriel Velásquez
Jefe Unidad de Planeación Energético Minero

Área Técnica
Victoria Chinchilla
María Gomez

Salvo indicación en contrario, el contenido de esta publicación puede ser utilizado, compartido, copiado, reproducido, impreso o almacenado libremente, siempre que se otorgue el reconocimiento correspondiente al MEM como fuente y titular de los derechos de autor. El material incluido en esta publicación que pertenezca a terceros puede estar sujeto a condiciones de uso y restricciones adicionales, por lo que podría ser necesario obtener la autorización previa de dichos terceros antes de emplearlo.

CITA

MEM (2026), Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2026 - 2050, Ministerio de Energía y Minas, Guatemala, enero.

ÍNDICE

ACRÓNIMOS.....	8
PRESENTACIÓN	10
1. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL.....	11
1.1. Fundamento Legal	11
1.2. Dimensión Nacional: Leyes y Reglamentos del Sector Eléctrico	11
1.3. Dimensión Regional: Coordinación del Mercado Eléctrico.....	12
1.4. Políticas del subsector eléctrico.....	13
1.5. Compromisos hacia la transición energética justa.....	13
1.6. Colección de documentación del subsector eléctrico	14
2. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA NACIONAL	15
2.1. Capacidad instalada efectiva.....	15
2.2. Factores de planta por tecnología	16
2.3. Meses críticos y estacionalidad de generación.	18
2.4. Cambios en patrón horario de demanda.	19
2.5. Módulos Estadísticos.....	20
3. PREMISAS Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	21
3.1. Metas y objetivos nacionales.....	21
3.2. Indicadores económicos.....	22
3.3. Indicadores climáticos	25
3.4. Indicadores sociales de consumo.....	25
3.5. Indicadores de mercado mayorista.....	25
3.6. Plantas planificadas.....	27
4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	28
4.1. Metodología.....	28
4.1.1. Herramientas de modelamiento	30
4.2. Comportamiento de la demanda de potencia y energía	30
4.2.1. Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía.....	30
4.2.2. Proyección de la demanda de potencia y energía.....	31
4.3. Plantas candidatas.....	33
4.4. Escenarios de Expansión.....	36
4.4.1. Escenario Tendencial - Business As Usual (BAU)	36
4.4.2. Escenario de Cumplimiento de Políticas Públicas (PP).....	36
4.4.3. Escenario de Transición Energética (TE).....	36
4.4.4. Escenarios de Contingencias	37
4.4.4.1. Cambio climático (CCC)	37
4.4.4.2. Indisponibilidades térmicas (CIN)	37
5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE ESCENARIOS.....	39
5.1. Cronograma de inicio operación comercial de proyectos propuestos.....	39
5.2. Resultados de las simulaciones por escenarios de expansión	42
5.2.1. Despachos de energía.....	43
5.2.2. Composición de la generación.....	46
5.2.3. Déficit de energía y Costo marginal	49
5.2.4. Participación de energía renovable	52
5.2.5. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono y consumo de combustibles.	53



5.2.6. Capacidad instalada nueva	55
5.3. Resultados por escenarios de contingencia.....	57
6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	58
7. RECOMENDACIONES.....	63
8. AGRADECIMIENTOS Y FUENTES DE CONSULTA	64
APÉNDICE	65
Apéndice A. Influencia de la demanda por tipo de escenario de expansión.....	65
Apéndice A1. Observaciones	68
Apéndice B. Análisis de sensibilidad para escenarios de expansión	69
Apéndice B1. Resultados estocásticos para los escenarios BAU	69
Apéndice B2. Resultados estocásticos para los escenarios PP.....	73
Apéndice B3. Resultados estocásticos para los escenarios TE.....	77
Apéndice B4. Observaciones	81
Apéndice C. Necesidades de servicios complementarios.....	81
Apéndice C1. Reserva rodante regulante (RRR).....	82
Apéndice C2. Reserva rodante operativa (RRO)	82
Apéndice C3. Reserva rápida (RRa)	83
Apéndice C4. Reserva fría	83
Apéndice C5. Demanda Interrumpible	83
Apéndice C6. Observaciones.....	84

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Evolución de la capacidad efectiva (MW), demanda máxima de potencia (MW) y consumo de energía (GWh)	15
Gráfica 2. Histórico de los factores de planta para recursos renovables	16
Gráfica 3. Histórico de los factores de planta para la generación distribuida renovable (GDR).....	17
Gráfica 4. Histórico estacional de la brecha de recursos	18
Gráfica 5. Curvas promedio horarias de demanda del SNI	19
Gráfica 7. Perspectivas de los precios de Diesel para generación eléctrica.....	23
Gráfica 8. Perspectivas de los precios de Búnker para generación eléctrica a valores nominales....	24
Gráfica 9. Perspectivas de los precios de Gas Natural para generación eléctrica	24
Gráfica 10. Composición sectorial de los UAEE	31
Gráfica 12. Proyecciones de potencia eléctrica por escenario.....	32
Gráfica 13. Despacho de energía del escenario BAU-A.....	43
Gráfica 14. Despacho de energía del escenario BAU-M	43
Gráfica 15. Despacho de energía del escenario PP-A.....	44
Gráfica 16. Despacho de energía del escenario PP-M	44
Gráfica 17. Despacho de energía del escenario TE-A.....	45
Gráfica 18. Despacho de energía del escenario TE-M	45
Gráfica 19. Composición de la generación acumulada en 2050 para escenarios BAU.....	46
Gráfica 20. Composición de la generación acumulada en 2050 para escenarios PP.....	47
Gráfica 21. Composición de la generación acumulada en 2050 para escenarios TE.....	48
Gráfica 22. Déficit de energía y Costo marginal de demanda para escenarios BAU	49
Gráfica 23. Déficit de energía y Costo marginal de demanda para escenarios PP	50
Gráfica 24. Déficit de energía y Costo marginal de demanda para escenarios TE	51
Gráfica 25. Participación de energía renovable para escenarios BAU	52
Gráfica 26. Participación de energía renovable para escenarios PP	52
Gráfica 27. Participación de energía renovable para escenarios TE	53
Gráfica 28. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas para escenarios BAU.....	53
Gráfica 29. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas para escenarios PP.....	54
Gráfica 30. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas para escenarios TE	54
Gráfica 31. Capacidad Instalada nueva de cada escenario	55
Gráfica 32. Capacidad Instalada nueva porcentual según tipo para cada escenario.....	56
Gráfica 33. Incorporación anual de capacidad instalada	56
Gráfica 34. Demanda atendida y costo de déficit del escenario CCC	57
Gráfica 35. Demanda atendida y costo de déficit del escenario CIN	57

ÍNDICE DE APÉNDICES

Gráfica A1. Comparativa del despacho de energía para los escenarios BAU	65
Gráfica A2. Comparativa del despacho de energía para los escenarios PP	66
Gráfica A3. Comparativa del despacho de energía para los escenarios TE.....	67
Gráfica B1. Variabilidad estocástica de la generación total por etapa de escenarios BAU.....	69
Gráfica B2. Variabilidad estocástica de la generación hidroeléctrica por etapa de escenarios BAU.	70
Gráfica B3. Variabilidad estocástica de la generación renovable por etapa de escenarios BAU.....	71
Gráfica B4. Variabilidad estocástica de la generación térmica por etapa de escenarios BAU.....	72
Gráfica B5. Variabilidad estocástica de la generación total por etapa de escenarios PP.....	73
Gráfica B6. Variabilidad estocástica de la generación hidroeléctrica por etapa de escenarios PP... ..	74
Gráfica B7. Variabilidad estocástica de la generación renovable por etapa de escenarios PP.....	75
Gráfica B8. Variabilidad estocástica de la generación térmica por etapa de escenarios PP.....	76
Gráfica B9. Variabilidad estocástica de la generación total por etapa de escenarios TE.....	77
Gráfica B10. Variabilidad estocástica de la generación hidroeléctrica por etapa de escenarios TE..	78
Gráfica B11. Variabilidad estocástica de la generación renovable por etapa de escenarios TE.	79



Gráfica B12. Variabilidad estocástica de la generación térmica por etapa de escenarios TE	80
Gráfica C1. Histórico de la Reserva Rodante Operativa (RRO).....	82
Gráfica C2. Histórico de la Reserva Rápida (RRa).	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de las metas del subsector eléctrico.....	21
Tabla 2. Listado de plantas nuevas adjudicadas en la Licitación Abierta PEG-4-2022.....	27
Tabla 3. Proyecciones de energía y potencia eléctrica por nivel y escenarios.....	33
Tabla 4. Capacidad acumulada de proyectos candidatos y planificados.....	34
Tabla 5. Listado de plantas candidatas.	34
Tabla 6. Criterios económicos para las plantas candidatas.	35
Tabla 7. Nomenclatura de escenarios de análisis.	39
Tabla 8. Cronograma de inicio operación comercial de plantas candidatas y costos de inversión... 40	
Tabla 9. Consumo acumulado de combustibles por escenario (2026–2050).....	55

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Marco legal y estructural del subsector eléctrico nacional.....	12
Ilustración 2. Políticas del Subsector Eléctrico.	13
Ilustración 3. Planes y Estrategias relacionadas al Subsector Eléctrico.	14
Ilustración 4. Esquema de Planeamiento.	28
Ilustración 5. Mapas de potencial energético.	29
Ilustración 6. Características de escenarios	38



ACRÓNIMOS

Instituciones y organismos	
Sigla	Nombre Completo
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
BANGUAT	Banco de Guatemala
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.,
IEA	International Energy Agency
INE	Instituto Nacional de Estadística
INSIVUMEH	Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología
IRENA	International Renewable Energy Agency
MEM	Ministerio de Energía y Minas
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OLACDE	Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
PSR	Planification Research Solutions

Conceptos	
Abreviatura	Definición
BAU	Business As Usual
CAPEX	Capital Expenditures o Gastos de Capital
CENS	Costo de la Energía No Suministrada
ENOS	El Niño-Oscilación del Sur
GDR	Generación Distribuida Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
MER	Mercado Eléctrico Regional
NCC	Normas de Coordinación Comercial
NCO	Normas de Coordinación Operativa
PEIG	Plan de Expansión Indicativo de Generación
PLP	Programación de Largo Plazo
RPD	Reserva por Desviaciones de Renovables
RRa	Reserva Rápida
RRO	Reserva Rodante Operativa
RRR	Reserva Rodante regulante
SDDP - OPTGEN	Stochastic Dual Dynamic Programming - Optimizer Generator
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
UAEE	Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía



Unidades de medida	
Símbolo	Significado
BBL	Baril
GWh	Gigavatio-hora
km	Kilómetro
kwh	kilovatio-hora
kWh/m ² /día	Kilovatios-hora por metro cuadrado por día
MMBTU	Millón de Unidades Térmicas Británicas
MtCO ₂ e	Millones de toneladas de CO ₂ equivalentes
MW	Megavatio
nom USD\$	Dólar Estadounidense (moneda) nominales
PIB	Producto Interno Bruto
Q	Quetzal (moneda)
TM	Toneladas Métricas
USD\$	Dólar Estadounidense (moneda)
USD\$/MWh	Dólares Estadounidenses por Megavatio-hora
USD/kW-año	Dólares Estadounidenses por Kilovatio-año

Abreviaturas del PEIG	
Abreviatura	Definición
BAU-A	Escenario tendencial con demanda alta
BAU-M	Escenario tendencial con demanda media
PP-A	Escenario de política pública con demanda alta
PP-M	Escenario de política pública con demanda media
TE-A	Escenario de transición energética con demanda alta
TE-M	Escenario de transición energética con demanda media
CCC	Escenario cambio climático con Demanda Alta
CIN	Escenario de indisponibilidades térmicas con Demanda Alta
SOLB-#	Plantas fotovoltaicas con baterías
Bunker ING	Bunker utilizado por Cogeneradores
Carbón ING	Carbón utilizado por Cogeneradores



PRESENTACIÓN

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2026 - 2050 (PEIG 2026–2050) define las bases para garantizar un suministro eléctrico seguro, competitivo y sostenible en Guatemala. Su propósito no se limita a aumentar capacidad, sino a transformar el sistema eléctrico hacia un modelo más seguro, resiliente, diversificado e inclusivo.

Con un horizonte al 2050, el plan pretende reducir la creciente brecha entre demanda y capacidad, la dependencia de combustibles fósiles y la vulnerabilidad climática, riesgos estructurales que deben atenderse con políticas oportunas y proyectos estratégicos.

Los escenarios analizados (tendencial, cumplimiento de políticas, transición energética y contingencias) muestran que la seguridad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) depende de acelerar la incorporación de plantas de generación, expandir reservas operativas y modernizar la infraestructura de transmisión. Asimismo, se resalta la urgencia de contar con mecanismos de flexibilidad, almacenamiento de energía, gestión de la demanda y cooperación regional para enfrentar la variabilidad del recursos.

Los planteamientos se han formulado en congruencia con la visión país del Plan Nacional de Desarrollo. La energía es un eje fundamental para el desarrollo económico, innovación tecnológica y sostenibilidad ambiental. Las recomendaciones invitan a fortalecer la inversión privada y pública, crear incentivos claros para tecnologías limpias, impulsar proyectos regionales y promover la formación de talento humano en nuevas energías, como hidrógeno verde y nuclear modular.

En conclusión, el PEIG 2026–2050 es un instrumento clave para la toma de decisiones que permitirá a Guatemala consolidar un sistema energético robusto, confiable y alineado con la transición energética justa global.



1. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

El Estado de Guatemala, comprometido con el desarrollo integral de la población, reconoce la electrificación como una urgencia nacional, conforme a lo establecido en el artículo 129 de la Constitución Política de la República de Guatemala. Este objetivo se encuentra respaldado por los planes estratégicos impulsados por el Gobierno, así como por las acciones coordinadas de los agentes y participantes del Mercado Mayorista, orientadas a garantizar el acceso oportuno, seguro y sostenible a la energía eléctrica.

La transformación del subsector eléctrico comenzó en 1996 con la promulgación de la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96), que estableció un marco legal sólido. Posteriormente, se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo No. 256-97) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo No. 299-98), conformando una estructura normativa robusta, complementada con normas y diversos procedimientos técnicos que han atendido los cambios del mercado eléctrico.

A continuación, se presentan las bases legales, identificando leyes, políticas y planes que han sido determinantes para consolidar un sistema eléctrico robusto a la fecha. También se ofrece un resumen de las metas nacionales en esta materia.

1.1. Fundamento Legal

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en su artículo 15 Bis (adicionado por el art. 6 del Acuerdo Gubernativo No. 69-2007), establece que el Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de un órgano técnico especializado y con la participación de las instituciones del mercado eléctrico nacional, deberá elaborar cada dos años el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, con un horizonte mínimo de diez años, aplicando criterios de eficiencia económica y garantía de suministro.

1.2. Dimensión Nacional: Leyes y Reglamentos del Sector Eléctrico

El subsector eléctrico se apoya en un marco político y jurídico sólido que abarca leyes, reglamentos, normas y políticas, proporcionando certeza jurídica a todos los actores y garantizando que la expansión y operación del sistema se realicen bajo principios de transparencia, eficiencia y sostenibilidad.

La Ley General de Electricidad, junto con otras disposiciones relacionadas, establece los principios, derechos y obligaciones que regulan la generación, transporte, distribución y comercialización de energía, brindando un marco legal que fomenta la inversión y protege el interés público. Los reglamentos precisan y operativizan estas disposiciones, definiendo procedimientos y criterios técnicos y administrativos que aseguran una aplicación uniforme y efectiva de la ley.



Las normas técnicas, de coordinación comercial y operativa complementan este esquema al fijar estándares para la planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico, garantizando calidad, confiabilidad y una interacción eficiente entre todos los participantes del mercado.

Ilustración 1. Marco legal y estructural del subsector eléctrico nacional.



Fuente: Elaboración propia.

1.3. Dimensión Regional: Coordinación del Mercado Eléctrico

La integración eléctrica centroamericana representa un componente estratégico para Guatemala, sustentada en los instrumentos regionales que coordinan la operación conjunta de los sistemas eléctricos a partir del acuerdo suscrito entre los países de la región, el “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central”, dando origen al Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se estableció el marco institucional y operativo que posibilita el intercambio de energía y la articulación regulatoria entre Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. A través de la infraestructura del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC), los países mantienen una interconexión física que habilita transacciones ecomómicas de energía entre mercados nacionales.

Aunque el Plan actual conserva un enfoque de autosuficiencia para garantizar la seguridad interna, la cooperación regional continúa siendo fundamental para fortalecer la competitividad y la resiliencia del sistema eléctrico, aportando beneficios directos para los usuarios, agentes y participantes de los siete mercados interconectados.

1.4. Políticas del subsector eléctrico

Las políticas constituyen instrumentos estratégicos que orientan las acciones del Estado y de los distintos actores del mercado hacia un desarrollo energético sostenible, competitivo y alineado con las necesidades del país. Actúan como hoja de ruta para definir prioridades, asignar recursos y establecer objetivos a corto, mediano y largo plazo, buscando la coherencia entre la planificación y la ejecución.

Estas directrices promueven la diversificación de la matriz de generación, impulsan una transición energética justa y el acceso universal a la electricidad, fomentan el uso eficiente de la energía y fortalecen la seguridad del abastecimiento. Además, integran criterios de sostenibilidad ambiental, inclusión social, género, y resiliencia ante los desafíos del cambio climático, garantizando que el crecimiento del sector energético contribuya al bienestar de la población y al desarrollo económico del país.

Ilustración 2. Políticas del Subsector Eléctrico.



Fuente: Elaboración propia.

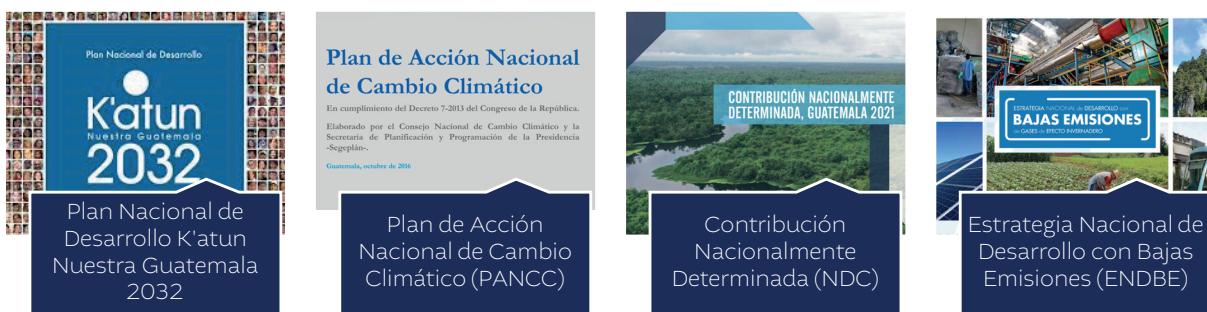
1.5. Compromisos hacia la transición energética justa

La transición energética justa implica transformar la forma en que se produce, distribuye y consume energía, garantizando un suministro seguro, asequible y sostenible. Este proceso debe asegurar acceso equitativo, tarifas razonables y oportunidades de desarrollo para toda la población, promoviendo la inclusión social y la reducción de impactos ambientales. Esta debe acompañarse de políticas sociales, mecanismos de apoyo y participación comunitaria que permitan una transformación inclusiva, equilibrada y sostenible en el largo plazo.

Guatemala ha asumido compromisos estratégicos que integran metas para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la participación de fuentes renovables y fortalecer la adaptación frente a los impactos del cambio climático, en línea con los objetivos de desarrollo nacional y los compromisos internacionales del país.

Estos compromisos establecen una visión a largo plazo que articula acciones en los ámbitos social, económico y ambiental. Asimismo, fomentan la cooperación interinstitucional y la participación de diversos actores para garantizar una transición energética justa, ordenada y orientada al bienestar de la población.

Ilustración 3. Planes y Estrategias relacionadas al Subsector Eléctrico.



Fuente: Elaboración propia.

1.6. Colección de documentación del subsector eléctrico

Garantizando la transparencia y el acceso a información relevante sobre el funcionamiento y desarrollo legal, se pone a disposición los documentos del subsector eléctrico mencionados en este capítulo. Estos documentos les permitirá realizar una evaluación más precisa y detallada del panorama eléctrico en el país. Se recomienda buscar información en los sitios oficiales por alguna actualización posterior a la publicación de este documento.



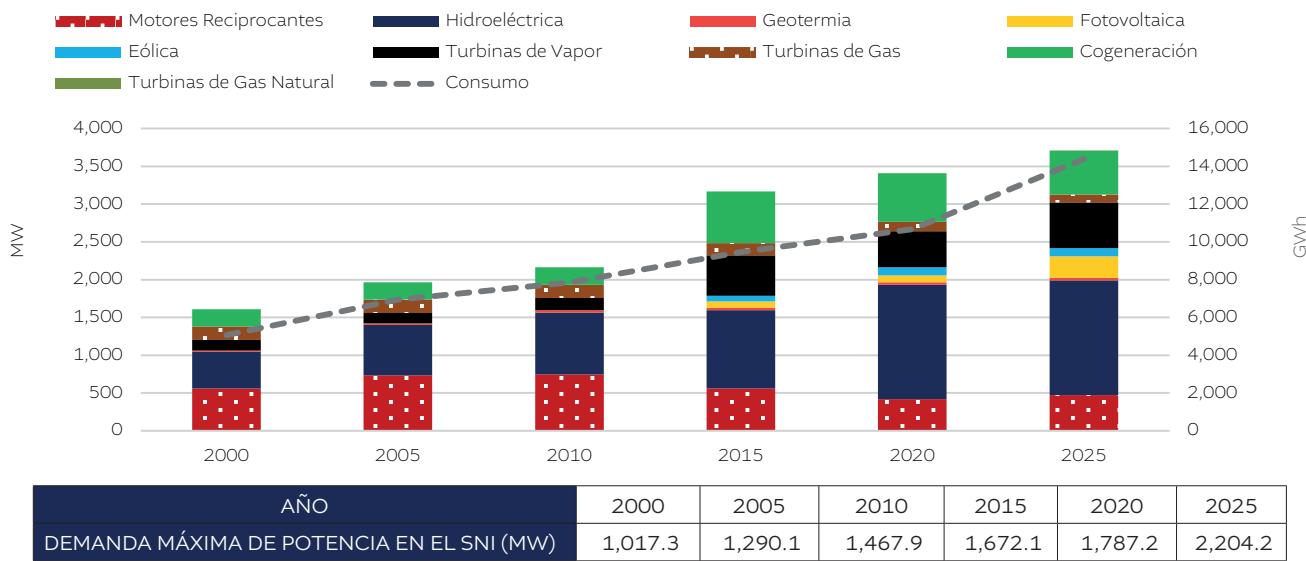
2. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA NACIONAL

El diagnóstico de la operación y evolución del Sistema Nacional Interconectado (SNI) requiere desagregar la información y evaluar las premisas que lo sustentan. Para resaltar los aspectos más relevantes, se presentan datos que abarcan desde la capacidad instalada efectiva y su desempeño mensual por tecnología, hasta la identificación de los meses críticos de estacionalidad y la evolución de los patrones horarios de la demanda. Esta aproximación puntual permite evidenciar cómo la disponibilidad de recursos y los hábitos de consumo determinan nuevas exigencias para el sistema eléctrico nacional, resaltando la necesidad de incorporar mayor flexibilidad, diversificación tecnológica y herramientas de planificación a corto y mediano plazo que garanticen un suministro confiable y sostenible.

2.1. Capacidad instalada efectiva

La evolución de la capacidad efectiva del SNI muestra un crecimiento en las dos últimas décadas, con incrementos poco significativos en varias tecnologías clave. A pesar de que la demanda ha mantenido un aumento constante, superando los 12,000 GWh desde 2023, la capacidad instalada no ha crecido al mismo ritmo.

Gráfica 1. Evolución de la capacidad efectiva (MW), demanda máxima de potencia (MW) y consumo de energía (GWh).



Fuente: Elaboración propia con información del AMM . *Datos de la Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW).

Algunos rasgos importantes se resumen a continuación: a) la participación de hidroeléctricas y la cogeneración con biomasa tuvieron un crecimiento importante, ralentizándose en los últimos años; b) los motores reciproca (a base de fuel oil o búnker) han ido a la

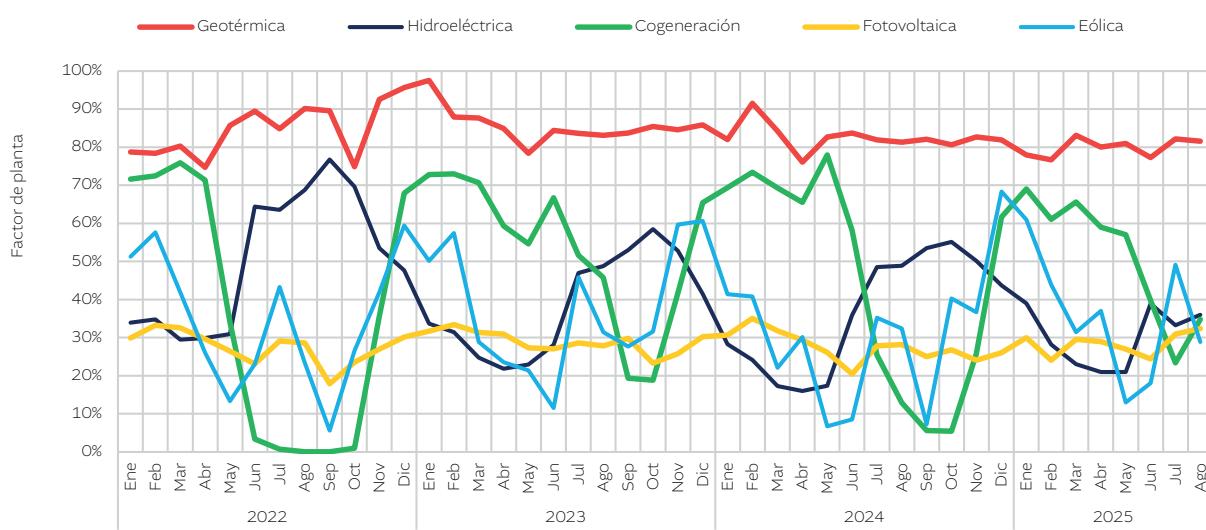
baja (algunos se han retirado por finalización de contratos y por menor competitividad); c) a partir de 2015 se da un importante crecimiento de la termoeléctrica convencional (a base de carbón y coque de petróleo); y d) la incorporación de nuevas tecnologías renovables y de respaldo flexible ha sido limitada. Se puede apreciar el surgimiento de una brecha creciente entre oferta y demanda disponible, lo cual representa un riesgo para la seguridad de suministro, especialmente en meses de baja hidrología y alta demanda.

2.2. Factores de planta por tecnología

El histórico de la matriz eléctrica por tecnología muestra que los factores de planta presentan una marcada estacionalidad, este comportamiento determina la capacidad real de cada fuente para contribuir al suministro, condicionando la operación del sistema y la planificación de reservas.

Entre 2022 y 2025 las hidroeléctricas alcanzan sus mayores factores de planta entre junio a septiembre, coincidiendo con la temporada lluviosa, mientras que en los meses secos (abril y mayo) su aporte se reduce drásticamente. La cogeneración, vinculada a la zafra azucarera, aporta de forma relevante entre noviembre a mayo, pero cae casi a cero en la época de no zafra (tendencia normal de la tecnología), sin embargo es convocada fuera de zafra en función del requerimiento del despacho. Este comportamiento revela que ambas tecnologías, aunque estacionales, tienden a complementarse en el calendario anual, de modo que la menor producción hidroeléctrica en meses secos coincide con la mayor participación de la cogeneración, contribuyendo a mitigar los riesgos de déficit por estacionalidad.

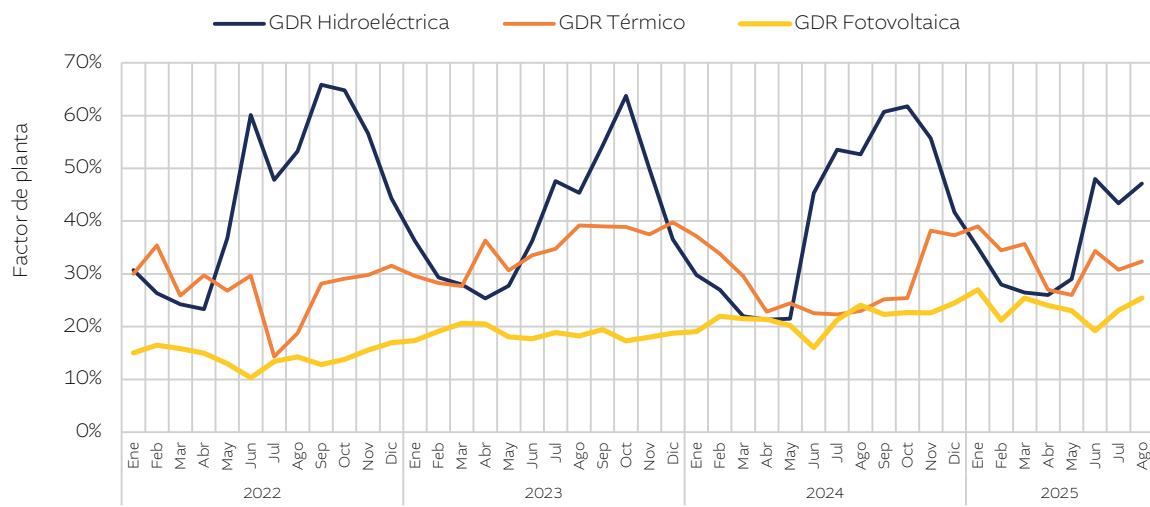
Gráfica 2. Histórico de los factores de planta para recursos renovables.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La generación eólica presenta picos significativos en los primeros meses del año y en noviembre a diciembre, con mínimos pronunciados a mediados de año. La fotovoltaica mantiene una producción más estable entre 18% a 35%, aunque con variaciones moderadas según la radiación estacional. Por otra parte, la geotermia se mantiene como la fuente más constante, con factores de planta superiores al 75 % durante todo el año. Este patrón evidencia la necesidad de complementar las renovables intermitentes y estacionales con tecnologías de respaldo flexible que garanticen la continuidad del suministro, especialmente en los meses críticos de baja hidrología y cogeneración.

Gráfica 3. Histórico de los factores de planta para la generación distribuida renovable (GDR).



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La Generación Distribuida Renovable (GDR) se ha convertido en un componente creciente de la matriz eléctrica, aportando desde instalaciones a pequeña escala con fuentes renovables cercanas a los centros de consumo. El histórico mensual permite identificar la estacionalidad de estos recursos y su papel en la reducción de pérdidas, diversificación tecnológica y como uno de los tantos mecanismos para el abastecimiento de demanda en el país.

Entre 2022 y 2025 los GDR hidroeléctrica presenta sus mayores aportes en los meses lluviosos, alcanzando picos de participación entre junio a octubre, mientras que en la época seca su contribución disminuye. La GDR fotovoltaica, en cambio, mantiene un aporte más estable durante todo el año entre los rangos de 10% a 27%. La GDR térmica, basada en fuentes renovables como biomasa y biogás, tiene un valor estratégico por el aprovechamiento de los recursos disponibles en distintas regiones del país, contribuyendo a diversificar la matriz y generar beneficios adicionales en términos de gestión de residuos y desarrollo local (entre 14% a 40%). En conjunto, estos recursos distribuidos refuerzan el sistema eléctrico y promueven un uso más eficiente de los recursos renovables nacionales. Actualmente la capacidad instalada de GDR hidroeléctrica es 100 MW, para los GDR fotovoltaica se alcanza 80.61 MW y para los GDR térmica 9.48 MW.

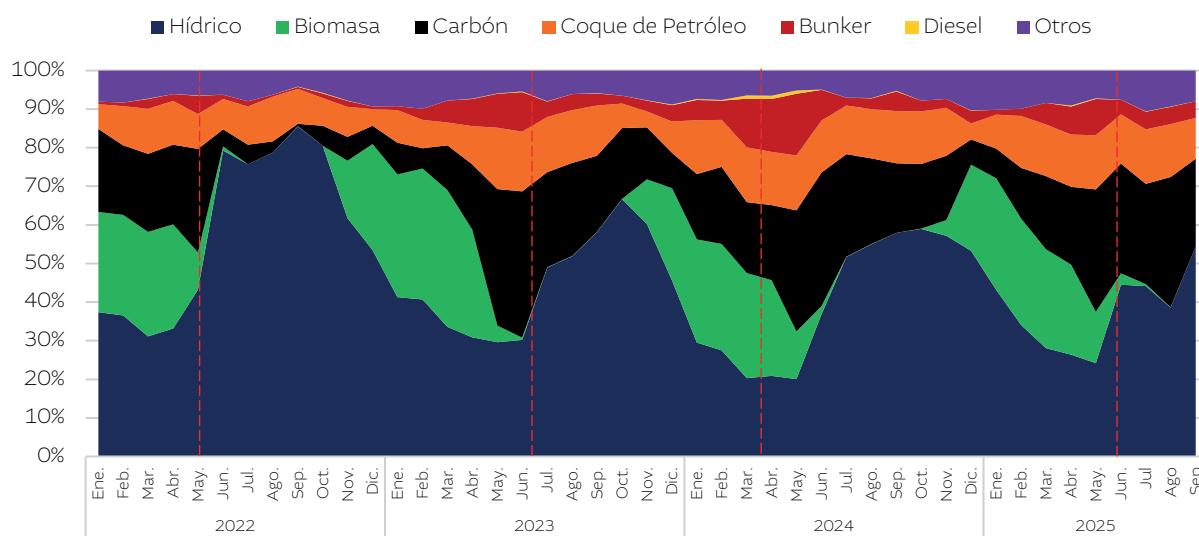
2.3. Meses críticos y estacionalidad de generación.

Los históricos de la estacionalidad de generación eléctrica por tecnología muestra que, en los meses lluviosos predomina la hidroelectricidad, mientras que en la época seca, cuando el recurso hídrico se reduce, aumenta la dependencia de fuentes térmicas y del aporte base que brindan los cogeneradores en temporada de zafra. Este comportamiento genera meses críticos en los que el sistema debe recurrir a plantas térmicas con la exposición a riesgos de suministro por disponibilidad y calidad del combustible.

En 2022, la participación hidroeléctrica llegó a 31.1 % en marzo y 33.1 % en abril, lo que elevó el uso de carbón (20–27 %) y coque de petróleo (11–12 %) en esos meses, pero alcanzó niveles altos de hasta 85.5 % en septiembre. En 2023, el comportamiento se repitió: en mayo, la hidroelectricidad bajó a 29.6 %, recurriendo a cubrir la demanda con carbón (35.4 %) y coque (15.9 %), mientras que el búnker alcanzó 8.8 % en junio.

Durante 2024, el 14 de marzo, se declaró Situación de Emergencia en el Sistema Nacional Interconectado, debido a los pronósticos de los efectos del fenómeno de El Niño, que anticipaban una reducción significativa en la producción hidroeléctrica. En el gráfico se evidencia que el déficit hídrico fue más marcado: en abril y mayo, la hidroelectricidad apenas representó 21 %, lo que incrementó la participación de carbón (31.4 % en abril) y búnker (16 % en mayo). Esta condición extraordinaria evidenció la vulnerabilidad del sistema ante eventos climáticos y la necesidad de contar con tecnologías de respaldo y estrategias de diversificación que mitiguen el riesgo de déficit energético.

Gráfica 4. Histórico estacional de la brecha de recursos.



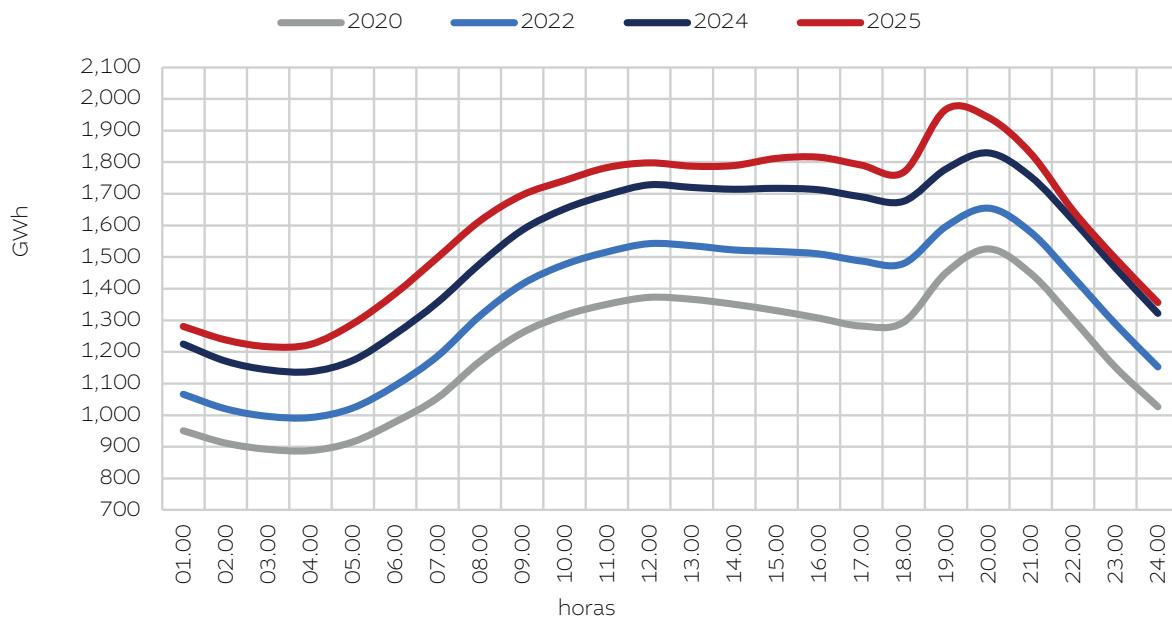
Fuente: Elaboración propia con información del AMM. *Otros: Geotermia, Eólica, Solar, Biogás, Syn-gas, Gas Natural.

Finalmente, en 2025, los datos muestran una recuperación hídrica moderada, aunque en abril la hidro descendió de 26.3 % a 24.2 % en mayo, esto fue solventado con el aporte de la biomasa (23.39% en abril y 13.28% en mayo) y con un aumento considerable del carbón (de 20.08 % en abril a 31.7 % en mayo) y del búnker (de 7.22% en abril a 9.3 % en mayo). En junio no se tuvo el crecimiento tendencial de las hidroeléctricas, esto por efectos del efectos del Fenómeno ENOS en condición neutra, lo que refuerza la persistencia de los meses críticos en el segundo y tercer trimestre del año. En conjunto, estos resultados evidencian que los períodos de marzo a mayo son los más vulnerables en todos los años analizados, pero ahora de junio a agosto están reflejando condiciones atípicas.

2.4. Cambios en patrón horario de demanda.

Los históricos horarios de demanda entre 2018 y 2025 muestran la evolución del consumo eléctrico en SNI, donde cada año se observa la variación horaria promedio, lo cual permite identificar tendencias en los picos de carga, las horas de menor consumo y los cambios estructurales que acompañan el crecimiento económico y social.

Gráfica 5. Curvas promedio horarias de demanda del SNI.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La comparativa muestra un crecimiento sostenido de la demanda en todas las horas del día. En las horas de menor consumo (03:00–04:00), la demanda pasó de 853 MW en 2018 a más de 1,220 MW para 2025, lo que refleja un incremento de casi 45 % incluso en la base nocturna. El pico histórico se consolida en el horario nocturno: a las 20:00 horas, la demanda aumentó de 1,540 MW en 2018 a más de 1,940 MW para 2025, un crecimiento superior a 400 MW. Asimismo, en la franja laboral (08:00–17:00), la curva muestra un ascenso consis-



tente, con valores de 1,170 MW en 2020 a las 08:00 frente a 1,615 MW en 2025, siendo un alza de más de 440 MW en solamente 5 años. Por lo tanto, la curva horaria de carga presenta un patrón cada vez más plano, con incrementos tanto en horas valle como en horas pico, lo cual resalta la necesidad de contar con mayor capacidad flexible y recursos de respaldo para atender un sistema creciente con seguridad y sostenibilidad.

2.5. Módulos Estadísticos.

Se pone a disposición los Módulos Estadísticos en el portal web oficial del MEM, que reúne datos clave para comprender el desempeño y la evolución del subsector eléctrico. A través de este módulo, podrá consultar información actualizada y detallada, este recurso constituye una herramienta para investigadores, autoridades, inversionistas y público en general, permitiendo realizar análisis técnicos, económicos y ambientales que faciliten la toma de decisiones informadas.



3. PREMISAS Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

3.1. Metas y objetivos nacionales.

Se cuenta con metas definidas en el marco de diversas políticas y planes nacionales, las cuales responden a los ejes estratégicos establecidos en cada instrumento de planificación. A continuación, el extracto literal de estas metas con sus ejes de desarrollo.

Tabla 1. Resumen de las metas del subsector eléctrico.

Meta	Eje de Desarrollo
Política Energética 2013 - 2027	
Alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables.	
Promover la inversión en generación de 500 MW de energía renovable.	
Incrementar la red en 1,500 km de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje que faciliten el abastecimiento de la demanda y permitan aprovechar los recursos renovables.	Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos
En el marco del MER, convertir a Guatemala en la planta regional que llegue a exportar por lo menos 300 MW a la región.	
Aprovechar la interconexión con México para la importación de energía a precios competitivos por lo menos 200 MW y la exportación de excedentes de capacidad por lo menos 150 MW.	
Contar con al menos una terminal de almacenamiento de gas natural.	Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos
Promover el aprovechamiento de las reservas de gas natural en un 25%.	Exploración y explotación de reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional
Fomentar en el sector industria y comercio el ahorro de consumo y de energía a un 25%.	Ahorro y uso eficiente de la energía
Política de electrificación rural 2020-2050	
Alcanzar el 99% de cobertura eléctrica nacional antes del año 2032.	Electrificación Rural
Política Nacional de Eficiencia Energética 2023-2050	
En el largo plazo el 80 % de los sectores industrial, residencial, transporte, comercio y servicios, tienen fácil acceso a tecnologías eficientes.	Acceso a tecnología eficiente
Al 2032 se han generado las condiciones legales, técnicas, sociales y comerciales necesarias para que en Guatemala el 15% del parque vehicular sea constituido por vehículos eléctricos.	
Política General de Gobierno 2024-2028	
Universalización de la energía eléctrica a partir de proyectos comunitarios	Vivienda digna

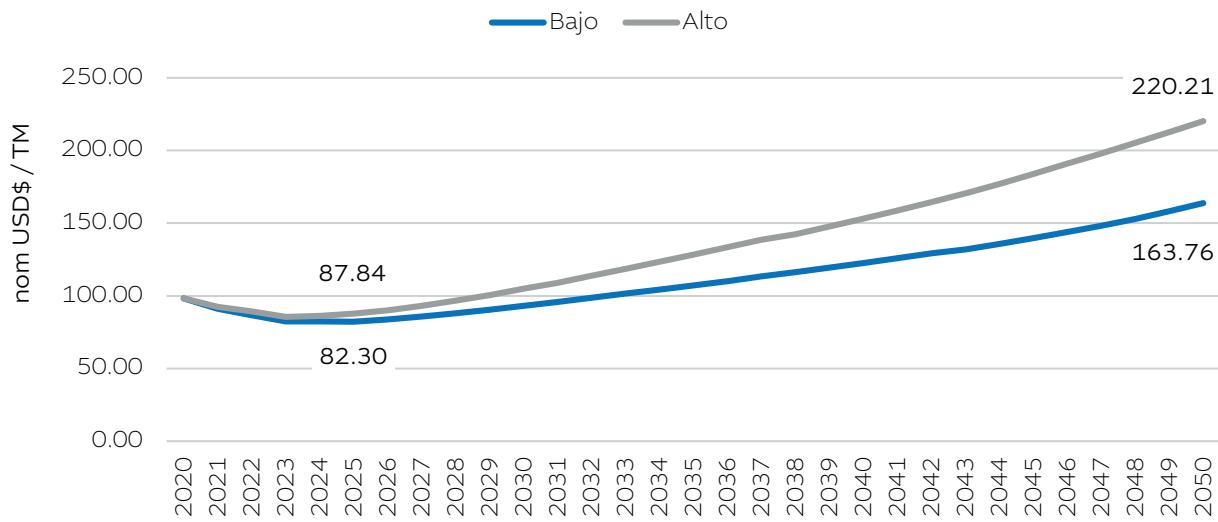
Fuente: Elaboración propia con información del MEM.

En el presente plan se contemplan distintas aristas que sirven de base para los criterios de planificación, orientando la definición de escenarios y la priorización de medidas. Los indicadores económicos, climáticos, sociales y del mercado mayorista constituyen la base analítica para la construcción de los escenarios indicativos de expansión del PEIG 2026–2050. Estos insumos permiten definir la proyección de la demanda, la evolución de los precios de combustibles para generación térmica, y las tendencias de consumo asociadas a cambios climáticos y patrones sociales. Asimismo, orientan la selección y priorización de plantas candidatas, considerando la incorporación de nuevas tecnologías y los plazos requeridos para cumplir metas nacionales e internacionales. Todos estos parámetros se integran en el modelado del SDDP–OPTGEN, asegurando que las simulaciones reflejen condiciones realistas de operación, costos, variabilidad climática, disponibilidad de recursos y requerimientos de mercado, lo cual fortalece la consistencia técnica del plan y su capacidad de anticipar riesgos y necesidades del sistema eléctrico. A continuación, se presentan algunos de los indicadores considerados.

3.2. Indicadores económicos.

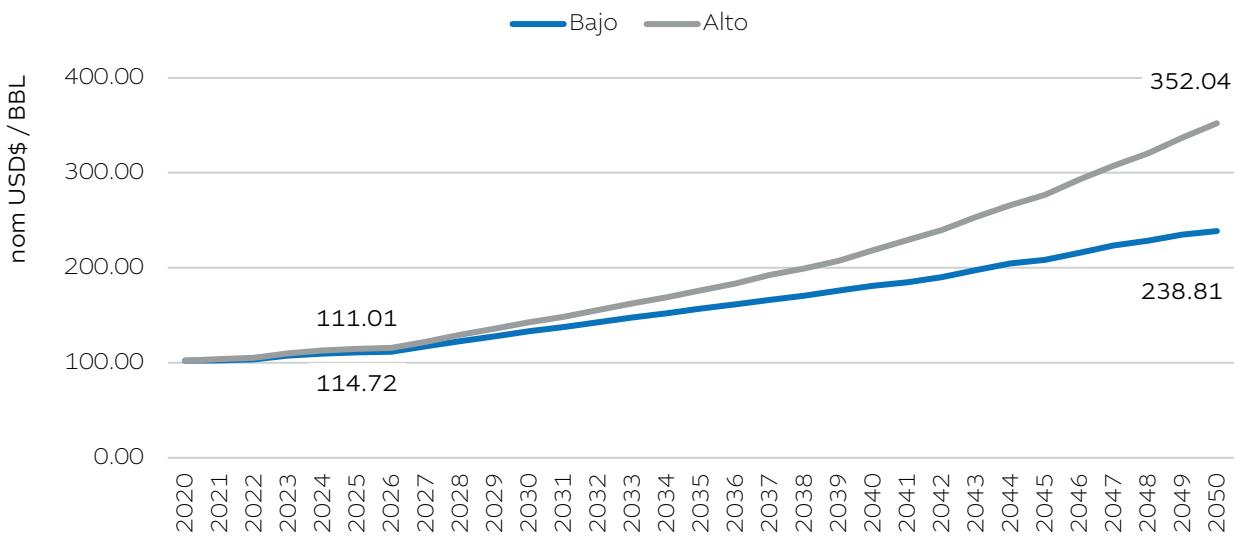
- * El PIB real presenta un crecimiento sostenido, pasando de Q416,383 millones en 2013 a un rango proyectado entre Q629,533 y Q641,761 millones para 2025. De igual manera, el PIB nominal refleja una tendencia ascendente, al aumentar de Q416,383 millones en 2013 a un valor proyectado entre Q935,242 y Q952,955 millones para 2025.
- * El tipo de cambio (USD\$) se muestra estable en las últimas dos décadas, con un rango de Q7.30 a Q8.18/USD\$, valor de referencia 2024: Q7.78/USD\$.
- * La IEA (International Energy Agency) proyecta los precios en valores nominales de los combustibles para la generación eléctrica, se toman los valores del diésel, bunker, carbón y gas natural. Se requiere una visión estratégica que considere los precios de combustibles, sostenibilidad y seguridad del suministro, impulsando la diversificación, la adopción de tecnologías eficientes y garantizar competitividad y acceso justo a la energía.

Gráfica 6. Perspectivas de los precios de Carbón Térmico para exportaciones.



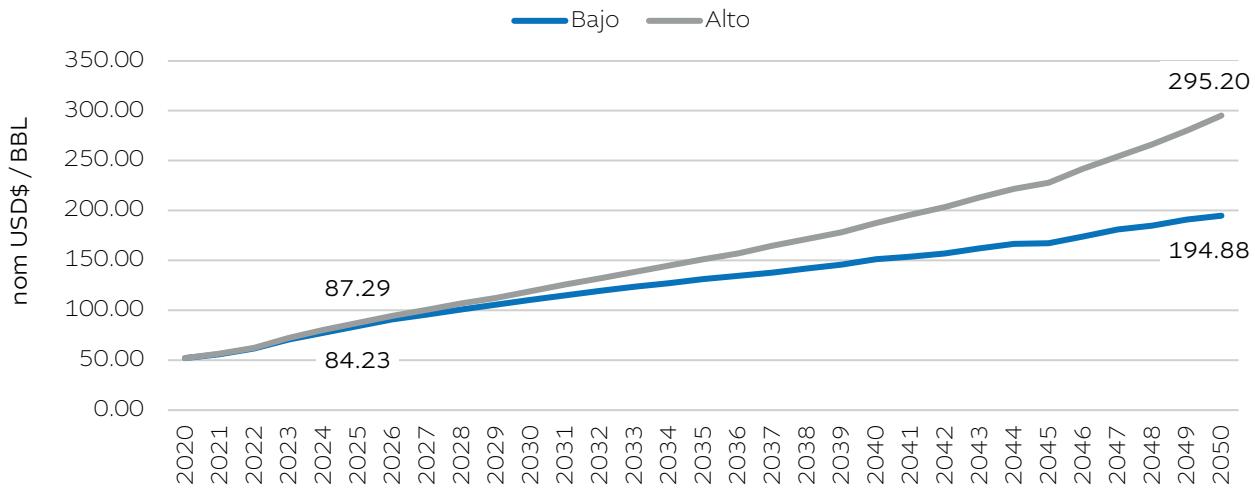
Fuente: Elaboración propia con información de EIA Annual Energy Outlook.

Gráfica 7. Perspectivas de los precios de Diesel para generación eléctrica.



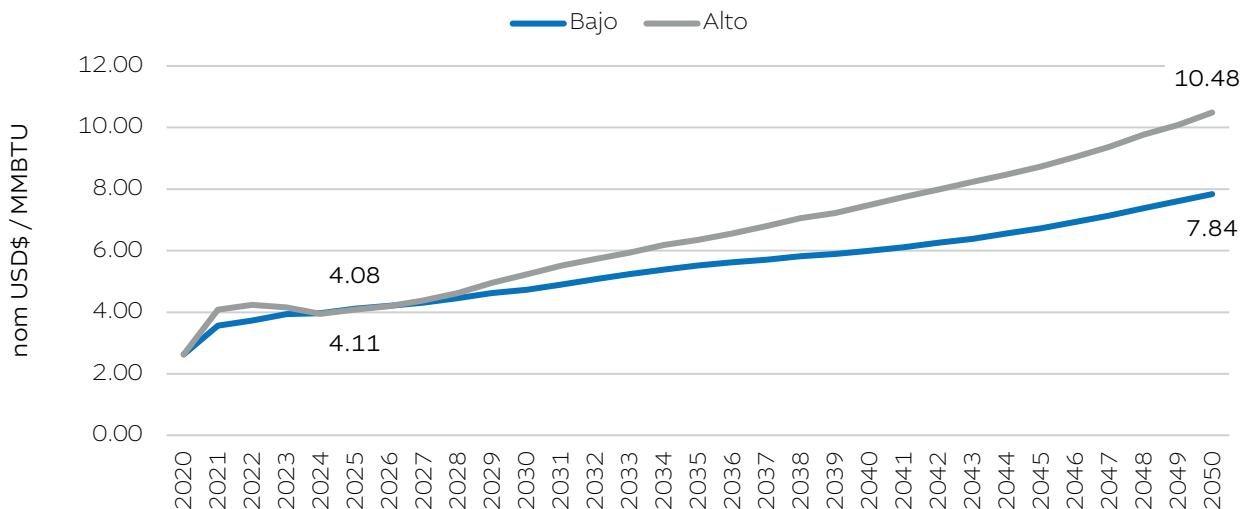
Fuente: Elaboración propia con información de EIA Annual Energy Outlook.

Gráfica 8. Perspectivas de los precios de Búnker para generación eléctrica a valores nominales.



Fuente: Elaboración propia con información de EIA Annual Energy Outlook.

Gráfica 9. Perspectivas de los precios de Gas Natural para generación eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información de EIA Annual Energy Outlook.

3.3. Indicadores climáticos

- * Entre 2013 y 2014 para el Fenómeno ENOS, predominó una fase neutra; de 2014 a 2016 se registró El Niño intenso; entre 2016 y 2022 alternaron fases Neutra y La Niña; en 2023 se presentó nuevamente El Niño fuerte; y entre 2024 y 2025 se observa una transición hacia condiciones neutras y posteriormente La Niña. El ENOS evidencia un comportamiento cíclico y variable.
- * El comportamiento del embalse de Chixoy refleja una alta sensibilidad a las fases climáticas, ya que en años con condiciones neutras o La Niña débil (2017, 2018 y 2020) el almacenamiento mostró descensos estacionales durante la época seca (valores entre 2.9 % a 9.4%), pero con rápida recuperación, alcanzando valores cercanos al 100 % en la segunda mitad del año. En contraste, durante episodios de El Niño fuerte (2023 y 2025), se observaron descensos más prolongados y severos: en 2023 el nivel cayó hasta 5.4 %, mientras que en 2025 pasó de 97.8 % a apenas 1.5 %, evidenciando la vulnerabilidad del embalse a la escasez hídrica.

3.4. Indicadores sociales de consumo

- * A partir de 2010 se empieza a notar el impacto del calor en el consumo de energía eléctrica por el uso creciente de aire acondicionado y ventiladores; desde 2016 la estacionalidad se intensifica, y a partir de 2021 se consolidan picos históricos en los meses de mayor temperatura.
- * La cobertura eléctrica supera el 80 % en la mayoría de los departamentos; sin embargo, la brecha pendiente representa una demanda futura por abastecer.
- * La electromovilidad muestra un crecimiento acelerado, con el parque de vehículos eléctricos enchufables pasando de 689 unidades en 2022 a más de 3,600 en 2025.
- * Dentro del consumo per cápita de electricidad anual, en Guatemala se mantiene en promedio desde 2020 a 2024 de 693 kWh/habitante, reflejando espacio de crecimiento asociado al desarrollo social (valor aproximado, no considerarse definitivo).

3.5. Indicadores de mercado mayorista

- * La capacidad instalada de Generación Distribuida Renovable (GDR) muestra un crecimiento sostenido desde 2009, con una aceleración notable a partir de 2015 y un repunte significativo en 2024, creciendo de 7.51 MW a más de 160 MW.
- * La capacidad de los Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE) ha mostrado un crecimiento sostenido desde 2015, con un incremento notable a partir de



2020, alcanzando en 2025 más de 14,000 usuarios acumulados entre las distribuidoras, lo que refleja el posicionamiento de esta figura dentro del mercado eléctrico.

- * El factor de carga del SNI registro el valor más bajo en febrero de 2015, con 63%, periodo donde se contaba con más oferta. En contraste, el valor más alto se alcanzó en agosto de 2024, con un 81%.
- * El histórico de los costos variables de generación por tecnología evidencia contrastes significativos entre unidades, donde la cogeneración refleja una fuerte estacionalidad asociada a la zafra (comportamiento normal de la tecnología), mientras que turbinas de gas, turbinas de vapor y motores reciprocares presentan operaciones estables a lo largo del año diferenciándose por rangos de eficiencia.
- * Guatemala pasó de ser un exportador neto de energía eléctrica entre 2013 y 2018 a requerir importaciones en 2019, reflejando mayor presión del consumo interno, variabilidad climática y la necesidad de reforzar la generación local.
- * Se prioriza exclusivamente el abastecimiento de la demanda nacional, no se consideran importaciones de energía, lo cual permite evaluar escenarios de autosuficiencia y autonomía en el suministro eléctrico.

Dentro de los indicadores del mercado mayorista se integra la visión que gestiona el AMM a través de la Programación de Largo Plazo (PLP) 2025-2026. Esta complementariedad permite vincular las señales inmediatas de precios, disponibilidad y servicios complementarios con las proyecciones de expansión de la generación y las reservas, asegurando coherencia entre la operación presente y las necesidades estratégicas del futuro del SNI.

- * Para los valores de los servicios complementarios, RRR, RRO y RRa, se han mantenido los porcentajes establecidos en las Normas de Coordinación vigentes y según las condiciones de cada año estacional.
- * Para el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), se toman los valores publicados en la PLP 2025-2026 del AMM, que inicia con 306.22 USD\$/MWh hasta 1,913.88 USD\$/MWh.
- * Se toma en cuenta las indisponibilidades y mantenimientos históricos y los publicados en la PLP 2025-2026 del AMM.
- * Se toma en cuenta las proyecciones de generación de energía y potencia contenidos en la base de datos de la planificación de la operación publicados junto con la PLP 2025-2026 del AMM. Para los próximos años es necesario realizar las actualizaciones pertinentes y debe considerarse que la evolución del factor de carga de la demanda que ha ido creciendo en los últimos años.



- * Los resultados de los flujos de carga de la PLP 2025–2026, que muestran nodos fuera de sus límites operativos, subrayan la urgencia de reforzar el SNI en generación, transmisión y distribución para evitar vulnerabilidades y asegurar la continuidad del servicio.

3.6. Plantas planificadas

Las plantas adjudicadas en la Licitación Abierta PEG-4-2022 fueron incorporadas directamente en el modelo conforme a las condiciones establecidas en sus contratos: fechas de entrada en operación, capacidades, tecnologías y ubicaciones; según lo publicado en la Resolución CNEE-196-2023. Estas unidades no se incluyen en la Tabla 8. Cronograma de inicio operación comercial de proyectos propuestos, dado que no forman parte de las decisiones de expansión evaluadas por el plan; su incorporación al SNI ya está garantizada contractualmente y, por lo tanto, se consideran como proyectos planificados dentro de la base del modelamiento.

Tabla 2. Listado de plantas nuevas adjudicadas en la Licitación Abierta PEG-4-2022.

Agente	Año inicio	Recurso	Potencia adjudicada en MW
Tierra del Sol, S. A.	2028	coque de petróleo y solar	33.9
Energía Limpia de Guatemala	2026	hidro y solar	10
Alternativa de Energía Renovable	2028	hidro y solar	5.9
Alternativa de Energía Renovable	2028	hidro y solar	12.5
Hidroeléctrica Rio Hondo	2026	hidro	32
Tierra del Sol	2026	solar	1.59
Cox Energy Guatemala, S. A.	2028	solar	38.41
City Petén	2026	gas natural	10.7
Innova Energy, S. A.	2026	gas natural	33
Biomass Energy	2026	carbón, biomasa y solar	25
Renace	2028	hidro, solar y eólica	60

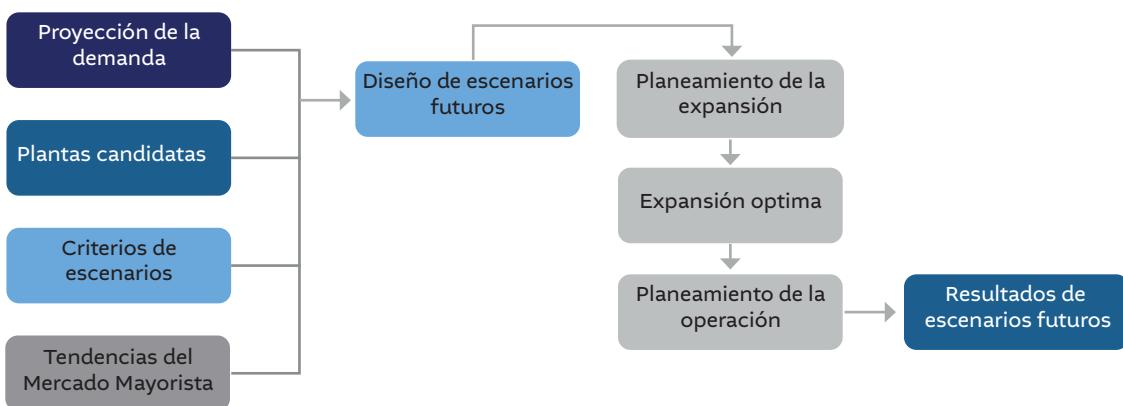
Fuente: Elaboración propia con información de la CNEE.

4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

4.1. Metodología

La planificación considera variables clave para decisiones futuras que aseguren seguridad energética y optimización de recursos. La estimación de la demanda futura se construye a partir de la evolución histórica de la energía y la potencia máxima registrada. Se consideran factores sociales y económicos como el índice de acceso a la energía eléctrica, las proyecciones de población, el crecimiento del PIB, así como la incorporación de vehículos eléctricos y medidas de eficiencia energética.

Ilustración 4. Esquema de Planeamiento.



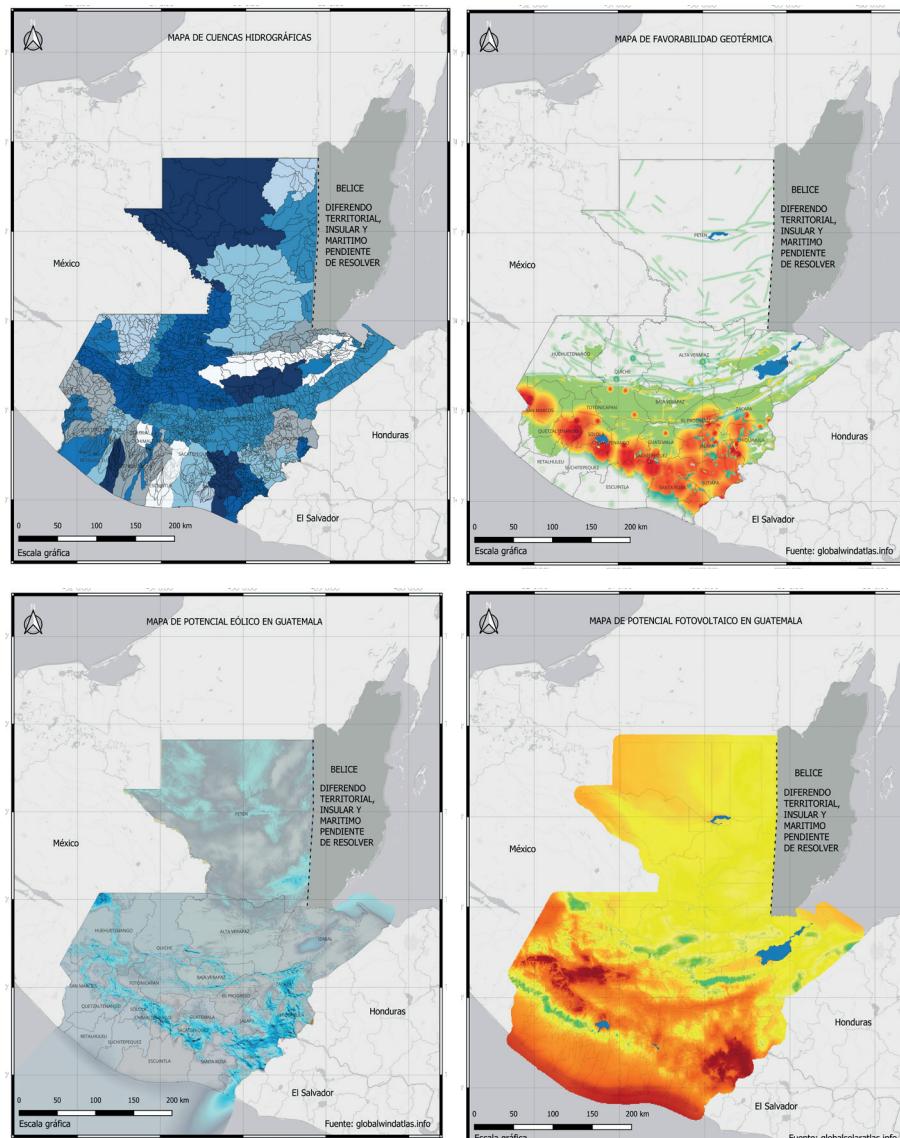
Fuente: Elaboración propia.

La definición de las tecnologías y proyectos que pueden incorporarse al sistema se coteja con los mapas de potencial energético (hidro, solar, eólico, geotérmico), con información de agentes y tendencias de tecnologías instaladas en el parque generador. También se toma en cuenta la ubicación de áreas protegidas, áreas inundables y fallas geológicas. A continuación un breve resumen de los potenciales, disponibilidades y aprovechamientos:

- * Se estima que el potencial hidroeléctrico de Guatemala es de 6,000 MW, quedando disponible 4,482 MW.
- * Se estima que el potencial geotérmico de Guatemala es de 966 MW, quedando disponible 929 MW.
- * El potencial eólico de Guatemala ha sido estimado en 700 MW, quedando disponible 590 MW.

- * El potencial de generación con energía solar total aún no ha sido estimado, pero podría superar los 10 GWh anuales. Sin embargo, para un día promedio en Guatemala ha sido estimado en 5.3 kWh/m² /día.
- * El potencial con bioenergía de Guatemala aún no ha sido estimado, pero actualmente se tienen 615 MW aprovechados.
- * El potencial con gas natural de Guatemala aún no ha sido estimado, pero actualmente se tienen 15 MW aprovechados.

Ilustración 5. Mapas de potencial energético.



Fuente: Insumos del MEM.

El diseño de escenarios futuros responde a lineamientos de política pública y a las metas nacionales e internacionales de bajas emisiones y acceso a energía sostenible. Se incluyen además los impactos de adversidades climáticas (como El Niño y La Niña), las tendencias tecnológicas y las proyecciones de precios de combustibles. Estos criterios permiten evaluar distintos caminos de expansión bajo supuestos convencionales.

El mercado mayorista incorpora variables clave para la planificación del sistema, entre ellas las curvas monótonas anuales de demanda horaria, los servicios complementarios, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) y la programación de mantenimientos e indisponibilidades de plantas. Asimismo, el análisis considera la composición y evolución del parque de generación eléctrica, los cambios en los patrones de consumo y la variabilidad de los factores de planta, siendo elementos que influyen directamente en la operación y en las decisiones de expansión del sistema.

4.1.1. Herramientas de modelamiento

Para el desarrollo de la expansión optima y planeamiento de la operación, se utilizaron los softwares:

- * SDDP: modelo de programación dinámica dual estocástica, que simula la operación del sistema al largo plazo minimizando costos de operación con base en caudales, combustibles, características de plantas y demanda.
- * OPTGEN: herramienta para definir la expansión óptima de generación, equilibrando oferta y demanda con criterios de costo, evaluando inversiones, costos operativos y el déficit de energía.

4.2. Comportamiento de la demanda de potencia y energía

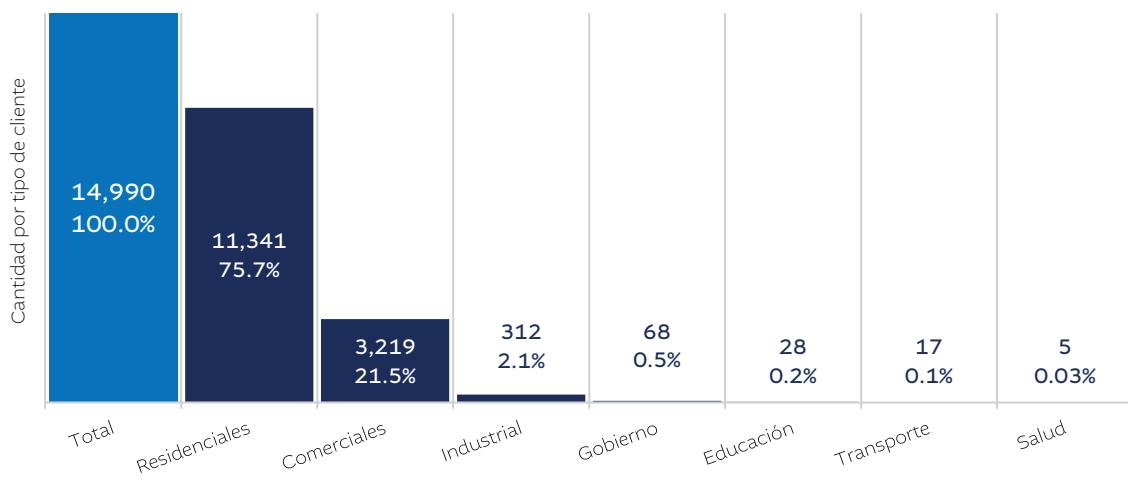
La demanda de potencia y energía futura permite priorizar y dimensionar inversiones con años de antelación, evitar sobrecostos y alinear las medidas de resiliencia y seguridad con la evolución del sistema.

4.2.1. Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía

En 2025 se registraron más de 14,000 UAEE a nivel nacional, lo que confirma que el autoabastecimiento es ya una práctica extendida en varios sectores y anticipa una adopción creciente. La expansión de los UAEE beneficia al SNI al acercar la generación al punto de consumo y reduciendo pérdidas técnicas. En conjunto, este crecimiento consolida a los UAEE como un actor estratégico para la modernización y eficiencia del sistema eléctrico nacional.



Gráfica 10. Composición sectorial de los UAEE.



Fuente: Elaboración propia con información de EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

4.2.2. Proyección de la demanda de potencia y energía

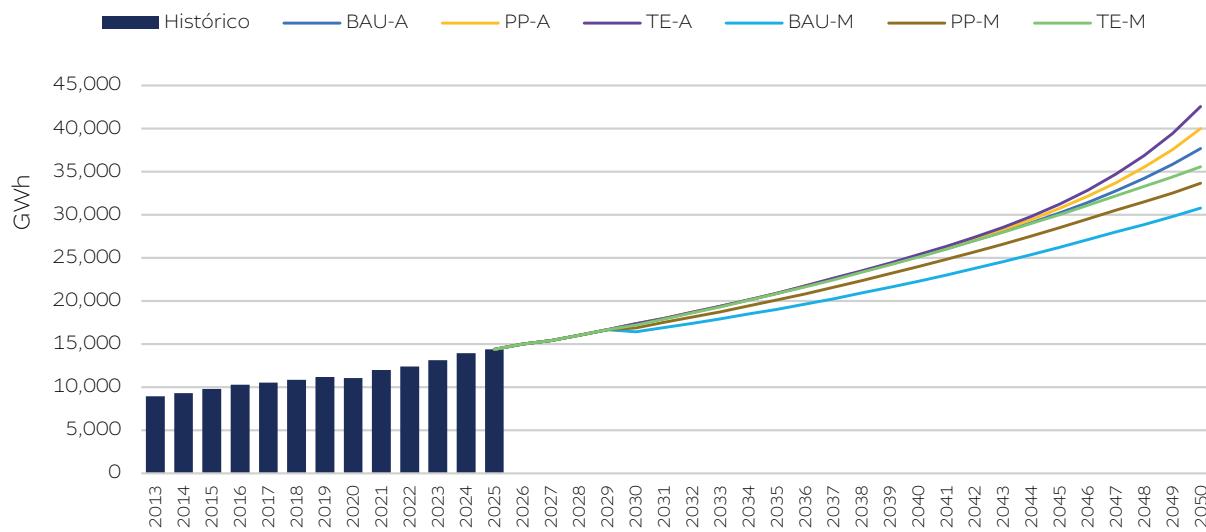
La estimación de la demanda eléctrica se desarrolló mediante un enfoque metodológico integral basado en regresión multivariable, combinando modelos de tendencia y análisis econométricos. Esta aproximación permite analizar tanto las series históricas como las relaciones entre variables económicas, robusteciendo la consistencia de las proyecciones sectoriales y ofreciendo un análisis sólido de los escenarios de largo plazo. Para este estudio, se han considerado únicamente escenarios de demanda media y alta.

A diferencia de otras planificaciones que consideran escenarios de demanda baja, media y alta, en esta ocasión se optó por trabajar únicamente con dos proyecciones, media y alta, sobre las cuales se aplicaron variaciones puntuales asociadas a factores específicos. Entre estos destacan los efectos de las medidas de eficiencia energética, la electrificación rural conectada al SNI (excluyendo sistemas aislados) y el crecimiento progresivo de la electromovilidad. Si bien estos elementos generan ajustes en la curva de demanda a lo largo del horizonte, no modifican de forma significativa la tendencia global de consumo, lo que explica la similitud tendencial observada entre los escenarios de BAU, Políticas Públicas y Transición Energética (se explicarán más adelante).

A partir de estos cálculos se identifican las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica (generación, transmisión, subestaciones y redes de distribución). En un contexto marcado por la conflictividad social, los desafíos en el desarrollo de proyectos, los prolongados plazos de adquisición de equipos importados, los procesos de financiamiento y los desafíos administrativos, contar con diversas estimaciones permite definir plazos y disponer del tiempo mínimo necesario para planificar y ejecutar la construcción de los proyectos requeridos.



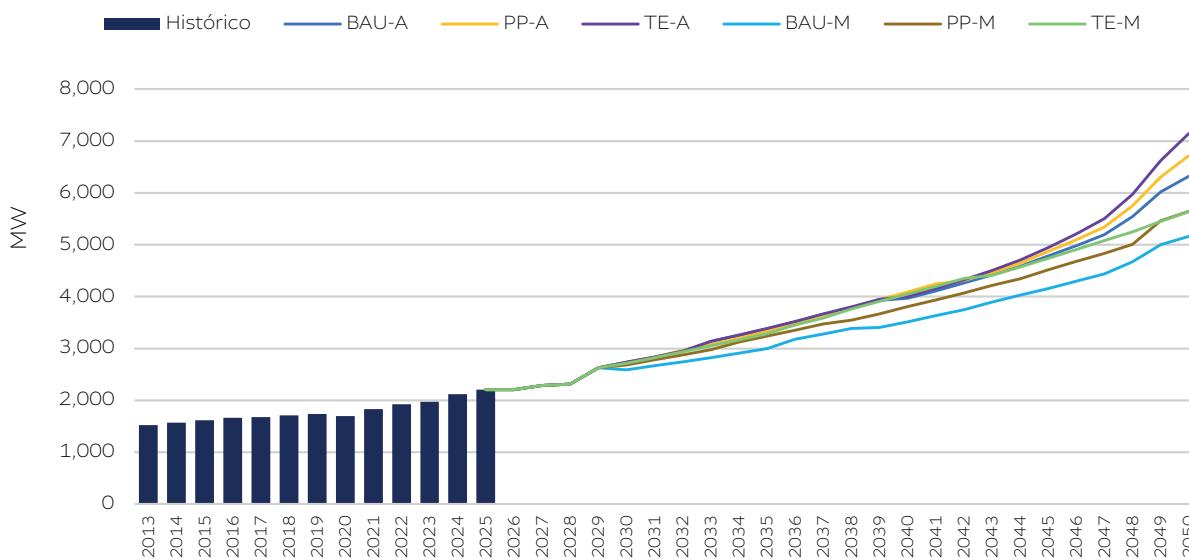
Gráfica 11. Proyecciones de energía eléctrica por escenario.



Fuente: Elaboración propia.

A = Demanda Alta; M = Demanda Media.

Gráfica 12. Proyecciones de potencia eléctrica por escenario.



Fuente: Elaboración propia.

A = Demanda Alta; M = Demanda Media.

Tabla 3. Proyecciones de energía y potencia eléctrica por nivel y escenarios.

Año	Demanda de energía GWh						Demanda de potencia MW					
	Alta			Media			Alta			Media		
	BAU	Política Pública	Transición Energética	BAU	Política Pública	Transición Energética	BAU	Política Pública	Transición Energética	BAU	Política Pública	Transición Energética
2026	15,001	15,001	15,001	15,001	15,001	15,001	2,205	2,205	2,205	2,205	2,205	2,205
2027	15,417	15,417	15,417	15,417	15,417	15,417	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285
2028	16,027	16,027	16,027	16,027	16,027	16,027	2,312	2,312	2,312	2,312	2,312	2,312
2029	16,671	16,671	16,671	16,671	16,671	16,671	2,626	2,626	2,626	2,626	2,626	2,626
2030	17,363	17,363	17,363	16,398	16,878	17,198	2,736	2,736	2,736	2,588	2,682	2,714
2031	17,973	17,974	17,975	16,897	17,497	17,897	2,832	2,836	2,833	2,667	2,780	2,824
2032	18,669	18,672	18,674	17,394	18,114	18,594	2,946	2,960	2,947	2,745	2,878	2,934
2033	19,377	19,382	19,386	17,910	18,750	19,310	3,138	3,080	3,140	2,823	2,979	3,047
2034	20,108	20,118	20,125	18,468	19,428	20,068	3,257	3,200	3,259	2,911	3,126	3,167
2035	20,878	20,893	20,905	19,035	20,115	20,835	3,381	3,340	3,386	3,000	3,237	3,288
2036	21,705	21,728	21,746	19,617	20,817	21,617	3,515	3,496	3,522	3,177	3,350	3,456
2037	22,566	22,599	22,627	20,246	21,566	22,446	3,655	3,648	3,665	3,279	3,470	3,588
2038	23,394	23,442	23,485	20,907	22,347	23,307	3,789	3,797	3,804	3,386	3,543	3,763
2039	24,256	24,326	24,389	21,590	23,150	24,190	3,929	3,940	3,950	3,407	3,670	3,905
2040	25,157	25,257	25,347	22,275	23,955	25,075	3,970	4,091	4,000	3,515	3,808	4,048
2041	26,057	26,198	26,327	23,008	24,808	26,008	4,112	4,243	4,155	3,631	3,933	4,199
2042	27,004	27,200	27,384	23,766	25,686	26,966	4,262	4,312	4,321	3,751	4,072	4,353
2043	28,004	28,275	28,535	24,547	26,587	27,947	4,419	4,462	4,503	3,892	4,215	4,410
2044	29,067	29,440	29,806	25,355	27,515	28,955	4,587	4,646	4,704	4,031	4,342	4,569
2045	30,205	30,715	31,226	26,211	28,491	30,011	4,789	4,870	4,950	4,155	4,517	4,736
2046	31,430	32,127	32,836	27,101	29,501	31,101	4,983	5,093	5,206	4,297	4,677	4,908
2047	32,763	33,708	34,690	27,982	30,502	32,182	5,194	5,344	5,500	4,436	4,836	5,079
2048	34,225	35,504	36,859	28,866	31,506	33,266	5,543	5,750	5,970	4,675	5,009	5,250
2049	35,845	37,570	39,433	29,768	32,528	34,368	6,019	6,308	6,621	4,998	5,462	5,449
2050	37,659	39,979	42,535	30,750	33,630	35,550	6,323	6,713	7,142	5,163	5,647	5,636

Fuente: Elaboración propia. *Los datos del 2026-2029 son los publicados en la PLP 2025-2026 del AMM.

4.3. Plantas candidatas

El listado de plantas candidatas se conformó con base a información confidencial pero realista, priorizando aquellos proyectos con alta probabilidad de instalación. Cada proyecto fue sometido a un análisis individual considerando aspectos técnicos, económicos y ambientales. Como resultado de este proceso, se consolidó un portafolio de proyectos que representan opciones viables de incorporación al sistema eléctrico nacional y que servirán como referencia para las evaluaciones de planificación.

Tabla 4. Capacidad acumulada de proyectos candidatos y planificados.

Tipo	MW	% representación
Hidroeléctrica	3,116	35%
Gas natural	1,377	16%
Solar	1,316	15%
Solar + Baterías	1,234	14%
Geotérmica	617	7%
Eólico	545	6%
Cogeneración	342	4%
Biogás	250	3%
Total	8,797	100%

En conjunto, estos proyectos corresponden únicamente a fuentes renovables (7,420 MW) y de bajas emisiones (1,377 MW), en coherencia con las metas nacionales de transición energética justa y reducción de emisiones.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Listado de plantas candidatas.

Nombre	Abreviatura	Potencia (MW)	Nombre	Abreviatura	Potencia (MW)	Nombre	Abreviatura	Potencia (MW)
COGENERACION-1	COG-1	342	HIDRÁULICA-1	HID-1	3	SOLAR-1	SOL-1	8
EÓLICO-1	EÓL-1	40	HIDRÁULICA-2	HID-2	58	SOLAR-2	SOL-2	30
EÓLICO-2	EÓL-2	25	HIDRÁULICA-3	HID-3	67	SOLAR-3	SOLB-3	62
EÓLICO-3	EÓL-3	50	HIDRÁULICA-4	HID-4	14	SOLAR-4	SOL-4	35
EÓLICO-4	EÓL-4	50	HIDRÁULICA-5	HID-5	10	SOLAR-5	SOL-5	26
EÓLICO-5	EÓL-5	30	HIDRÁULICA-6	HID-6	20	SOLAR-6	SOL-6	20
EÓLICO-6	EÓL-6	60	HIDRÁULICA-7	HID-7	75	SOLAR-7	SOL-7	40
EÓLICO-7	EÓL-7	20	HIDRÁULICA-8	HID-8	12	SOLAR-8	SOL-8	60
EÓLICO-8	EÓL-8	60	HIDRÁULICA-9	HID-9	137	SOLAR-9	SOL-9	10
EÓLICO-9	EÓL-9	25	HIDRÁULICA-10	HID-10	120	SOLAR-10	SOL-10	10
EÓLICO-10	EÓL-10	75	HIDRÁULICA-11	HID-11	44	SOLAR-11	SOL-11	15
EÓLICO-11	EÓL-11	50	HIDRÁULICA-12	HID-12	40	SOLAR-12	SOL-12	20
GAS NATURAL-1	GAS-1	12	HIDRÁULICA-13	HID-13	40	SOLAR-13	SOLB-13	100
GAS NATURAL-2	GAS-2	11	HIDRÁULICA-14	HID-14	38	SOLAR-14	SOL-14	10
GAS NATURAL-3	GAS-3	700	HIDRÁULICA-15	HID-15	36	SOLAR-15	SOLB-15	76
GAS NATURAL-4	GAS-4	200	HIDRÁULICA-16	HID-16	26	SOLAR-16	SOLB-16	97
GAS NATURAL-5	GAS-5	160	HIDRÁULICA-17	HID-17	25	SOLAR-17	SOL-17	30
GAS NATURAL-6	GAS-6	50	HIDRÁULICA-18	HID-18	20	SOLAR-18	SOLB-18	100
GAS NATURAL-7	GAS-7	200	HIDRÁULICA-19	HID-19	19	SOLAR-19	SOL-19	30
GEOTÉRMICA-1	GEO-1	25	HIDRÁULICA-20	HID-20	18	SOLAR-20	SOL-20	30
GEOTÉRMICA-2	GEO-2	15	HIDRÁULICA-21	HID-21	15	SOLAR-21	SOL-21	20
GEOTÉRMICA-3	GEO-3	20	HIDRÁULICA-22	HID-22	15	SOLAR-22	SOLB-22	80
GEOTÉRMICA-4	GEO-4	80	HIDRÁULICA-23	HID-23	12	SOLAR-23	SOLB-23	60
GEOTÉRMICA-5	GEO-5	75	HIDRÁULICA-24	HID-24	10	SOLAR-24	SOL-24	40
GEOTÉRMICA-6	GEO-6	35	HIDRÁULICA-25	HID-25	20	SOLAR-25	SOLB-25	50
GEOTÉRMICA-7	GEO-7	50	HIDRÁULICA-26	HID-26	18	SOLAR-26	SOLB-26	100
GEOTÉRMICA-8	GEO-8	50	HIDRÁULICA-27	HID-27	50	SOLAR-27	SOL-27	40
GEOTÉRMICA-9	GEO-9	32	HIDRÁULICA-28	HID-28	55	SOLAR-28	SOLB-28	100
GEOTÉRMICA-10	GEO-10	20	HIDRÁULICA-29	HID-29	800	SOLAR-29	SOLB-29	100
GEOTÉRMICA-11	GEO-11	20	HIDRÁULICA-30	HID-30	800	SOLAR-30	SOLB-30	90
GEOTÉRMICA-12	GEO-12	15	HIDRÁULICA-31	HID-31	140	SOLAR-31	SOLB-31	90
GEOTÉRMICA-13	GEO-13	15	HIDRÁULICA-32	HID-32	181	SOLAR-32	SOLB-32	70
GEOTÉRMICA-14	GEO-14	30	HIDRÁULICA-33	HID-33	12			
GEOTÉRMICA-15	GEO-15	50						
GEOTÉRMICA-16	GEO-16	50						
GEOTÉRMICA-17	GEO-17	35						

Fuente: Elaboración propia.

Para los escenarios de Transición Energética (TE), las plantas solares que incorporan sistemas de almacenamiento se identifican con la denominación SOLB-#, a fin de diferenciar explícitamente aquellas instalaciones que cuentan con baterías acopladas y que aportan servicios adicionales de flexibilidad y respaldo al sistema. En los escenarios Tendencial (BAU) y de Cumplimiento de Políticas Públicas (PP), estos mismos proyectos se consideran únicamente en su configuración fotovoltaica, sin almacenamiento, por lo que mantienen la nomenclatura estándar SOL-#. Esta diferenciación es únicamente operativa y de modelación, ya que la capacidad instalada base corresponde al mismo conjunto de proyectos; lo que varía es la caracterización tecnológica según el enfoque de cada escenario.

Tabla 6. Criterios económicos para las plantas candidatas.

Tecnología	Costo unitario de inversión (USD/kW)	Costo fijo de O&M (USD/kW-año)	Costo variable de O&M (USD/MWh)
Cogeneración	1,929	77	10
Geotérmica	6,500	151	5
Hidroeléctrica de Pasada	3,900	34	22.73
Hidroeléctrica de Embalse	3,500	50	60.19
Eólica	1,600	28	1.5
Fotovoltaica	1,190	20	1.57
Batería acoplada (200 MWh)	673	18	
Combustión Interna (Gas Natural)	1,400	20	5
Termoeléctrica (Gas Natural)	4,091	7	2
Turbo gas (Gas Natural)	4,392	10	7
Ciclo Combinado (Gas Natural)	4,256	12	5

Fuente: Elaboración propia con información de AMM, EIA, NREL, IRENA, World Bank y BNAméricas.

El costo fijo de operación y mantenimiento (USD/kW-año) corresponde a los gastos anuales independientes de la generación, como personal, seguros y mantenimiento preventivo; mientras que el costo variable (USD/MWh) refleja los gastos asociados a la energía producida, como insumos o repuestos; dato relacionado con las declaraciones de los agentes nacionales.

La tecnología a utilizar para aprovechar el gas natural no debe basarse solo en el CAPEX, sino también en su eficiencia y flexibilidad operativa, ya que una elección inadecuada puede generar sobrecostos y riesgos de confiabilidad en el largo plazo.



4.4. Escenarios de Expansión

El análisis y la planificación eléctrica a largo plazo tienen como propósito evidenciar las inversiones oportunas en el parque de generación nacional para garantizar un abastecimiento adecuado y eficiente de electricidad y potencia. Para el fin de evidenciar las mejores opciones para el SNI, no se toma en cuenta las limitaciones del sistema de transporte, ya que estos son abordados en el “Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2026-2050”. Para el presente plan, se desarrollara escenarios alineados con:

4.4.1. Escenario Tendencial - Business As Usual (BAU)

Este escenario refleja la trayectoria más probable del sistema eléctrico, dado que reproduce las tendencias históricas en crecimiento de la demanda, incorporación moderada de proyectos y evolución tecnológica gradual. Se considera una expansión ralentizada de la nueva generación, aunque con un aumento sostenido de la Generación Distribuida Renovable. Su propósito es evidenciar que, de mantenerse las condiciones actuales sin intervenciones adicionales, el sistema podría enfrentar riesgos en el corto y mediano plazo, incluyendo mayor dependencia de combustibles fósiles y posibles incumplimientos de metas ambientales. Es el escenario con mayor probabilidad de ocurrencia, al alinearse con el comportamiento operativo y regulatorio observado en años recientes.

4.4.2. Escenario de Cumplimiento de Políticas Públicas (PP)

Este escenario asume una probabilidad intermedia, puesto que depende de factores como la voluntad política, la alineación institucional, el apoyo de la ciudadanía y la capacidad de ejecución de las metas energéticas nacionales e internacionales. Bajo este enfoque, la expansión prioriza tecnologías renovables con recursos nacionales, la reducción de emisiones, la electrificación rural y el acceso universal a la energía. La implementación de este escenario exige inversiones significativas en generación renovable, infraestructura de transmisión y servicios complementarios, junto con la integración de variables sociales y ambientales que garanticen sostenibilidad y equidad. Su valor radica en mostrar que el logro de los objetivos ya comprometidos requiere coordinación permanente entre instituciones, la sociedad y una gestión estratégica del largo plazo.

4.4.3. Escenario de Transición Energética (TE)

Este escenario propone la transformación más profunda y de mediana probabilidad relativa, al requerir mayores inversiones, modernización acelerada de la infraestructura y un alto grado de coordinación interinstitucional, ciudadana y binacional. Plantea una matriz diversificada con amplia penetración de energías renovables variables, respaldadas por sistemas de almacenamiento y proyectos de integración energética regional. Su implementación demanda fortalecer alianzas internacionales, generar mecanismos financieros que faciliten nuevas inversiones y asegurar la sostenibilidad técnica y económica del proceso. Además, enfatiza la necesidad de incrementar la eficiencia energética y robustecer la resiliencia del sistema



ante el cambio climático y la mayor variabilidad de los recursos. Este escenario permite visualizar una trayectoria ambiciosa hacia una transición energética justa y moderna.

4.4.4. Escenarios de Contingencias

Estos escenarios consideran condiciones adversas que podrían afectar la operación normal del sistema eléctrico, cumpliendo con el objetivo de identificar vulnerabilidades y evidenciar la necesidad de mecanismos de respaldo que aseguren la seguridad, estabilidad y continuidad del suministro en situaciones de riesgo. El horizonte de análisis abarca de 2026 a 2030, tomando como referencia la demanda base (2026–2029) y la proyección de demanda alta para 2030, dado que las diferencias entre demanda media y alta empiezan a ser significativas a partir de 2031.

4.4.4.1. Cambio climático (CCC)

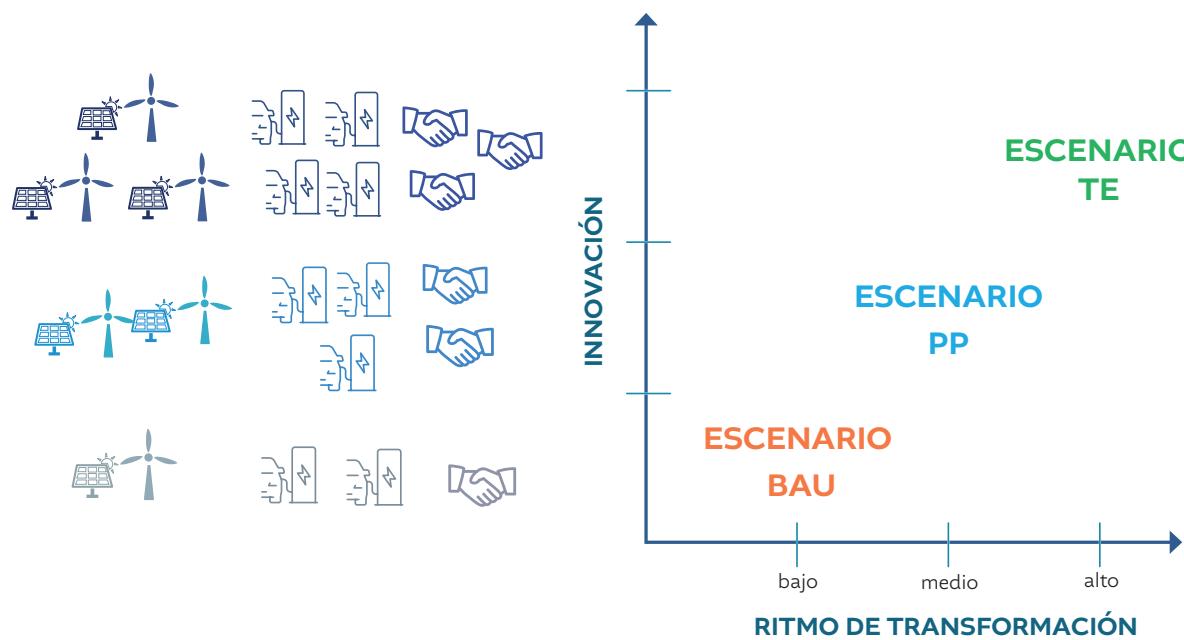
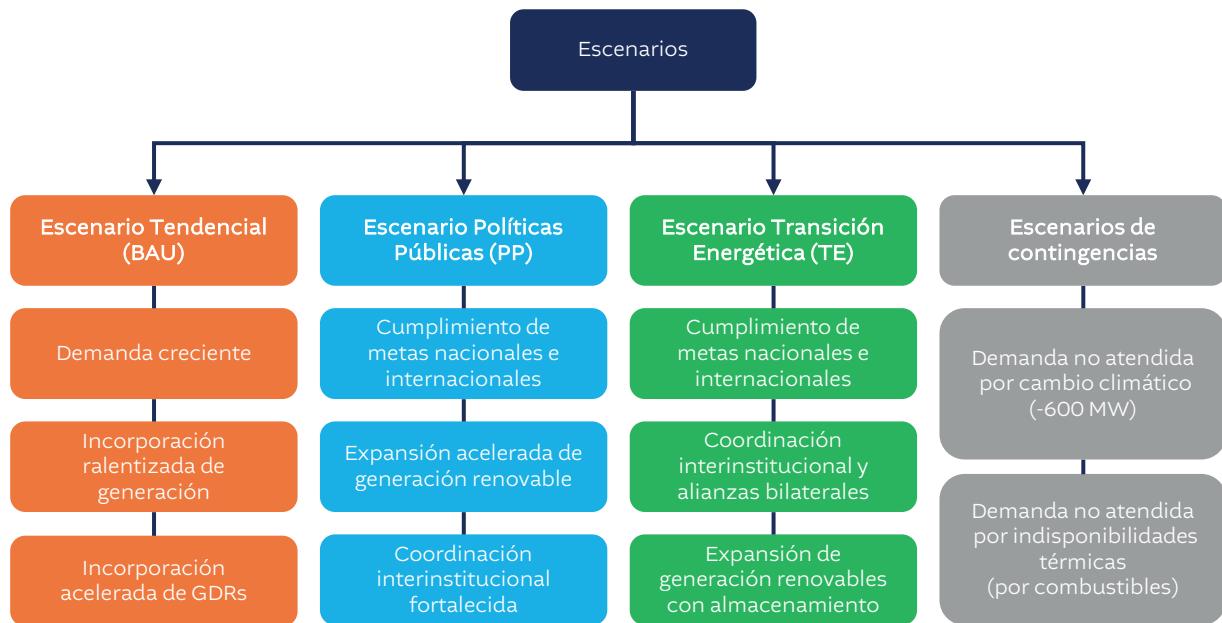
Se considera un escenario en el que 600 MW de capacidad hidroeléctrica se desconectan de la red en el año 2027 y 2030 debido a eventos climáticos extremos, similar a lo ocurrido con las tormentas Eta e Iota en noviembre de 2020. Se busca evidenciar el rol crítico y estratégico de las reservas operativas del SNI para mantener la estabilidad y continuidad del suministro ante pérdidas súbitas de generación hidroeléctrica.

4.4.4.2. Indisponibilidades térmicas (CIN)

Este escenario considera la ocurrencia de eventos asociados a la falta de suministro y a la mala calidad de los combustibles utilizados en plantas térmicas. Se construye con base al número de incidentes registrados desde 2022, lo que permite dimensionar el impacto potencial en la disponibilidad de generación y evidenciar la necesidad de revisar y robustecer mecanismos de gestión de abastecimiento.



Ilustración 6. Características de escenarios



Fuente: Elaboración propia.

5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE ESCENARIOS

Se definieron tres escenarios de expansión, dos escenarios de contingencia y dos niveles de demanda. Para simplificar su identificación, se utilizó abreviaturas que combinan ambos elementos. La combinación de ambos criterios da lugar a seis escenarios de expansión y dos escenarios de contingencias; correspondiendo a la siguiente nomenclatura:

Tabla 7. Nomenclatura de escenarios de análisis.

Código	Descripción
Escenarios de Expansión	
BAU-A	Escenario tendencial con demanda alta
PP-A	Escenario de política pública con demanda alta
TE-A	Escenario de transición energética con demanda alta
BAU-M	Escenario tendencial con demanda media
PP-M	Escenario de política pública con demanda media
TE-M	Escenario de transición energética con demanda media
Escenarios de Contingencias	
CCC	Escenario cambio climático con demanda alta
CIN	Escenario de indisponibilidades térmicas con demanda alta

Fuente: Elaboración propia.

En el Apéndice se presentará un análisis breve de cómo la demanda impacta en los escenarios de expansión, además, de los resultados de la evaluación de las variabilidades estocásticas de la generación. De esta manera, se podrá observar la sensibilidad del sistema frente a distintos supuestos de crecimiento de la demanda y la intermitencia propia de las tecnologías renovables. Cabe mencionar que para la distinción de la generación se ha utilizado Carbón ING y Bunker ING, para hacer referencia a los combustibles de los Cogeneradores, para identificar su participación fuera de la época de zafra por requerimientos del despacho.

5.1. Cronograma de inicio operación comercial de proyectos propuestos

Los resultados obtenidos con OPTGEN permiten identificar el año óptimo para la incorporación de cada planta candidata en los distintos escenarios analizados. El cronograma resultante muestra la secuencia gradual de ingreso de proyectos según las necesidades del sistema, permitiendo escalar las inversiones y la instalación de nueva capacidad de manera coherente con los requerimientos de potencia, energía y respaldo a lo largo del horizonte de planificación.



Tabla 8. Cronograma de inicio operación comercial de plantas candidatas y costos de inversión.

	BAU-A	BAU-M	PP-A	PP-M	TE-A	TE-M
Capacidad nueva instalada (MW)	6,218	6,217	7,778	7,533	8,485	7,755
Costo de inversión (millones USD\$)	6,757.61	5,510.78	7,381.99	6,420.10	8,636.31	8,518.71

	BAU-A			BAU-M			PP-A			PP-M			TE-A			TE-M		
PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	
GAS-1	2026	12	GAS-1	2026	12	GAS-1	2026	12										
HID-1	2028	3	HID-1	2028	3	HID-1	2028	3										
GAS-2	2028	11	GAS-2	2028	11	GAS-2	2028	11										
COG-1	2030	342	COG-1	2030	342	COG-1	2030	342										
SOL-24	2030	40	SOL-24	2030	40	SOL-24	2030	40										
SOL-25	2030	50	SOLB-25	2030	50	SOLB-25	2030	50										
SOL-26	2030	100	SOLB-26	2030	100	SOLB-26	2030	100										
EÓL-1	2030	40	GAS-3	2030	271	GAS-3	2030	433										
GEO-1	2030	25	SOL-27	2031	40	GAS-3	2030	32	GAS-3	2030	32	GEO-1	2030	25	GEO-1	2030	25	
SOL-27	2031	40	SOL-29	2031	100	GEO-1	2030	25	GEO-1	2030	25	GEO-2	2030	15	GEO-2	2030	15	
SOL-29	2031	100	EÓL-2	2031	25	GEO-2	2030	15	GEO-2	2030	15	SOL-27	2031	40	SOL-27	2031	40	
EÓL-2	2031	25	SOL-4	2032	35	SOL-27	2031	40	SOL-27	2031	40	SOLB-29	2031	100	SOLB-29	2031	100	
SOL-4	2032	35	SOL-10	2032	10	SOL-29	2031	100	SOL-29	2031	100	EÓL-2	2031	25	EÓL-2	2031	25	
SOL-10	2032	10	SOL-30	2032	90	EÓL-2	2031	25	EÓL-2	2031	25	GAS-3	2031	98	GAS-3	2031	27	
SOL-30	2032	90	EÓL-3	2032	50	SOL-4	2032	35	SOL-4	2032	35	SOL-10	2032	10	SOL-10	2032	10	
EÓL-3	2032	50	HID-3	2032	67	SOL-10	2032	10	SOL-10	2032	10	HID-3	2032	67	EÓL-3	2032	50	
HID-3	2032	67	SOLB-3	2033	62	SOL-30	2032	90	SOL-30	2032	90	HID-2	2032	14	HID-3	2032	67	
HID-2	2032	13	SOL-5	2033	26	EÓL-3	2032	50	EÓL-3	2032	50	SOL-5	2033	26	HID-2	2032	58	
SOLB-3	2033	62	SOL-13	2033	100	HID-3	2032	67	HID-3	2032	67	HID-33	2033	12	SOL-5	2033	26	
SOL-5	2033	26	SOL-31	2033	90	SOLB-3	2033	62	SOLB-3	2033	62	HID-23	2033	12	HID-7	2033	75	
SOL-13	2033	100	EÓL-4	2033	50	SOL-5	2033	26	SOL-5	2033	26	GAS-6	2033	50	HID-23	2033	12	
SOL-31	2033	90	HID-7	2033	9	SOL-13	2033	100	SOL-13	2033	100	HID-29	2035	800	HID-29	2035	800	
EÓL-4	2033	50	HID-9	2033	20	SOL-31	2033	90	SOL-31	2033	90	HID-30	2035	800	HID-30	2035	800	
HID-7	2033	34	HID-23	2033	12	EÓL-4	2033	50	EÓL-4	2033	50	SOLB-32	2035	70	SOLB-32	2035	70	
HID-23	2033	12	SOL-6	2034	20	HID-23	2033	12	HID-23	2033	12	SOL-6	2042	20	EÓL-7	2042	20	
GAS-6	2033	50	SOL-7	2034	40	GAS-6	2033	50	SOL-6	2034	20	SOL-12	2042	20	EÓL-9	2042	25	
SOL-6	2034	20	EÓL-5	2034	30	SOL-6	2034	20	SOL-7	2034	40	SOL-14	2042	10	HID-4	2042	14	
SOL-7	2034	40	HID-18	2034	19	SOL-7	2034	40	EÓL-5	2034	30	EÓL-7	2042	20	HID-5	2042	11	
EÓL-5	2034	30	HID-21	2034	15	EÓL-5	2034	30	HID-2	2034	58	EÓL-9	2042	25	HID-6	2042	20	
HID-11	2034	44	GAS-6	2034	50	HID-2	2034	58	HID-11	2034	44	HID-4	2042	14	HID-33	2042	12	
HID-18	2034	19	SOL-2	2035	30	HID-7	2034	28	HID-18	2034	19	HID-5	2042	11	HID-10	2042	78	
SOL-2	2035	30	SOL-8	2035	60	HID-11	2034	44	HID-21	2034	15	HID-6	2042	20	HID-11	2042	44	
SOL-8	2035	60	HID-12	2035	40	HID-18	2034	19	GAS-6	2034	50	HID-11	2042	44	HID-12	2042	40	
HID-4	2035	14	SOL-32	2035	70	HID-21	2034	15	SOL-2	2035	30	HID-12	2042	40	HID-17	2042	25	
HID-12	2035	40	SOL-12	2036	20	GEO-3	2034	20	SOL-8	2035	60	HID-15	2042	36	HID-20	2042	18	
GEO-3	2035	20	EÓL-6	2036	60	GEO-8	2034	50	HID-6	2035	20	HID-18	2042	19	HID-21	2042	15	
GEO-8	2035	50	HID-4	2036	14	GEO-14	2034	30	HID-7	2035	75	HID-22	2042	15	HID-24	2042	10	
GEO-14	2035	30	HID-11	2036	44	SOL-2	2035	30	HID-12	2035	40	HID-24	2042	10	HID-25	2042	20	
SOL-32	2035	70	HID-16	2036	26	SOL-8	2035	60	GAS-4	2035	78	HID-25	2042	20	SOL-6	2043	20	
SOL-12	2036	20	HID-17	2036	25	HID-4	2035	14	GEO-3	2035	20	GAS-5	2042	160	SOL-12	2043	20	
EÓL-6	2036	60	HID-5	2037	11	HID-6	2035	20	GEO-7	2035	50	SOL-2	2043	30	SOL-14	2043	10	
HID-13	2036	40	HID-19	2037	19	HID-12	2035	40	GEO-8	2035	50	SOL-7	2043	40	HID-15	2043	36	
GEO-2	2036	15	SOL-20	2038	30	GAS-3	2035	34	GEO-14	2035	30	SOLB-13	2043	100	HID-26	2043	18	
GEO-7	2036	50	EÓL-7	2038	20	GAS-4	2035	200	SOL-32	2035	70	SOL-20	2043	30	HID-27	2043	50	

BAU-A			BAU-M			PP-A			PP-M			TE-A			TE-M		
PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA	PLANTA	AÑO DE INGRESO	CAP INSTALADA ACUMULADA
GEO-15	2036	50	HID-7	2038	28	GEO-7	2035	50	SOL-12	2036	20	SOLB-31	2043	90	HID-31	2043	140
HID-5	2037	11	HID-10	2038	7	SOL-32	2035	70	EÓL-6	2036	60	HID-20	2043	18	SOL-2	2045	30
SOL-20	2038	30	HID-20	2038	18	SOL-12	2036	20	HID-17	2036	25	HID-27	2043	50	SOL-7	2045	40
EÓL-7	2038	20	HID-22	2038	15	EÓL-6	2036	60	GEO-15	2036	50	HID-31	2043	140	SOLB-13	2045	100
HID-10	2038	31	HID-28	2038	55	HID-9	2036	7	HID-5	2037	11	GAS-3	2043	242	SOL-20	2045	30
HID-28	2038	33	SOL-14	2039	10	HID-16	2036	26	HID-19	2037	19	GAS-4	2043	200	SOLB-22	2045	80
GEO-4	2038	80	EÓL-8	2039	60	HID-17	2036	25	SOL-20	2038	30	HID-19	2044	19	SOLB-31	2045	90
SOL-14	2039	10	HID-15	2039	36	GEO-15	2036	50	EÓL-7	2038	20	SOLB-22	2045	80	EÓL-6	2045	60
EÓL-8	2039	60	HID-24	2039	10	HID-5	2037	11	HID-10	2038	120	EÓL-3	2045	50	EÓL-4	2045	50
HID-15	2039	36	SOL-15	2040	76	HID-13	2037	26	HID-20	2038	18	EÓL-6	2045	60	EÓL-11	2045	50
HID-16	2039	26	EÓL-9	2040	25	HID-19	2037	19	EÓL-8	2039	60	EÓL-4	2045	50	EÓL-8	2045	60
HID-21	2039	15	GEO-1	2040	25	SOL-20	2038	30	HID-14	2039	34	EÓL-11	2045	50	EÓL-10	2045	75
HID-28	2039	22	GEO-3	2040	20	EÓL-7	2038	20	HID-15	2039	36	EÓL-8	2045	60	HID-32	2045	181
GEO-6	2039	35	GEO-4	2040	80	HID-20	2038	18	HID-24	2039	10	EÓL-10	2045	75	GAS-5	2045	160
SOL-15	2040	76	GEO-5	2040	75	HID-22	2038	15	SOL-14	2040	10	HID-26	2045	18	GAS-6	2045	50
EÓL-9	2040	25	GEO-6	2040	35	SOL-14	2039	10	SOL-15	2040	76	HID-32	2045	181	SOL-21	2047	20
GEO-5	2040	75	GEO-8	2040	50	EÓL-8	2039	60	EÓL-9	2040	25	GEO-6	2046	35	GAS-3	2050	239
GEO-17	2040	35	GEO-14	2040	30	HID-14	2039	38	GEO-4	2040	74	GEO-14	2046	30	GAS-4	2050	200
SOL-16	2041	97	GEO-17	2040	35	HID-15	2039	36	SOL-16	2041	97	SOL-21	2047	20	GAS-7	2050	200
HID-24	2041	10	SOL-16	2041	97	HID-24	2039	10	GEO-4	2041	6	HID-7	2049	75	SOLB-3	2051	62
GAS-3	2041	700	GEO-2	2041	15	HID-28	2039	55	GEO-5	2041	75	HID-8	2049	12	SOL-4	2051	35
SOL-9	2042	10	GEO-7	2041	50	GEO-4	2039	80	GEO-6	2041	35	HID-21	2049	15	SOL-8	2051	60
SOL-11	2042	15	GEO-15	2041	50	GEO-5	2039	75	GEO-17	2041	35	HID-28	2049	55	SOLB-15	2051	76
EÓL-10	2042	75	EÓL-10	2042	75	GEO-6	2039	35	EÓL-10	2042	75	GEO-3	2049	20	SOLB-16	2051	97
EÓL-11	2043	50	HID-10	2042	113	SOL-15	2040	76	GAS-3	2042	324	GEO-5	2049	75	SOL-17	2051	30
HID-2	2043	45	EÓL-11	2043	50	EÓL-9	2040	25	GAS-4	2042	122	GEO-8	2049	50	SOLB-18	2051	100
SOL-28	2044	100	SOL-28	2044	100	SOL-16	2041	97	EÓL-11	2043	50	GEO-11	2049	20	SOL-19	2051	30
HID-10	2044	88	SOL-18	2045	100	GEO-17	2041	35	HID-29	2044	800	GEO-13	2049	15	SOLB-23	2051	60
SOL-18	2045	100	SOL-22	2045	80	EÓL-10	2042	75	HID-32	2046	69	GEO-17	2049	35	SOLB-28	2051	100
SOL-22	2045	80	GAS-3	2045	700	HID-10	2042	120	HID-14	2050	4	HID-2	2050	44	SOLB-30	2051	90
HID-14	2045	38	SOL-19	2046	30	HID-13	2042	14	HID-16	2050	26	HID-13	2050	40			
HID-17	2045	25	GEO-11	2046	20	GAS-3	2042	633	HID-22	2050	15	GAS-3	2050	89			
HID-20	2045	18	GEO-13	2046	15	EÓL-11	2043	50	GAS-3	2050	344	GAS-7	2050	200			
HID-22	2045	15	GEO-16	2046	50	GAS-5	2043	160	GEO-9	2050	32	GEO-4	2050	80			
SOL-19	2046	30	SOL-17	2047	30	HID-29	2044	800	GEO-10	2050	20	GEO-7	2050	50			
GEO-11	2046	20	SOL-21	2047	20	SOL-18	2046	100	GEO-11	2050	20	GEO-9	2050	32			
GEO-13	2046	15	SOL-23	2048	60	SOL-19	2046	30	GEO-12	2050	15	GEO-10	2050	20			
GEO-16	2046	50	HID-2	2048	58	SOL-22	2046	80	GEO-13	2050	15	GEO-12	2050	15			
SOL-17	2047	30	HID-7	2048	37	SOL-28	2046	100	GEO-16	2050	50	GEO-15	2050	50			
SOL-21	2047	20	GEO-10	2048	20	GEO-11	2046	20	SOL-9	2051	10	GEO-16	2050	50			
HID-7	2047	41	HID-9	2050	117	GEO-13	2046	15	SOL-11	2051	15	SOLB-3	2051	62			
HID-9	2047	137	HID-13	2050	40	GEO-16	2046	50	SOL-17	2051	30	SOL-4	2051	35			
HID-10	2047	1	HID-14	2050	38	SOL-21	2047	20	SOL-18	2051	100	SOL-8	2051	60			
HID-19	2047	19	GEO-9	2050	32	GEO-10	2048	20	SOL-19	2051	30	SOL-9	2051	10			
SOL-23	2048	60	GEO-12	2050	15	GEO-9	2049	32	SOL-21	2051	20	SOL-11	2051	15			
GEO-10	2048	20	SOL-9	2051	10	GEO-12	2049	15	SOL-22	2051	80	SOLB-15	2051	76			
GEO-9	2049	32	SOL-11	2051	15	SOL-17	2050	30	SOL-23	2051	60	SOLB-16	2051	97			
GEO-12	2049	15				SOL-23	2050	60	SOL-28	2051	100	SOL-17	2051	30			
						HID-7	2050	47	HID-32	2051	112	SOLB-18	2051	100			
						HID-9	2050	130	GAS-5	2051	160	SOL-19	2051	30			
						HID-32	2050	181	GAS-7	2051	200	SOLB-23	2051	60			
						GAS-7	2050	200				SOLB-28	2051	100			
						SOL-9	2051	10				SOLB-30	2051	90			
						SOL-11	2051	15				EÓL-1	2051	40			
												EÓL-5	2051	30			

Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Para todos los escenarios, durante el periodo de análisis, se incorporaron anualmente nuevos GDRs alcanzando un total de 1,200 MW de capacidad instalada para el 2050, de los cuales, 140 MW son proyectos hidroeléctricos, 250 MW son plantas de biogás y 810 MW son sistemas fotovoltaicos. Estos resultados ya se encuentran contabilizados en los apartados de Capacidad nueva instalada y Costo de inversión que se presentan en la Tabla 8. Además, para los escenarios TE-M y TE-A, se asumió que los proyectos solares con capacidad superior a 50 MW incorporarían sistemas de almacenamiento con baterías, equivalentes al 30% de su capacidad, con una estimación de almacenamiento aproximadamente de 4 horas.

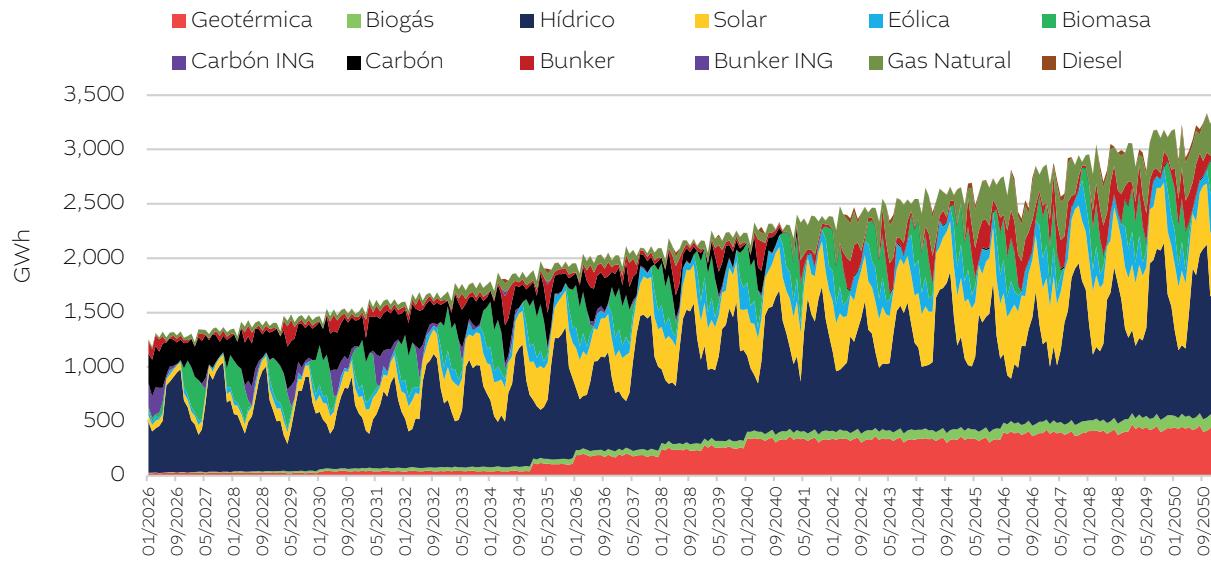
5.2. Resultados de las simulaciones por escenarios de expansión

Considerando todos los criterios previamente expuestos, se consolida un análisis futuro del sistema eléctrico, donde el software SDDP-OPTGEN optimiza el despacho de generación con el objetivo de minimizar el costo de operación. Estos resultados responden al cumplimiento del cronograma anterior buscando la seguridad energética y garantizar el abastecimiento de la demanda nacional. A partir de estos despachos de energía proyectados, se estima la composición de la generación acumulada hacia el año 2050. Además, se presentan los resultados del costo marginal de la demanda (USD\$/MWh), evaluado por etapas y por año, junto con la estimación del déficit por etapa.

Además, se presentan los resultados de la participación de la energía renovable en los diferentes escenarios, dato que refleja los retos y necesidades para el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales orientados a la mitigación del cambio climático. Estos resultados se complementan con los datos de las emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas, lo cual permite dimensionar el impacto ambiental del sistema eléctrico en el horizonte de estudio. Finalmente, se presentan los resultados de la nueva capacidad instalada identificando la magnitud de las inversiones necesarias en infraestructura de generación, así como la diversificación tecnológica propuesta para garantizar el crecimiento del sistema eléctrico y la atención de la demanda futura. Todas las gráficas siguientes se presentan en etapas, entendidas como meses, para facilitar la visualización de la evolución en el tiempo.

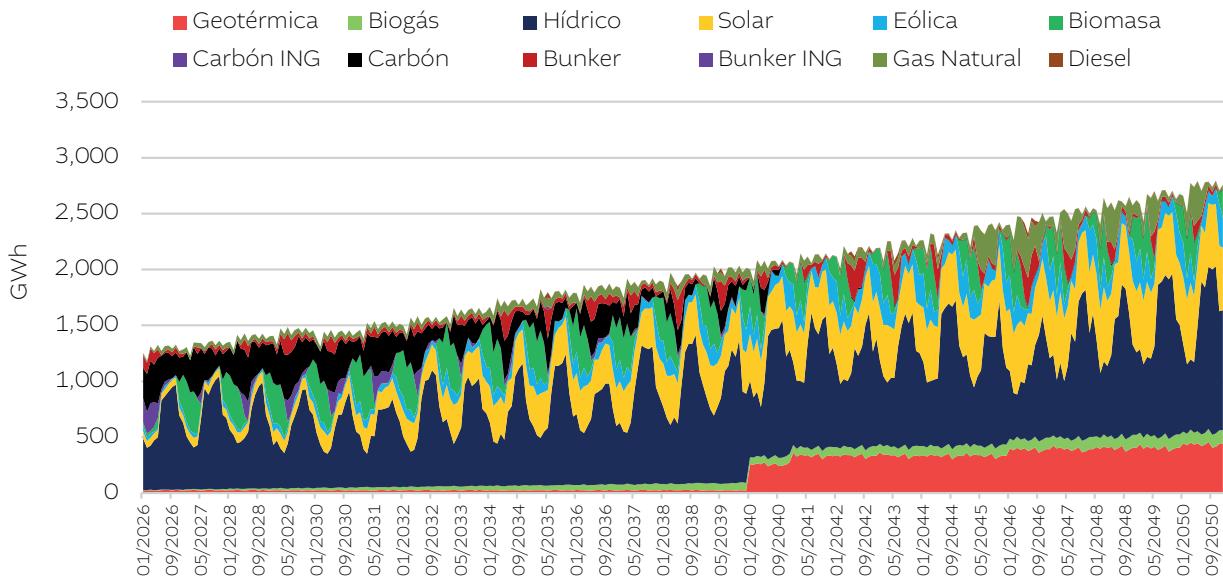
5.2.1. Despachos de energía.

Gráfica 13. Despacho de energía del escenario BAU-A.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

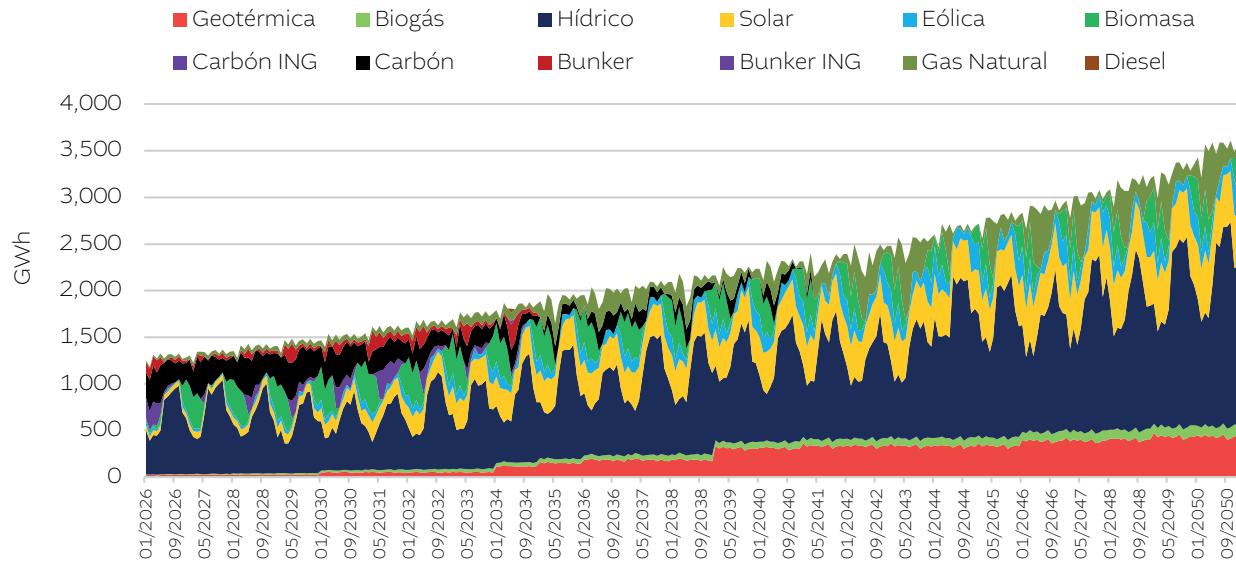
Gráfica 14. Despacho de energía del escenario BAU-M.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

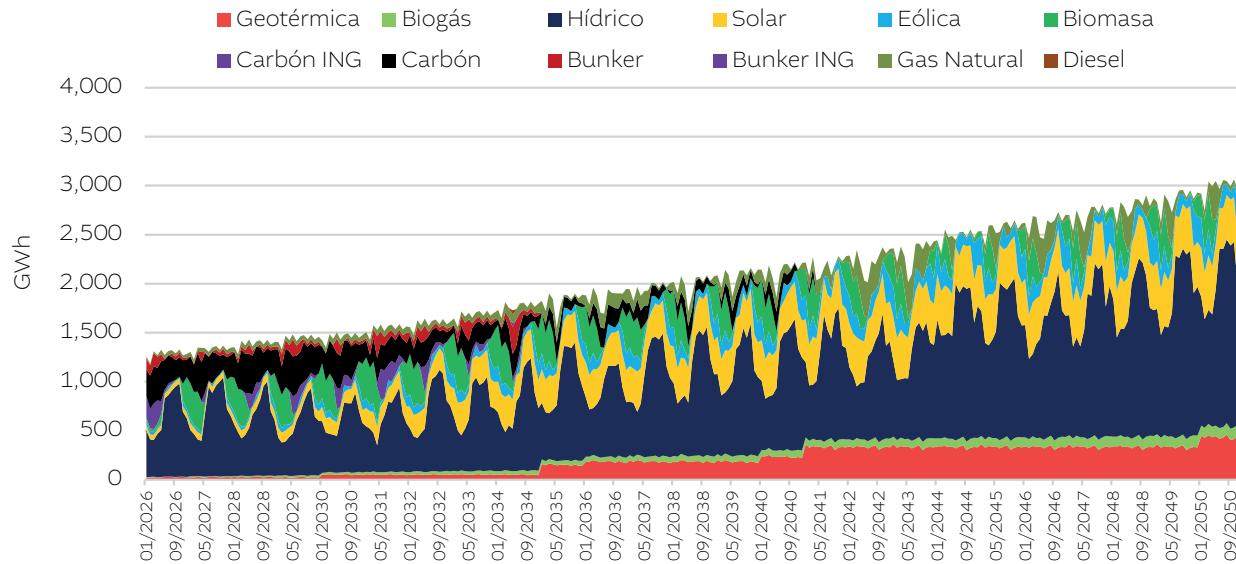


Gráfica 15. Despacho de energía del escenario PP-A.



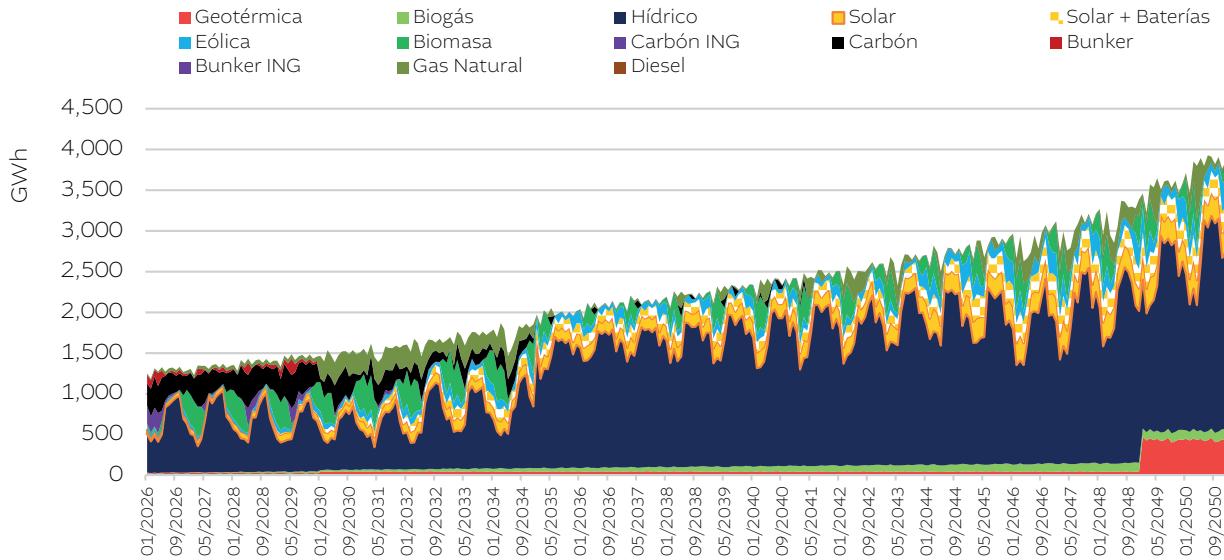
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 16. Despacho de energía del escenario PP-M.



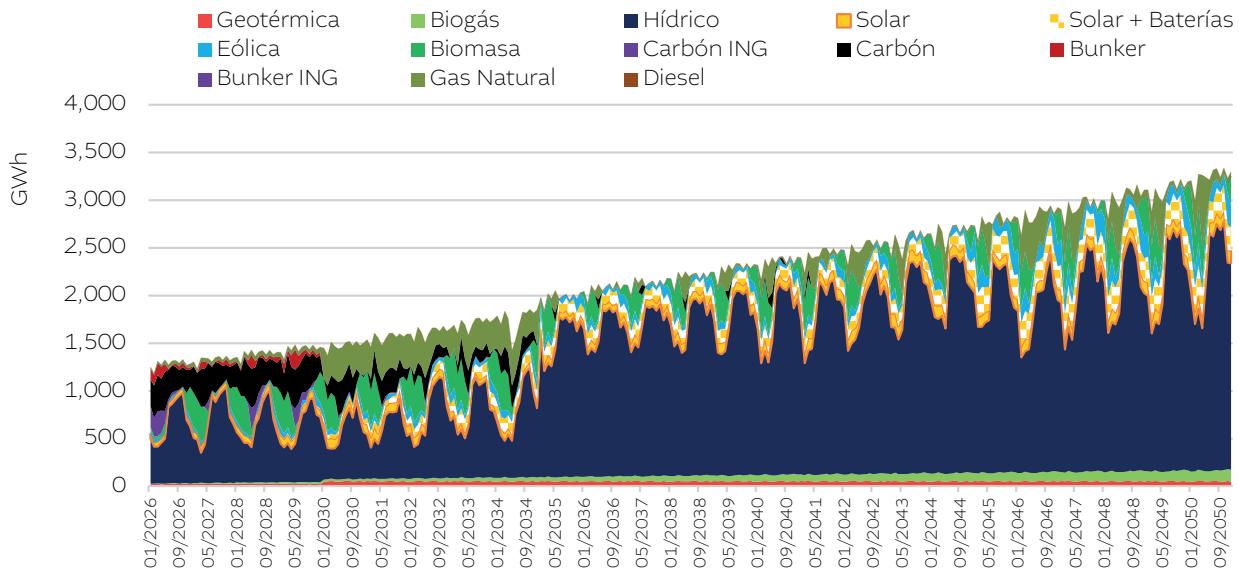
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 17. Despacho de energía del escenario TE-A.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 18. Despacho de energía del escenario TE-M.



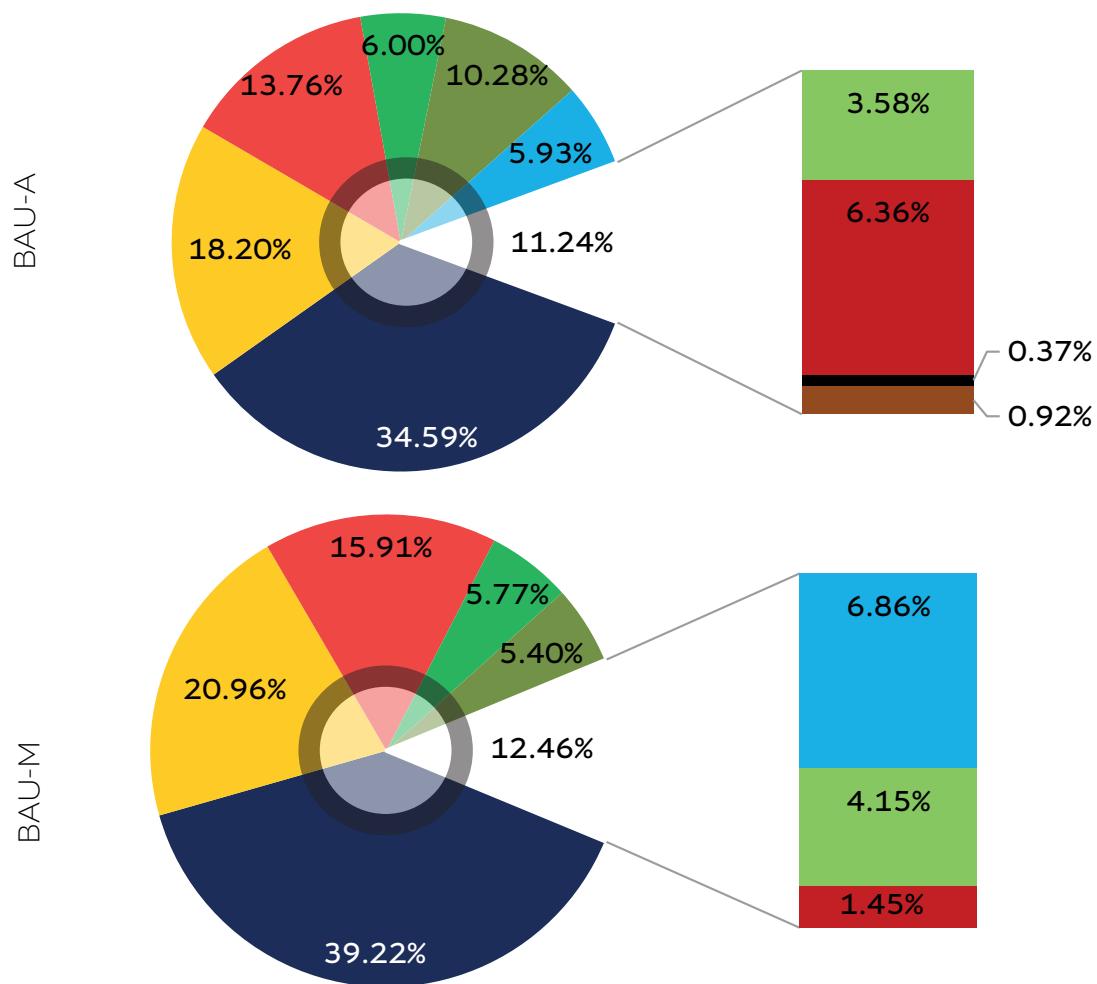
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.



5.2.2. Composición de la generación

Gráfica 19. Composición de la generación acumulada en 2050 para escenarios BAU.

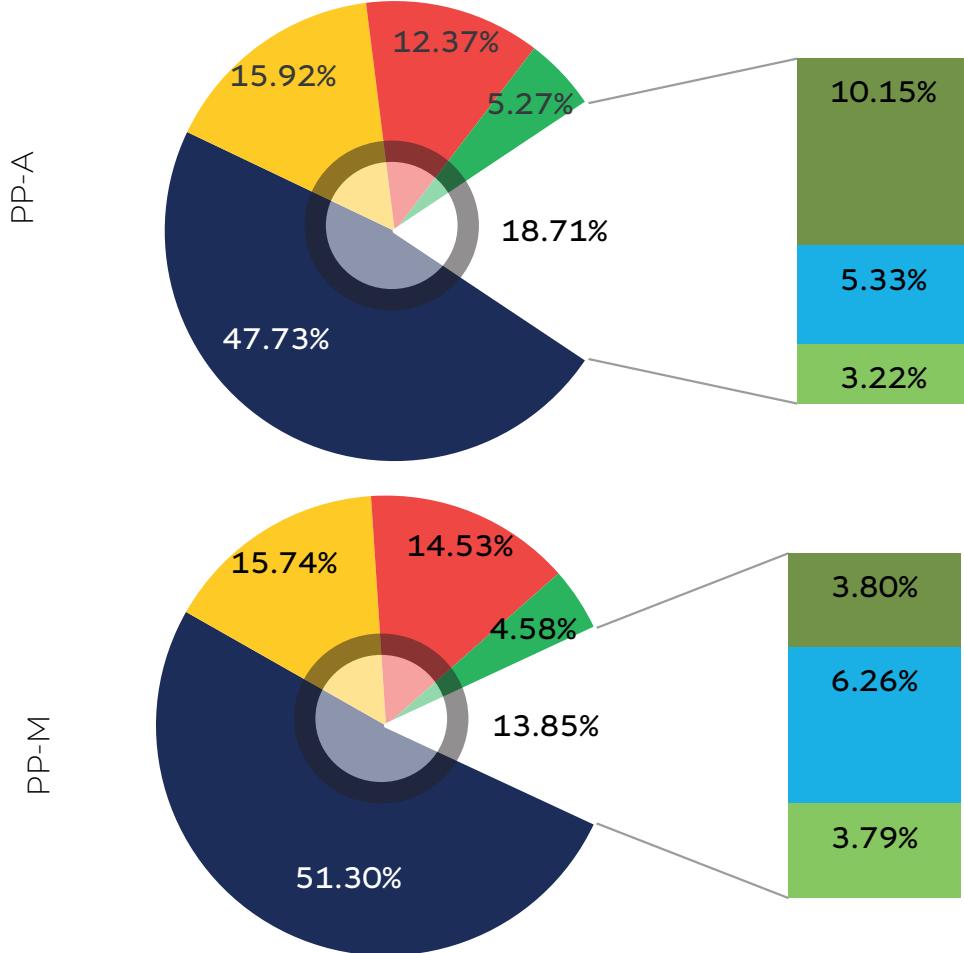
■ Hídrico ■ Solar ■ Geotérmica ■ Biomasa ■ Gas Natural ■ Eólica ■ Biogás ■ Bunker ■ Carbón ■ Diesel



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

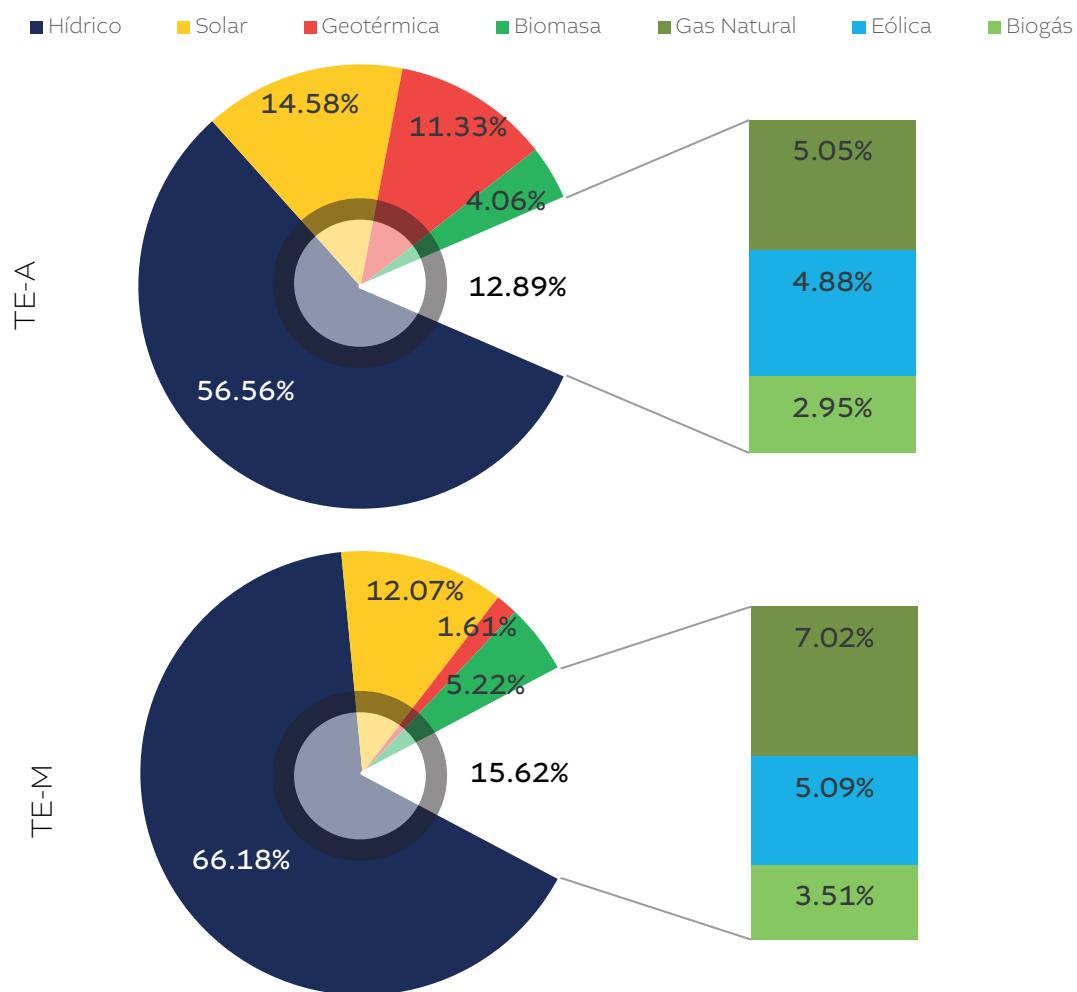
Gráfica 20. Composición de la generación acumulada en 2050 para escenarios PP.

■ Hídrico ■ Solar ■ Geotérmica ■ Biomasa ■ Gas Natural ■ Eólica ■ Biogás



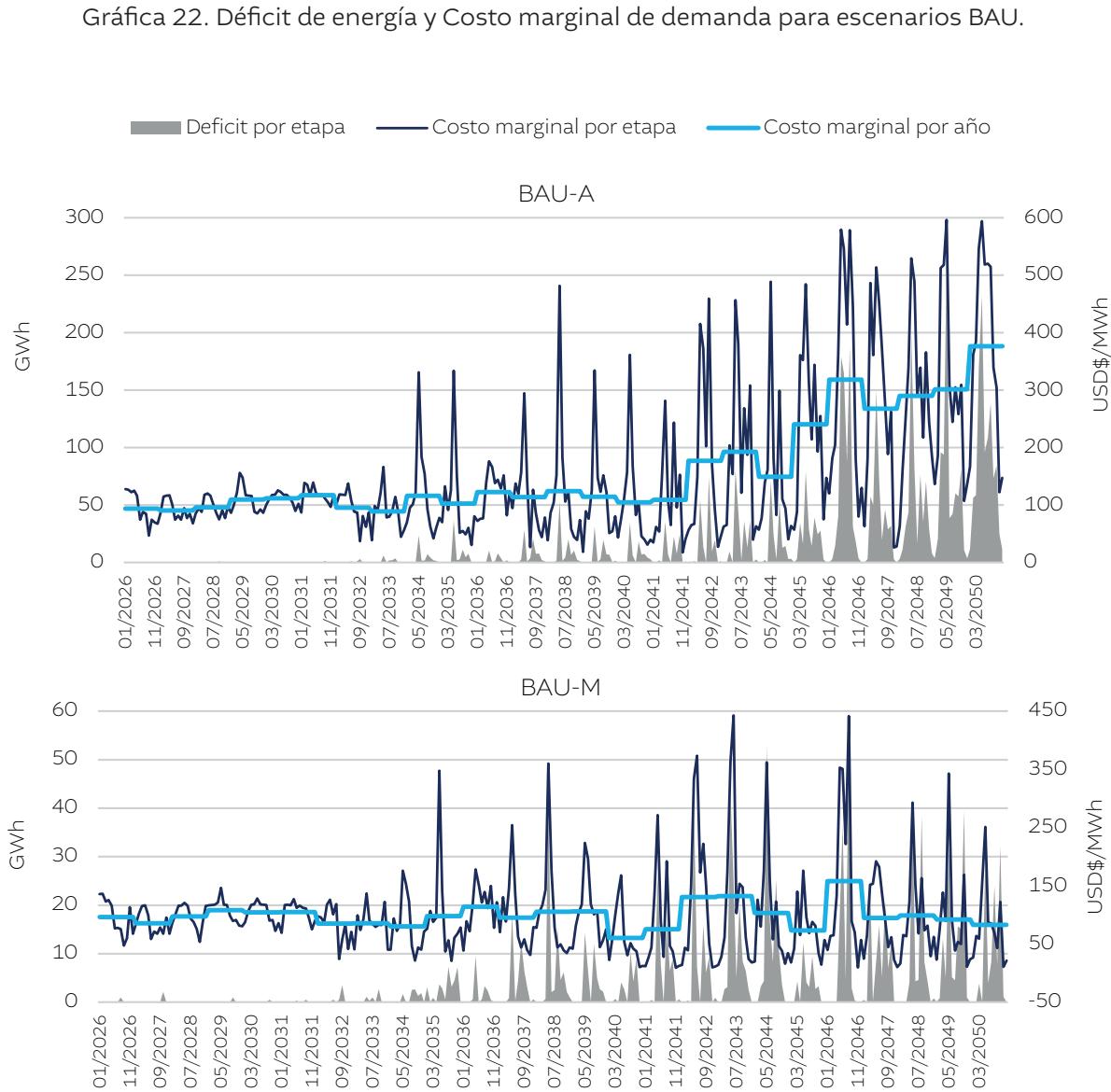
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 21. Composición de la generación acumulada en 2050 para escenarios TE.



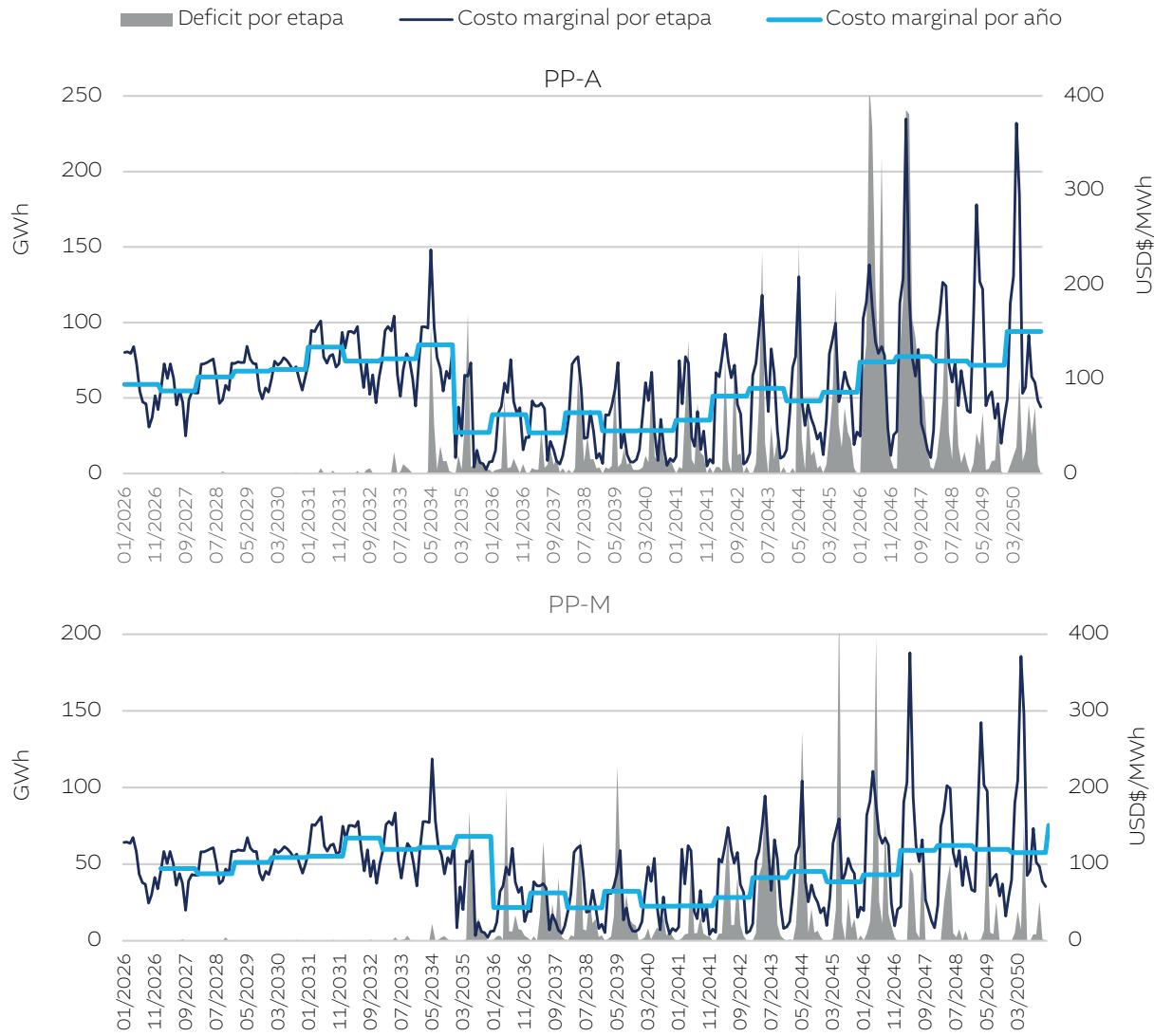
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

5.2.3. Déficit de energía y Costo marginal de demanda para escenarios BAU.



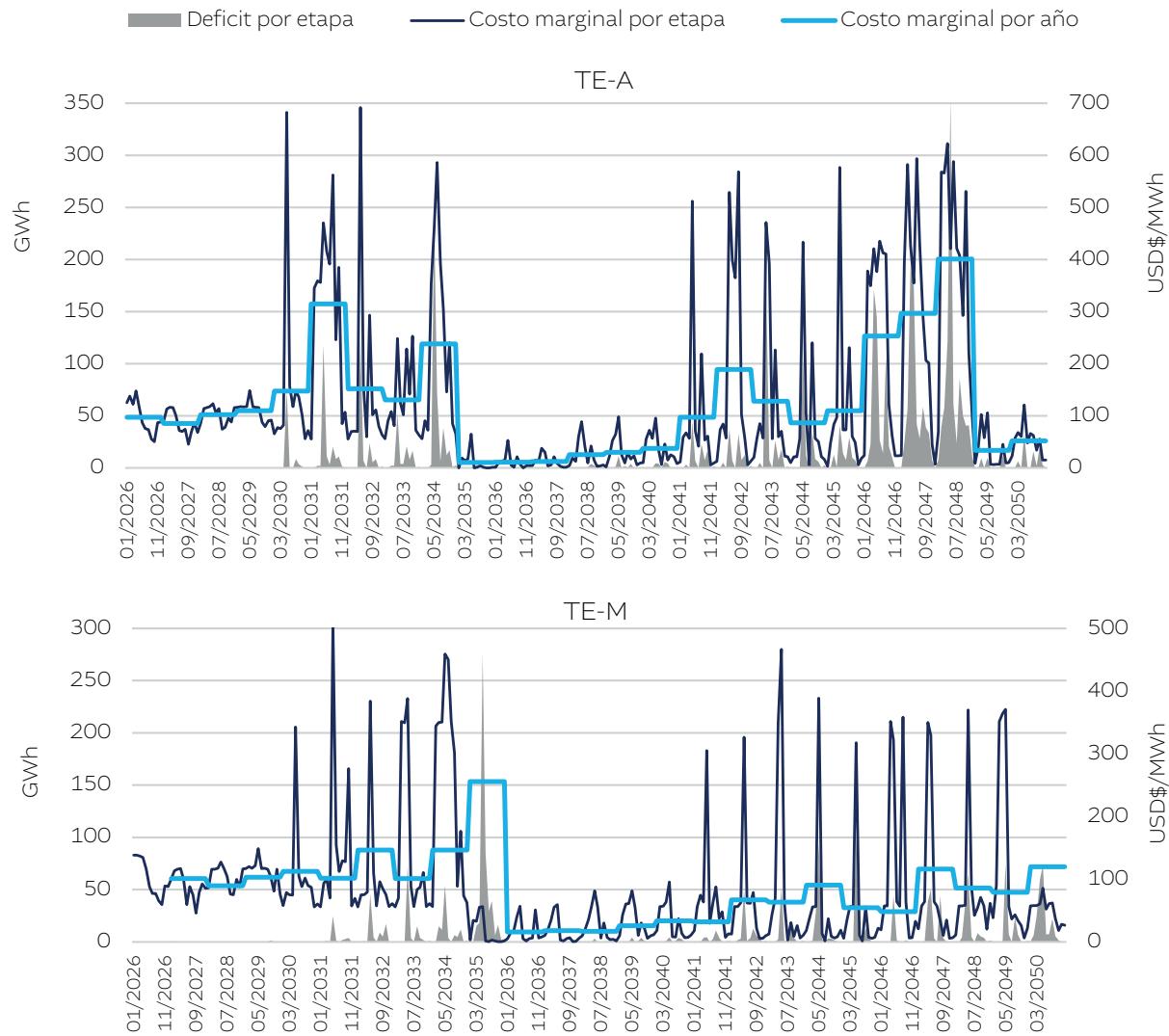
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 23. Déficit de energía y Costo marginal de demanda para escenarios PP.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

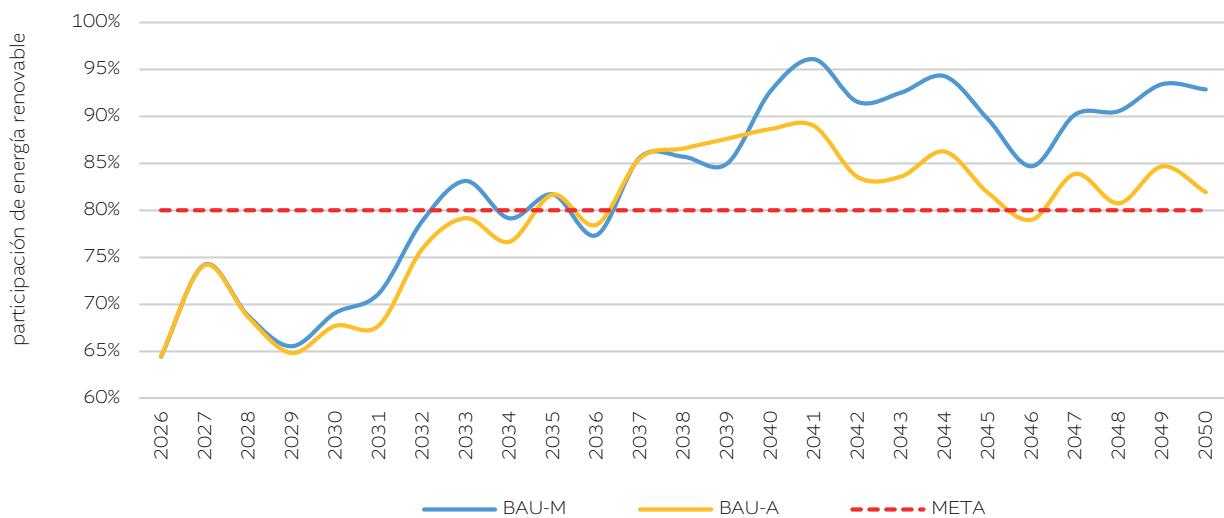
Gráfica 24. Déficit de energía y Costo marginal de demanda para escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

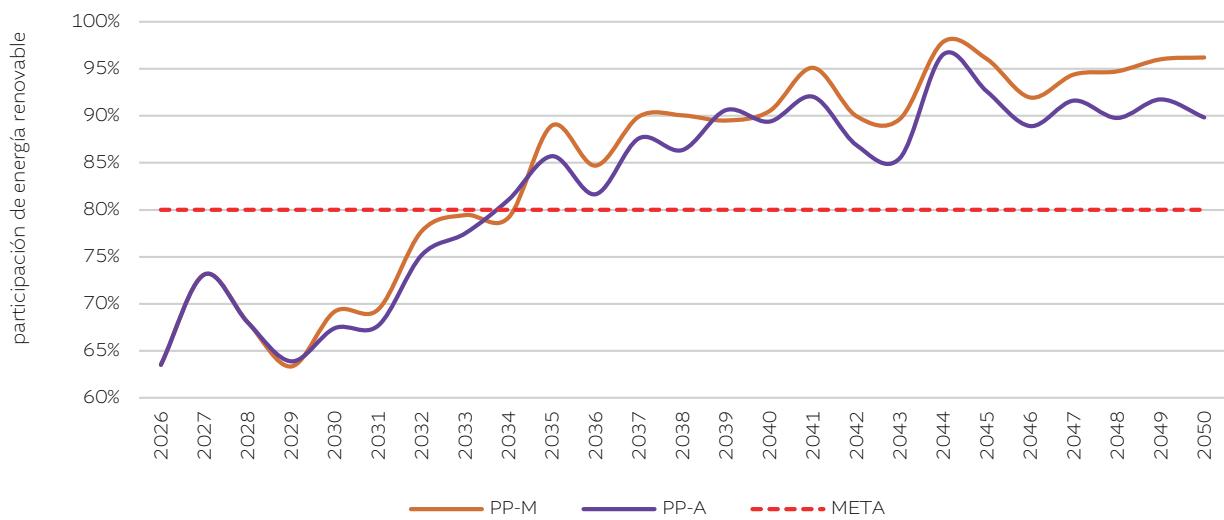
5.2.4. Participación de energía renovable

Gráfica 25. Participación de energía renovable para escenarios BAU.



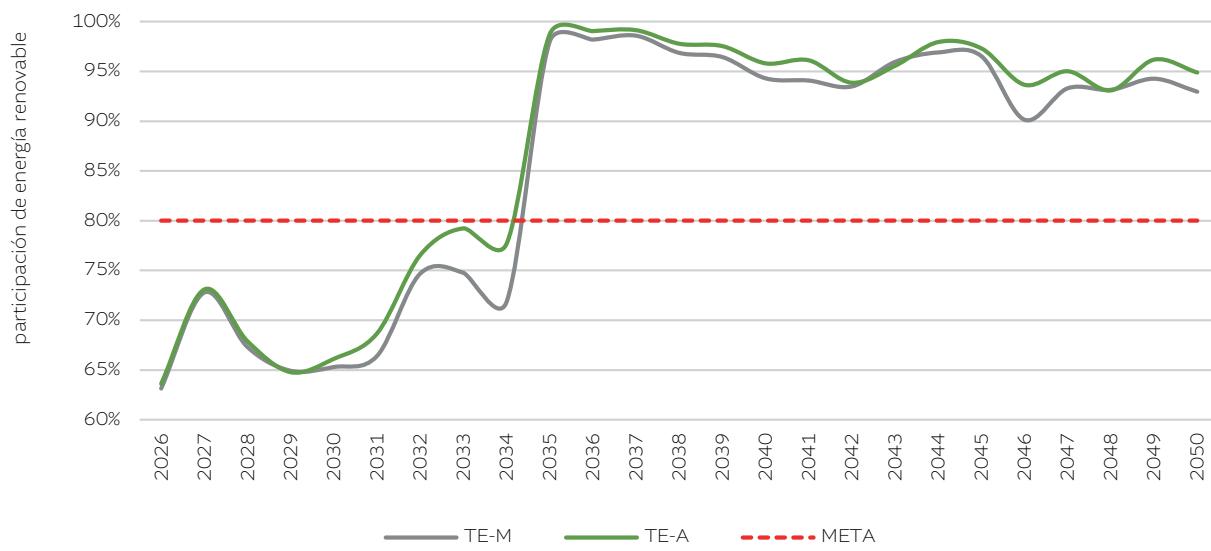
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 26. Participación de energía renovable para escenarios PP.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

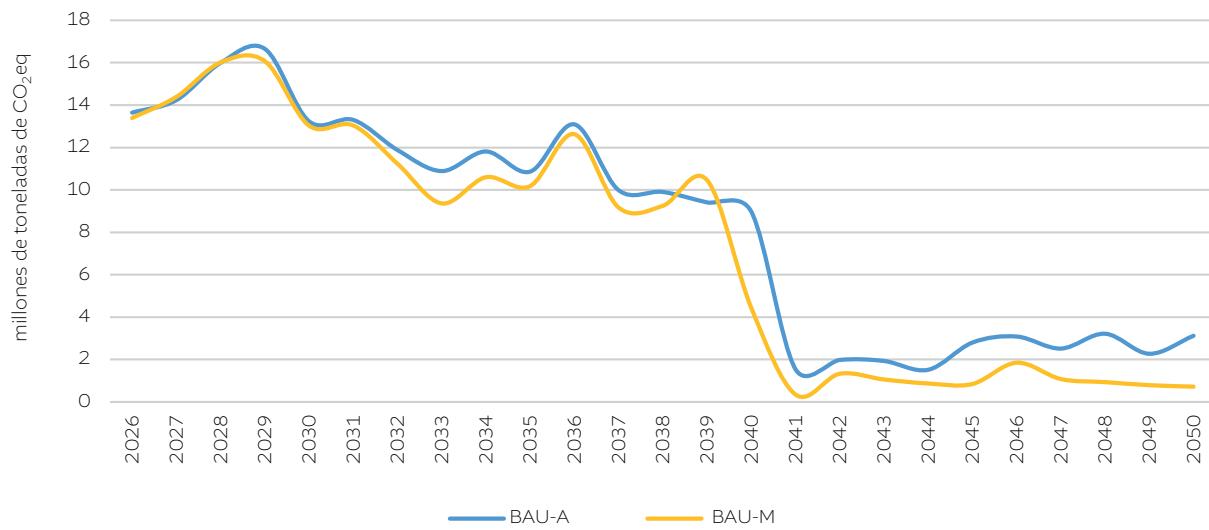
Gráfica 27. Participación de energía renovable para escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

5.2.5. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono y consumo de combustibles.

Gráfica 28. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas para escenarios BAU.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 29. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas para escenarios PP.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 30. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono acumuladas para escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

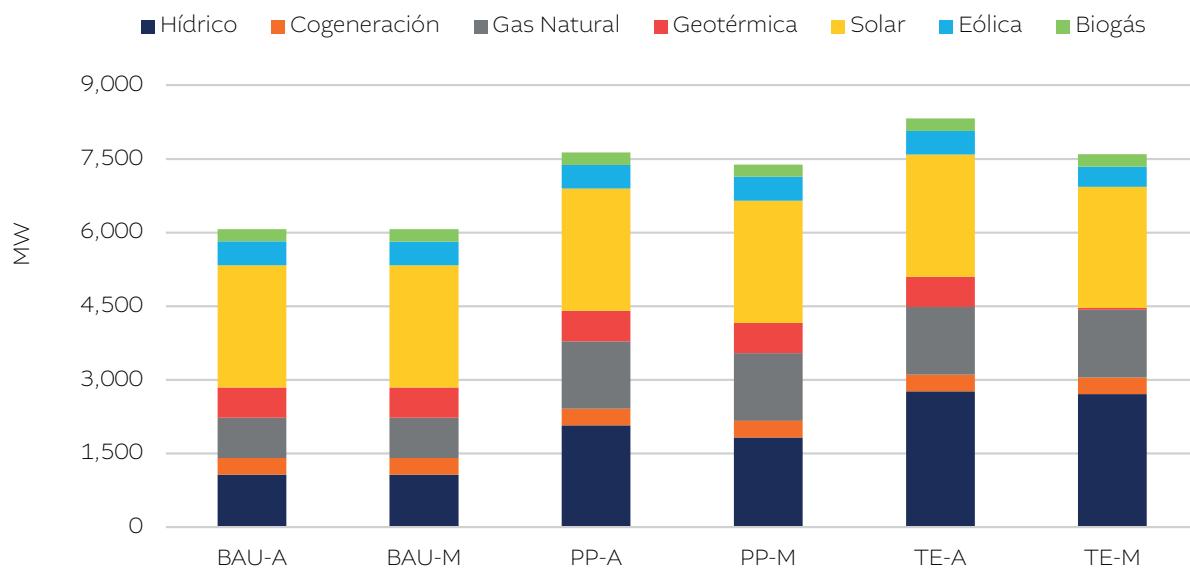
Tabla 9. Consumo acumulado de combustibles por escenario (2026–2050).

Escenario	Diesel (BBL)	Bunker (BBL)	Gas Natural (MMBTU)	Carbón (Tm)
BAU-M	996	10,910	92,900	61,705
BAU-A	2,341	19,539	168,257	67,297
PP-M	159	4,154	79,878	59,074
PP-A	100	4,204	192,544	60,957
TE-M	2	1,123	173,312	40,495
TE-A	2	1,023	133,427	42,623

Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

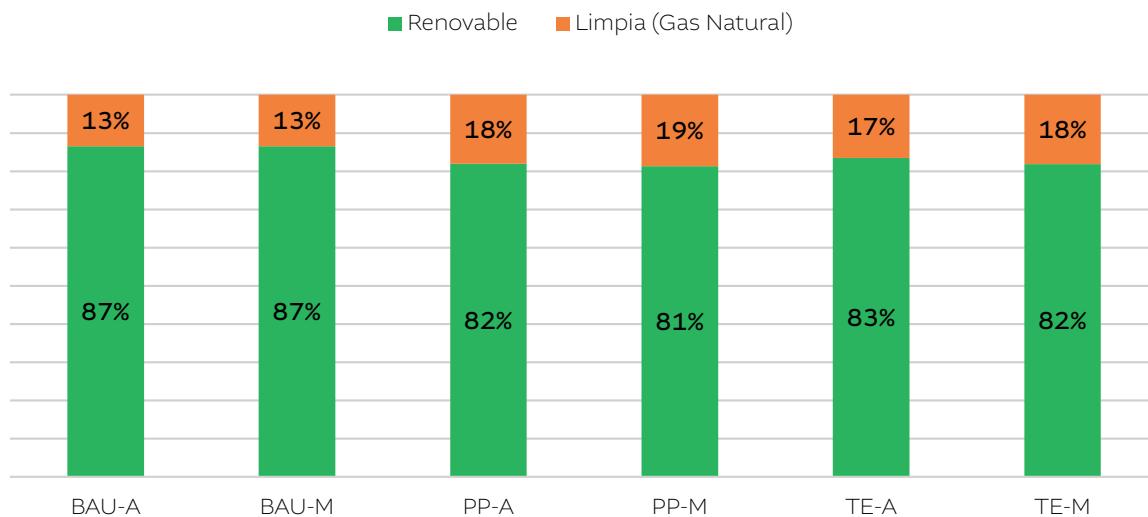
5.2.6. Capacidad instalada nueva

Gráfica 31. Capacidad Instalada nueva de cada escenario.



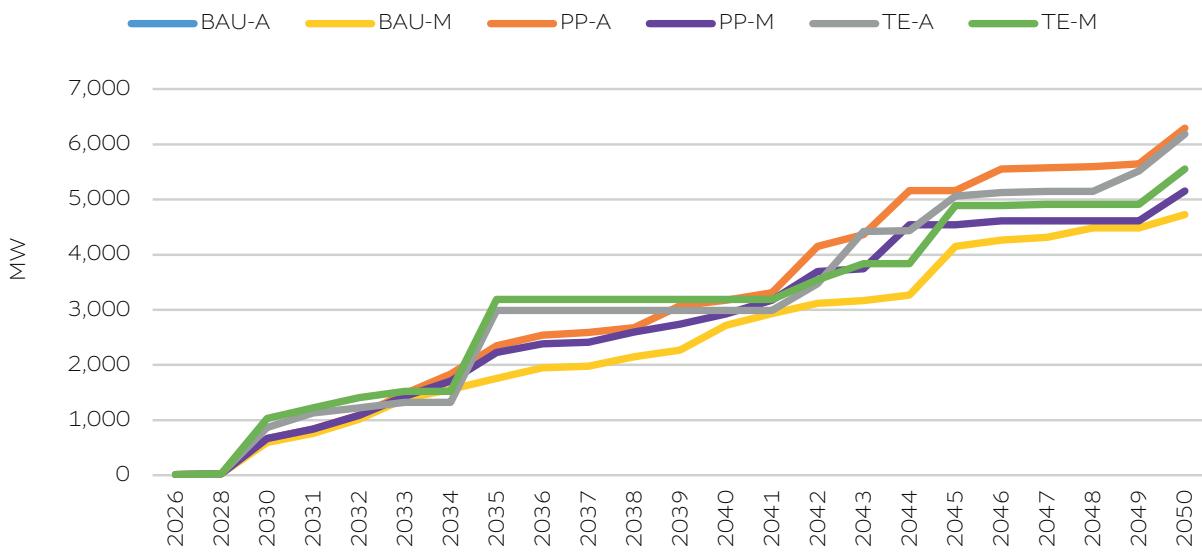
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 32. Capacidad Instalada nueva porcentual según tipo para cada escenario.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

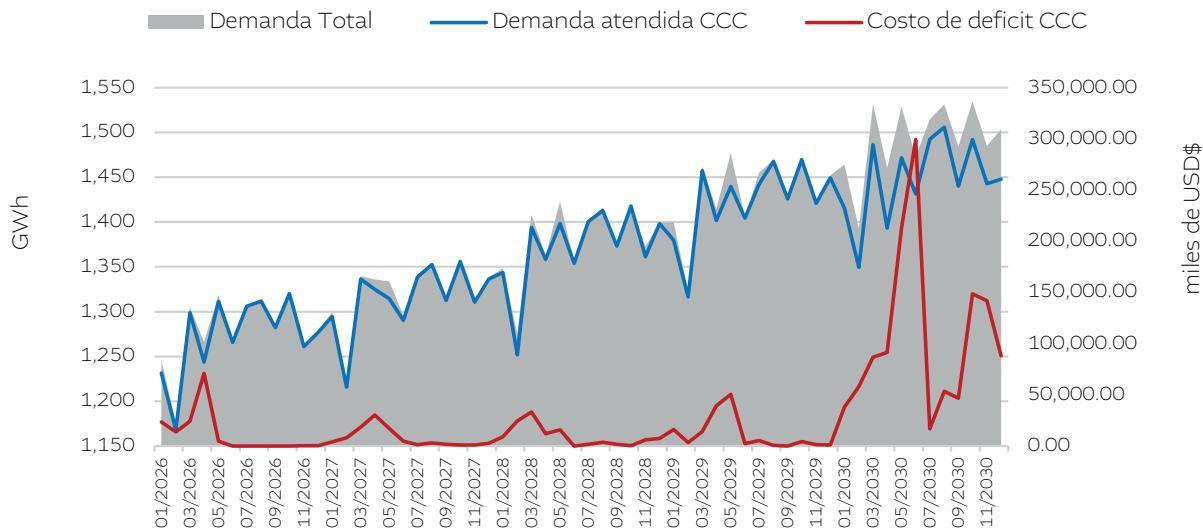
Gráfica 33. Incorporación anual de capacidad instalada.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

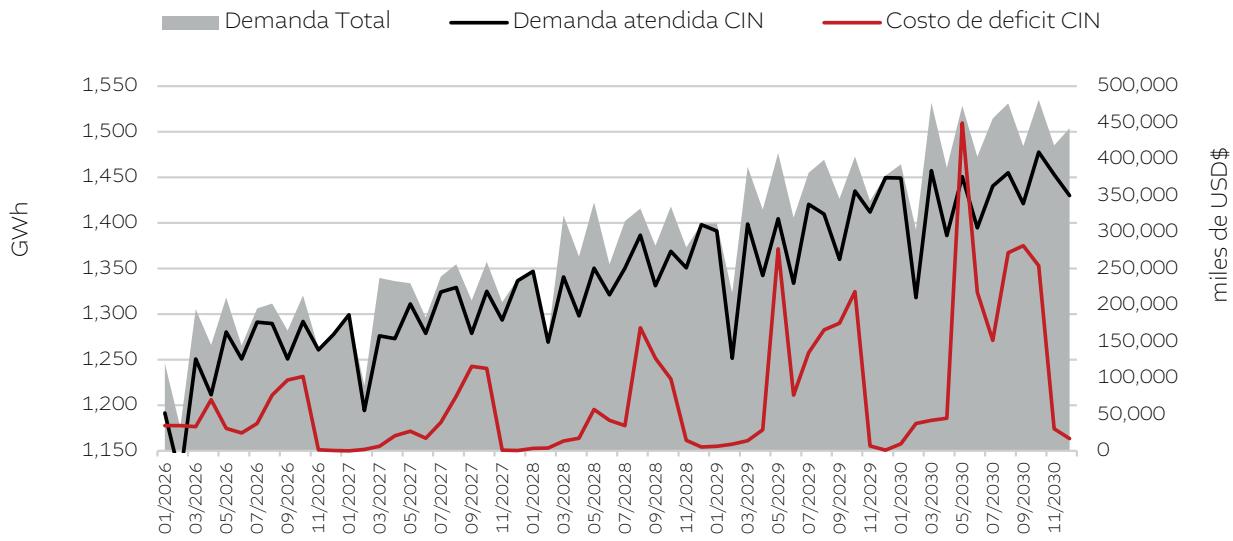
5.3. Resultados por escenarios de contingencia

Gráfica 34. Demanda atendida y costo de déficit del escenario CCC.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica 35. Demanda atendida y costo de déficit del escenario CIN.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.



6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

1. Hasta el año 2029 las proyecciones de demanda permanecen iguales, sin distinción entre escenarios de demanda media y alta. A partir de 2030 comienza una separación progresiva, donde las curvas de demanda alta (A) se ubican consistentemente por encima de las de demanda media (M) y se tiene una mayor magnitud en los escenarios de TE. Para los próximos años es necesario realizar las actualizaciones pertinentes y debe considerarse que la evolución del factor de carga de la demanda que ha ido creciendo en los últimos años.
2. El cronograma de inicio de operación comercial refleja un ordenamiento realista de los proyectos propuestos, incorporadas tomando en cuenta la fase de diseño, tiempos típicos de trámites, ingeniería, adquisición de equipos y construcción. El análisis también incluye proyectos binacionales con potencial estratégico, cuyo aporte a la resiliencia de largo plazo resulta significativo; sin embargo, su materialización dependerá de los esfuerzos institucionales que se impulsen desde el presente. En conjunto, este cronograma evidencia la necesidad de asegurar continuidad en la ejecución de proyectos para evitar rezagos que comprometan la expansión del sistema.
3. Para el despacho de carga se observa que, según los escenarios evaluados, intervienen distintas tecnologías de generación, cabe mencionar que el 84% de la potencia de las plantas candidatas corresponden a fuentes renovables. Este alto grado de participación renovable implica una mayor exposición a variaciones difíciles de pronosticar por los efectos del cambio climático. Por esta razón, en el Apéndice se incluye un apartado específico donde se presentan las sensibilidades a considerar en la planificación, regulación y operación del subsector eléctrico, con el fin de anticipar y gestionar adecuadamente estos riesgos.
4. Si bien los resultados presentan el despacho de carga, es necesario destacar que algunas tecnologías más allá de su aporte directo en cada etapa, cumplen funciones críticas al proporcionar servicios complementarios. Estos servicios, muchas veces invisibles en las proyecciones de generación, resultan determinantes para mantener la seguridad, estabilidad y confiabilidad del SNI, aun cuando el despacho de energía de dichas unidades no sea reflejado en los escenarios evaluados.
5. Según las composiciones de la generación acumulada proyectadas para el 2050, demuestran que para el caso BAU, se mantiene la presencia de combustibles fósiles como búnker, carbón y diésel (para BAU-A), lo que refleja una incorporación más lenta de plantas y con mayores rezagos en los escenarios de transición energética por las limitaciones supuestas para este escenario.



6. Para el escenario PP, se observa una expansión más amplia de todas las tecnologías, impulsada por la necesidad de atender la alta demanda proyectada, priorizando los proyectos de energía renovables nacionales, pero también abre espacio para la participación de proyectos binacionales como parte de la estrategia de diversificación.
7. En el escenario de TE predomina una clara apuesta por las fuentes renovables variables, especialmente hidroeléctricas y solar con almacenamiento. Acá se priorizan los proyectos binacionales. Cabe resaltar que, aunque en el escenario TE-M el despacho de geotermia sea bajo, esto no implica que su incorporación al sistema carezca de relevancia. Por el contrario, la geotermia puede desempeñar un papel estratégico como respaldo durante sequías, mantenimiento prolongados, ante indisponibilidades climáticas y desabastecimiento oportuno de combustibles, además de contribuir al fortalecimiento de la base con un recurso renovable firme. Su menor presencia en este escenario obedece principalmente al peso de los grandes aportes de los proyectos binacionales.
8. Los riesgos de déficit se manifiestan de forma distinta en cada escenario, evidenciando que la vulnerabilidad del sistema depende tanto del nivel de demanda como del ritmo de incorporación de nueva generación. Entre 2026 y 2029 no se observan déficits superiores a 5 GWh en ninguno de los casos evaluados. A partir de los años siguientes comienzan a presentarse déficits acumulados mayores a 50 y 100 GWh según el escenario, resultados consistentes con la premisa de autosuficiencia energética bajo la cual se evaluó exclusivamente la generación nacional disponible.

Crítico	BAU-A	PP-A	TE-A	BAU-M	PP-M	TE-M
< 50 GWh	2038	2034	2030	2044	2034	2032
< 100 GWh	2046	2035	2031	0	2038	2034

9. Sin discriminar entre escenarios o demandas, es una realidad que los déficits reflejan la urgencia de iniciar de manera temprana los procesos de expansión de la infraestructura eléctrica, considerando los largos plazos de planificación, permisos, financiamiento y construcción que implica cada proyecto, de modo que la nueva capacidad esté disponible en el año en que realmente se requiere.
10. Los valores promedio y máximos del costo marginal muestran diferencias marcadas entre escenarios y niveles de demanda. En la demanda media, los promedios se sitúan entre 85 a 100 USD\$/MWh, hasta alcanzar 357 a 510 USD\$/MWh. En cambio, en la demanda alta se observan mayores presiones, con un promedio entre 95 a 160 USD\$/MWh y máximos que alcanzan valores críticos entre 600 a 695 USD\$/MWh. Estos rangos elevados del costo marginal implican mayores exigencias para el despacho, ya que aumentan la frecuencia con la que deben ser utilizadas plantas de generación costosas para cubrir la demanda, especialmente en estaciones



con limitaciones hídricas o menor disponibilidad de reservas. Además, un costo marginal alto suele ser un indicador temprano del incremento en el costo de operación del sistema, presionando económicamente al mercado mayorista, y generando señales de necesidad urgente de nueva capacidad firme, almacenamiento o flexibilidad. Además, estos comportamientos del costo marginal pueden influir en los costos de abastecimiento del mercado regulado, lo que eventualmente podría reflejarse en ajustes tarifarios.

11. La evaluación de la participación de energías renovables frente a la meta del 80% revela que entre 2026 y 2029 todos los escenarios permanecen por debajo del objetivo. Sin embargo, a partir de 2032 se observa un cambio relevante, ya que varios escenarios comienzan a superar o acercarse a la meta. Esta evolución evidencia tanto el potencial de los proyectos renovables en marcha como la necesidad de garantizar su incorporación sostenida para evitar retrocesos en el cumplimiento sostenible de la meta, tal como se aprecia en 2034, donde vuelven a caer por debajo del 80% (BAU-A y BAU-M). Los proyectos deben de acompañarse de mecanismos que aseguren la materialización de los proyectos en tiempo y forma, evitando brechas entre etapas de construcción. Asimismo, se sugiere fortalecer los instrumentos de seguimiento y alerta temprana para anticipar posibles retrasos y activar medidas correctivas que garanticen la estabilidad de la penetración renovable en el largo plazo.

12. Los datos de las emisiones de GEI reflejan que entre 2026 y 2029 los niveles se mantienen elevados, cercanos a los 13–16 millones de toneladas de CO₂ equivalentes (MtCO₂e), sin diferencias sustanciales entre escenarios. A partir de 2030 comienza a evidenciarse un cambio particularmente en el escenario de TE, que reduce sus emisiones hasta valores cercanos a los 10 MtCO₂e, mientras que los escenarios BAU y PP permanecen por encima de los 12 MtCO₂e. A partir del 2040, todos los escenarios mantienen emisiones por debajo de las 2 MtCO₂e. No obstante, durante el horizonte de estudio los escenarios registran varios repuntes en sus emisiones, lo que evidencia la necesidad de evaluar soluciones para hacer sostenible la transición energética.

13. La expansión proyectada de la capacidad instalada indica que más del 80% de los nuevos MW provendrán de fuentes renovables, mientras que entre un 13% a 19% corresponderá de recursos bajos en emisiones. Esta combinación mejora la seguridad y resiliencia del suministro en períodos de baja hidrología o fuera de zafra. No obstante, la creciente presencia de renovables variables exige complementar esta potencia firme con servicios operativos que permitan responder adecuadamente a la variabilidad del SNI, tema ampliado en el Apéndice.

14. La geotermia destaca como una solución estratégica, con aportes que alcanzan hasta 617 MW gracias a su condición de fuente renovable firme. En paralelo, el gas



natural, catalogado como un recurso de bajas emisiones, aporta entre 817 MW a 1,377 MW, evaluado como un respaldo flexible y menos contaminante frente a los combustibles fósiles tradicionales. En conjunto, esta combinación brinda una base sólida de firmeza para garantizar la seguridad, estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico en el largo plazo. No obstante, es fundamental asegurar potencia adicional y mecanismos de respaldo que permitan cubrir adecuadamente los requerimientos de reservas operativas en escenarios climáticos u operativos más exigentes.

15. Las hidroeléctricas reflejan el potencial de Guatemala en el aprovechamiento de sus recursos naturales, superando los 2,700 MW de capacidad y aportando generación de gran escala, aunque su disponibilidad está sujeta a la variabilidad hidrológica y a los impactos del cambio climático, se puede reducir con la implementación de embalses o sistemas de bombeo, donde sea posible. La solar fotovoltaica superando los 2,400 MW, se consolida como la principal fuente renovable variable, esencial para la diversificación de la matriz y la reducción de emisiones, con la ventaja adicional de integrarse eficientemente con sistemas de almacenamiento energético, lo que incrementa su valor estratégico y de respaldo. La energía eólica, con valores entre 415 y 545 MW, complementa a la generación solar al aportar principalmente durante horarios nocturnos o en temporadas secas, mejorando la cobertura horaria de las renovables. Respecto a la bioenergía, representada por el biogás (250 MW) y la cogeneración (342 MW), añade beneficios asociados al aprovechamiento de residuos agrícolas e industriales, reforzando la sostenibilidad y ofreciendo respaldo firme en épocas específicas como la zafra. En conjunto, cada tecnología ocupa un lugar definido en la matriz proyectada, aportando de acuerdo con sus características técnicas y condiciones de operación.
16. Para los escenarios TE, bajo la premisa de considerar únicamente plantas solares con capacidades mayores a 50 MW, y aplicando el criterio de instalar sistemas de almacenamiento equivalentes al 30 % de su capacidad, se alcanza un total estimado de 370 MW de baterías acopladas en proyectos fotovoltaicos para el 2050. Sin embargo, se reconoce la necesidad de crear mecanismos para aumentar su penetración en el SNI.
17. Los escenarios de Cumplimiento de Políticas Públicas (PP) y de Transición Energética (TE) muestran una reducción progresiva y considerable del uso de combustibles fósiles a lo largo del horizonte de análisis, reflejando una mejora en el desempeño ambiental del sistema eléctrico. Este comportamiento contribuye, además, a disminuir la dependencia de importaciones energéticas, fortaleciendo la seguridad del abastecimiento y reduciendo la exposición del sistema a la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles.

18.Los resultados de los escenarios de contingencia evidencian la importancia de contar con suficiente capacidad de respaldo y lo susceptible que puede llegar a ser el sistema ante algunas tecnologías críticas que generan déficits al no estar generando (sin tomar en cuenta que se pueden tener problemas adicionales por el sistema de transmisión y distribución). Estos resultados refuerzan la necesidad de fortalecer los mecanismos de respaldo mediante sistemas que aporten flexibilidad y respuesta rápida, priorizando la instalación de generación cercana a los centros de carga para reducir vulnerabilidades. Se destaca la necesidad de contar con incentivos que aseguren la disponibilidad y calidad de combustibles, de modo que las plantas térmicas puedan responder oportunamente en situaciones de emergencia. En conjunto, estas medidas resultan esenciales para sostener la seguridad y estabilidad del SNI frente a eventos climáticos extremos, contingencias técnicas o limitaciones en el suministro energético.

19.Aunque este plan se centra en las necesidades de generación, es importante subrayar que la infraestructura de transmisión y distribución resulta vital para su viabilidad. Sin una red robusta y en expansión, la nueva capacidad instalada no podrá integrarse de forma segura ni eficiente al SNI, lo que limita el alcance de los beneficios proyectados y pone en riesgo la seguridad del suministro.

20.Si bien las licitaciones representan un mecanismo central para la incorporación de nueva capacidad, no constituyen la única vía. También se desarrollan proyectos por iniciativa propia de los agentes, así como a través de acuerdos bilaterales y esquemas de inversión directa. Reconocer esta diversidad de mecanismos es clave para ampliar la oferta, agilizar la entrada de plantas al sistema y fortalecer la seguridad energética en el mediano y largo plazo.

21.Para fortalecer la seguridad energética y avanzar en una transición energética justa, es necesario mantener una visión de integración de soluciones y de cooperación regional, que abarque los cambios en los comportamientos de consumo, la generación resiliente, el almacenamiento de energía y la adopción de tecnologías operacionales más eficientes, garantizando al mismo tiempo una operación óptima y confiable del SNI que preserve su estabilidad en el largo plazo.



7. RECOMENDACIONES

1. Evaluar el mercado minorista para impulsar su integración ordenada, aprovechando su potencial en las redes de distribución y mejorar la calidad del servicio. Esto implica fortalecer los esquemas de incentivos, modernizar la regulación y evaluar su participación en pronósticos de generación y consumo, servicios complementarios que contribuyan a un sistema más flexible, resiliente y eficiente.
2. Considerando la alta vulnerabilidad de la infraestructura energética (cadenas de valor de la generación, transmisión y distribución) frente a aumentos de temperatura y eventos extremos, es clave incorporar la evaluación de riesgos climáticos en los criterios de diseño y en las inversiones futuras, lo que implica regular la infraestructura robusta y soluciones adaptadas a condiciones extremas.
3. Se invita a los actores y agentes del Mercado Mayorista a contribuir con propuestas que permitan analizar y diseñar mecanismos de incentivos económicos para vialibilizar nueva capacidad de generación. La participación conjunta de los distintos sectores —sociales, ambientales, técnicos, legales, financieros y operativos— facilitará identificar alternativas que respondan a las tendencias actuales de consumo, la incorporación de tecnologías emergentes y los compromisos de sostenibilidad del país. Este ejercicio colaborativo fortalecerá el funcionamiento del mercado, promoverá un entorno de inversión más estable y contribuirá a disminuir la percepción de riesgo en el largo plazo.
4. Los proyectos de generación eléctrica deben valorarse no solo por su aporte energético, sino también por los empleos directos e indirectos que generan, y los impactos positivos en el desarrollo educativo, infraestructura local y acceso a servicios de salud en las comunidades donde se instalan.
5. Guatemala debe comenzar a integrar en la educación formal y técnica los temas de energía nuclear, hidrógeno verde, energía mareomotriz y biocombustibles, con el fin de preparar talento humano especializado en tecnologías emergentes que serán determinantes en la transición energética justa global.
6. Los resultados invitan a los inversionistas a evaluar a Guatemala como un destino estratégico para el desarrollo de proyectos innovadores, respaldado por un entorno de certeza jurídica, estabilidad macroeconómica y un mercado eléctrico con liquidez y reglas claras.
7. Fortalecer alianzas entre instituciones, comunidades; y sector público y privado para potenciar proyectos de bioenergía a partir de residuos sólidos y agroindustriales, integrando soluciones que atiendan simultáneamente las necesidades de energía y la mejora de las condiciones ambientales, y fomentando una economía circular.



8. AGRADECIMIENTOS Y FUENTES DE CONSULTA

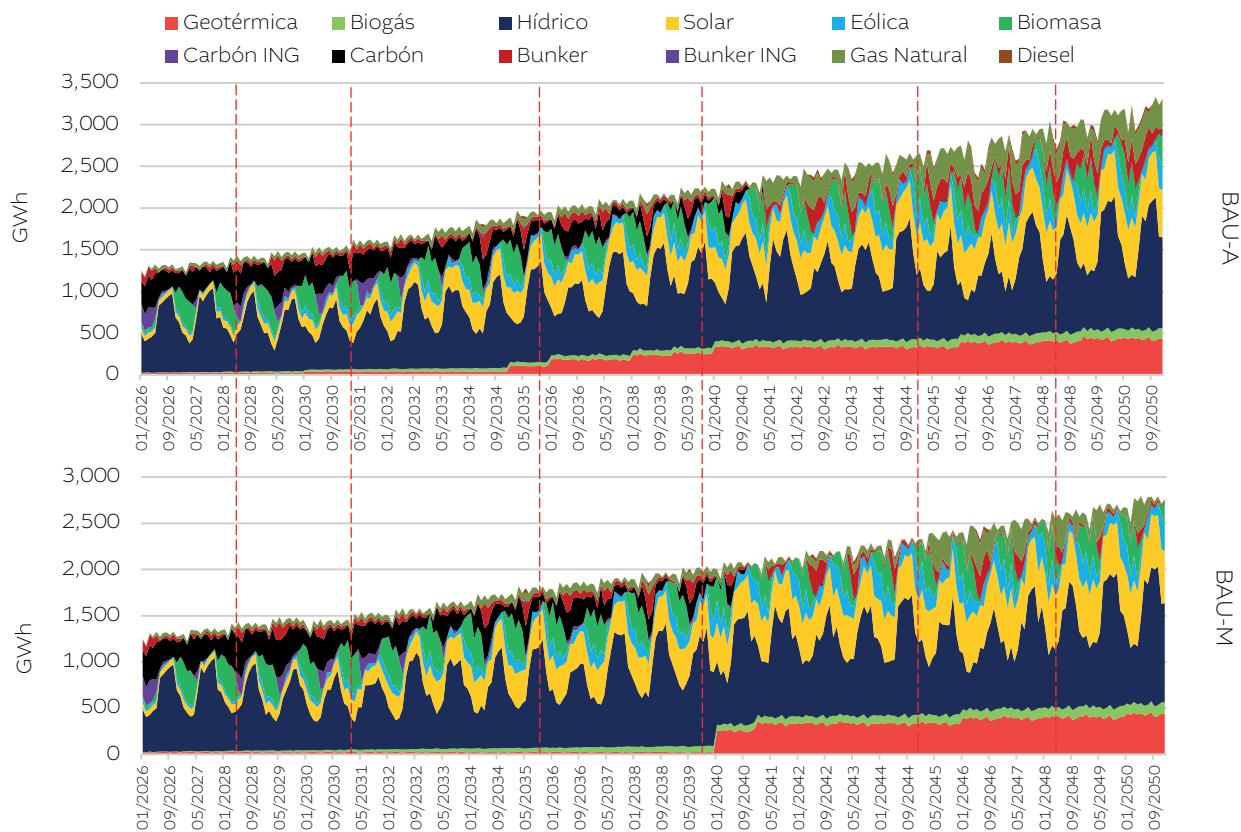
El presente documento ha sido posible gracias a la colaboración de instituciones clave del subsector eléctrico. Se agradece especialmente el compromiso y la disposición técnica de las entidades que compartieron información, experiencias y aportes fundamentales para la elaboración de este documento. A continuación, se listan las principales fuentes de consulta que contribuyeron al desarrollo de este documento:

- Administrador del Mercado Mayorista. (2024). *Programación de Largo Plazo 2025–2026 (PLP)*. Obtenido de https://www.amm.org.gt/pdfs2/programas_despacho/03_PROGRAMAS_DE_LARGO_PLAZO/2025-2026/02_PLP20250101_VD.pdf
- Asociación de Generadores con Energía Renovable. (2024). *Actualización de la “estrategia para la transición energética en Guatemala”*. Obtenido de <https://ager.org.gt/index.php/nuestros-productos/propuesta-ager-2024>
- Banco de Guatemala. (2024). *Producto Interno Bruto*. Obtenido de <https://banguat.gob.gt/page/cuadros-estadisticos-resumidos>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2021). *Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe*. Obtenido de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47386-planificacion-sostenible-transicion-energetica-justa-america-latina-caribe>
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2024). *Atlas del Sistema Nacional Interconectado de la República de Guatemala*. Obtenido de <https://cnee.gob.gt/atlas-del-sni/>
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2024). *Informe Estadístico de GDR y UAEE 2020-2024*. Obtenido de <https://cnee.gob.gt/informe-estadistico-de-gdr-y-uae-2020-2024/>
- Deloitte. (2024). *Plan de crecimiento de la oferta de generación y transporte para la industria eléctrica de Guatemala, que asegure un suministro confiable de la demanda*. Guatemala.
- Ente Operador Regional. (2025). *Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2026-2040*.
- Instituto de Investigación y Proyección sobre Ciencia y Tecnología de la Universidad Rafael Landívar. (2018). *Perfil energético de Guatemala: Bases para el entendimiento del estado actual y tendencias de la energía*. Guatemala.
- Instituto Nacional de Estadística. (2025). *Estadísticas por tema*. Obtenido de <https://www.ine.gob.gt/portal-estadistico-1-0/>
- Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología. (2025). *Perspectiva climática mensual*. Obtenido de <https://insivumeh.gob.gt/?p=13162>
- International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable energy statistics 2025*. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-energy-statistics-2025>
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). *2024 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. Obtenido de <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/index>
- Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (2024) *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024*. Obtenido de <https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2024/>
- U.S. Energy Information Administration. (2025). *Annual Energy Outlook 2025*. Obtenido de <https://www.eia.gov/outlooks/aoe/>

APÉNDICE

Apéndice A. Influencia de la demanda por tipo de escenario de expansión

Gráfica A1. Comparativa del despacho de energía para los escenarios BAU.

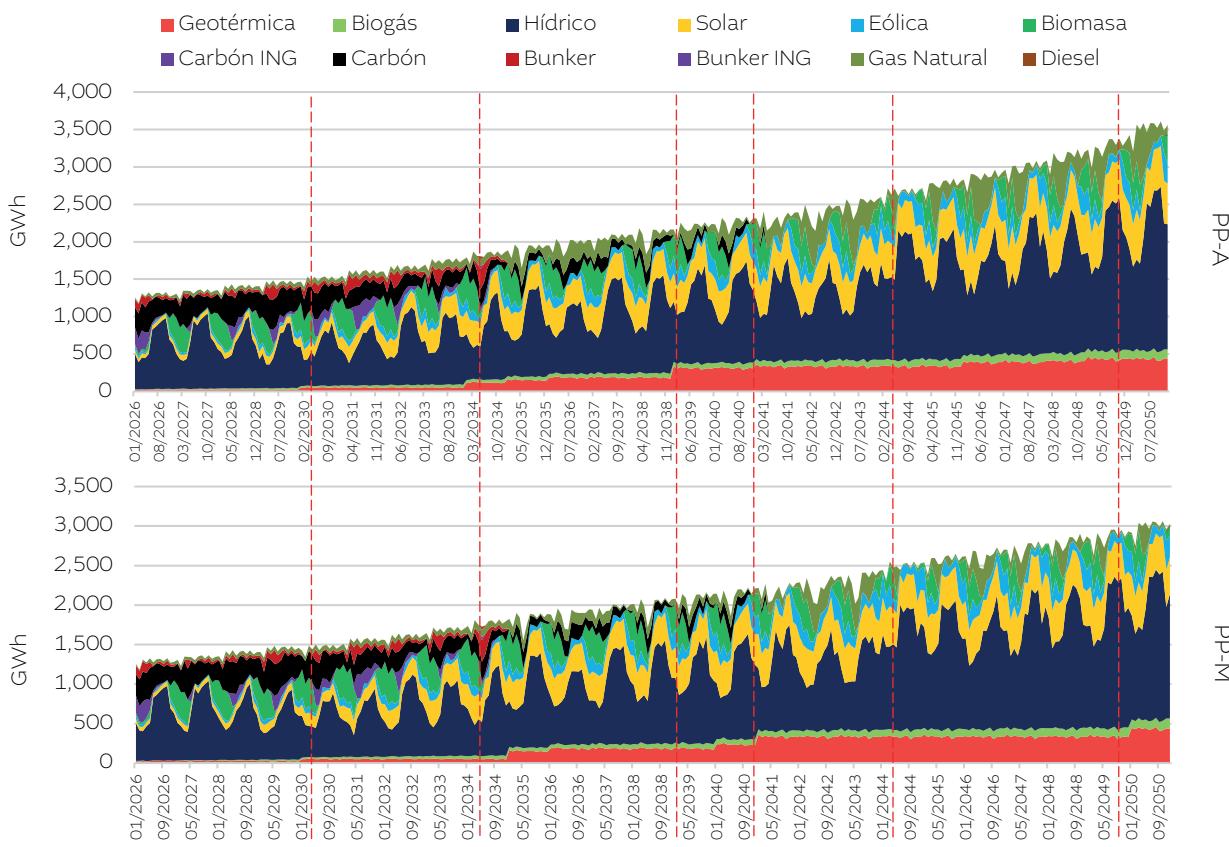


Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Para los escenarios BAU, en **2035**, el escenario de demanda media muestra que se está despatchando en gran medida al carbón, búnker, diésel y a los bloques de cogeneración fuera de zafra por requerimiento del despacho (utilizando carbón o bunker), lo que evidencia un margen de inestabilidad, mientras que en la demanda alta la mayor presión convoca no solo a estos combustibles fósiles, sino también requiere de la instalación de geotermia, reflejando la necesidad de ampliar la base de generación. Para **2040**, en la demanda media aún se mantiene un despacho representativo del carbón, búnker y diésel, pero en la demanda alta comienza una transición hacia el gas natural, cuya incorporación avanza con cierta graduabilidad, sustituyendo en el despacho de manera progresiva a los combustibles fósiles más contaminantes (plantas que pueden prestar servicios de reservas). En **2045**, ambas trayectorias consolidan el gas natural como recurso clave, aunque en la demanda alta se recurre con mayor frecuencia a tecnologías firmes, generando mayor presión sobre la capacidad

instalada. Finalmente, en **2050**, la demanda media refleja un sistema más equilibrado, con renovables consolidadas y menor dependencia de carbón, búnker, y diésel; mientras que la demanda alta mantiene la misma lógica de sustitución hacia el gas natural, pero con mayores exigencias de infraestructura para atender la creciente demanda. Esta comparación evidencia la diferencia entre los retos de las conductas y tendencias de demanda; y los riesgos por tener un desfase entre la oferta y la demanda comprometiendo la seguridad energética en el corto y mediano plazo.

Gráfica A2. Comparativa del despacho de energía para los escenarios PP.

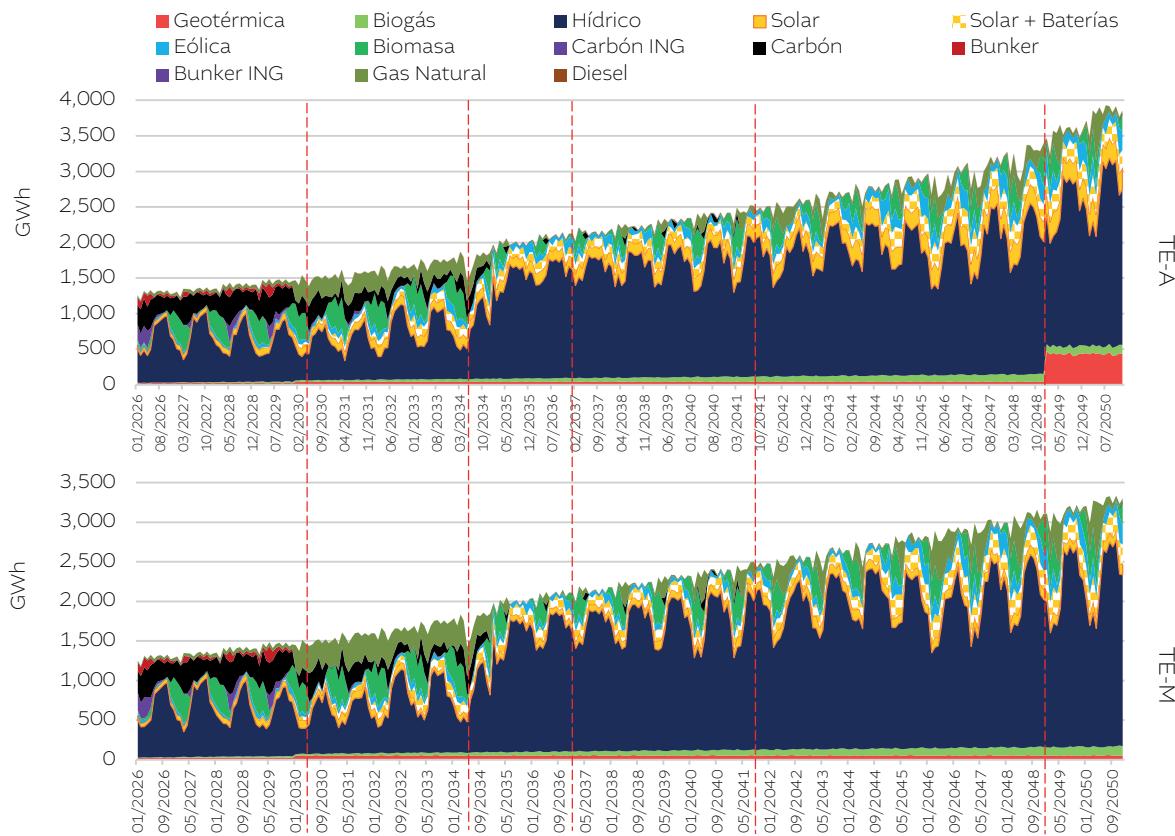


Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Para los escenarios PP, en **2035**, el sistema evidencia un cambio en la participación del carbón, búnker, diésel y de los bloques de cogeneración fuera de zafra (utilizando carbón o bunker), sustituida por la generación hidroeléctrica. Pero para la época seca se hace uso de las plantas de carbón. En este año, se observa que el aporte de renovables variables (solar y eólica) comienza a crecer. Para **2040**, el despacho muestra que el recurso hídrico sigue siendo predominante, se tiene la entrada progresiva del gas natural, desplazando paulatinamente a los combustibles más contaminantes. Al mismo tiempo, las renovables variables

aumentan su participación, lo que genera mayor necesidad de mecanismos de respaldo y flexibilidad, especialmente en horas de alta variabilidad solar y eólica. A partir del **2044**, se alcanza un punto de inflexión donde las renovables variables (solar y eólica) tienen una participación mucho más marcada en el despacho, con ciclos estacionales más visibles. Sin embargo, para mantener la estabilidad del sistema, persiste la necesidad de respaldo firme de gas natural y un aumento significativo de geotermia (PP-A), que actúan como tecnologías continuas. Esto refleja que, aunque la transición energética avanza, la seguridad del suministro aún depende de contar con recursos gestionables que compensen la variabilidad de las renovables.

Gráfica A3. Comparativa del despacho de energía para los escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Para los escenarios TE, en **2030**, el despacho aún tiene una alta dependencia del carbón, búnker, diésel y de los bloques de cogeneración fuera de zafra, los cuales utilizan principalmente carbón o búnker. Para **2035**, se observa un cambio progresivo en la estructura del despacho, con una mayor participación del gas natural y de las hidroeléctricas. Este comportamiento sugiere una transición hacia recursos más limpios, aunque todavía se mantiene la presión de tecnologías fósiles en determinados períodos, resaltando la necesidad de continuar ampliando la base renovable. En **2041**, la operación del sistema muestra un hito



importante dejando de despachar carbón, búnker, y diésel de manera significativa, reflejando una transformación en la matriz. Finalmente, en **2050**, el sistema alcanza una mayor diversificación, destacando el aumento de la geotermia junto con la consolidación de las fuentes renovables variables como solar y eólica.

Apéndice A1. Observaciones

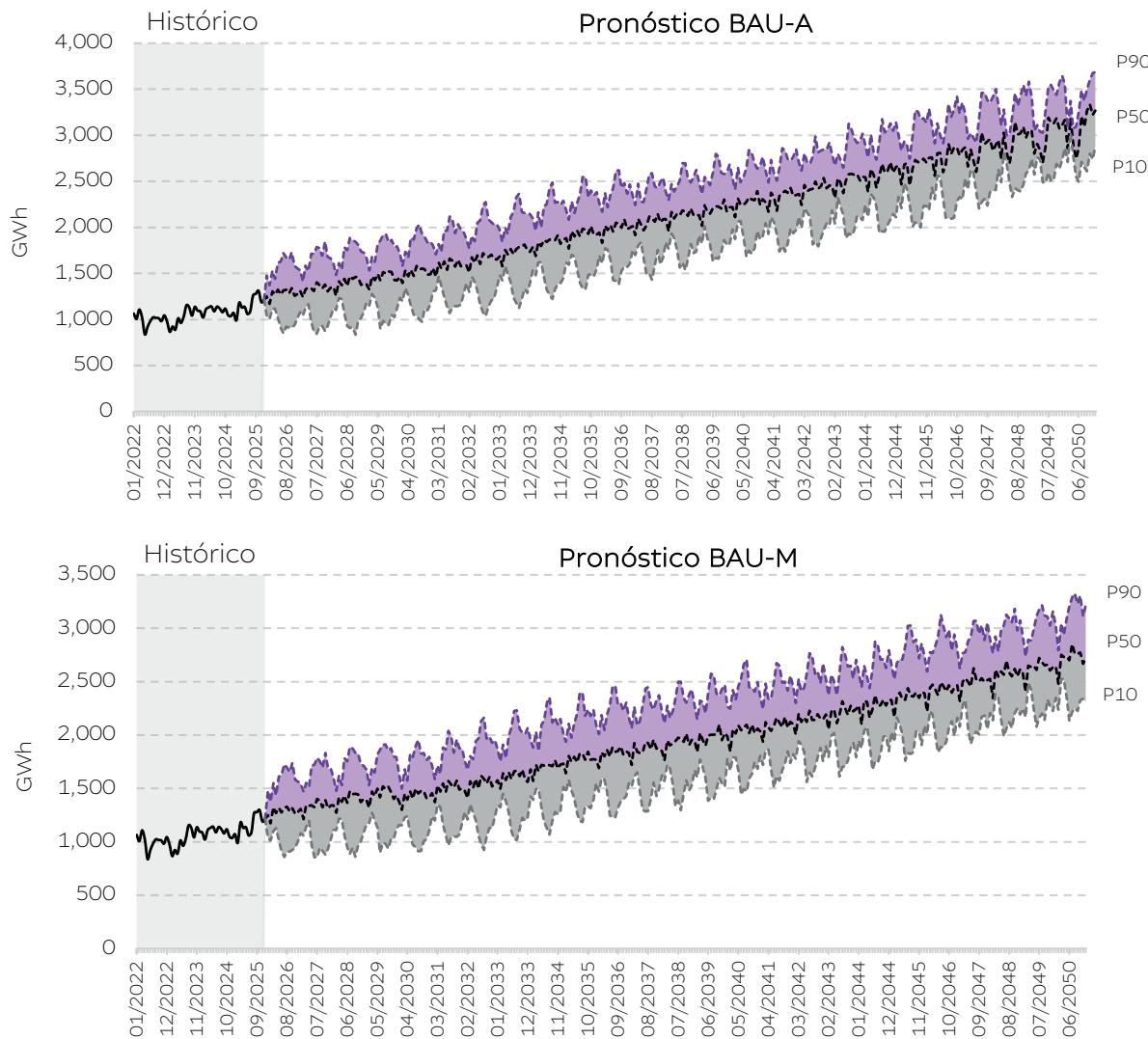
- * Los diferentes escenarios muestran cómo la evolución de la demanda y el ritmo de instalación de proyectos determinan variaciones significativas en el despacho. Esto acelera la necesidad de concretar nuevas contrataciones, representando también un riesgo si no se ejecutan oportunamente.
- * Para garantizar seguridad energética a largo plazo, el sistema debe orientarse hacia un modelo más equilibrado y resiliente, reduciendo la exposición a riesgos derivados de combustibles fósiles, vulnerabilidad climática y retrasos en la expansión de infraestructura.
- * En algunos escenarios, ciertas tecnologías renovables muestran un bajo nivel de despacho debido al peso de los grandes aportes de proyectos binacionales. No obstante, si no se impulsan esfuerzos presentes para asegurar su incorporación, existe el riesgo de que estas opciones firmes y estratégicas se minimicen en el futuro, perdiendo su potencial como respaldo y robustos de la matriz.
- * Aunque el análisis se centra en el despacho de carga, es importante reconocer que existen plantas que, más allá de su aporte energético visible, cumplen un rol esencial al proveer servicios complementarios. Estos aportes “tras bambalinas” son fundamentales para sostener la seguridad y estabilidad operativa del SNI, incluso cuando su despacho de energía no resulta significativo en los escenarios proyectados.



Apéndice B. Análisis de sensibilidad para escenarios de expansión

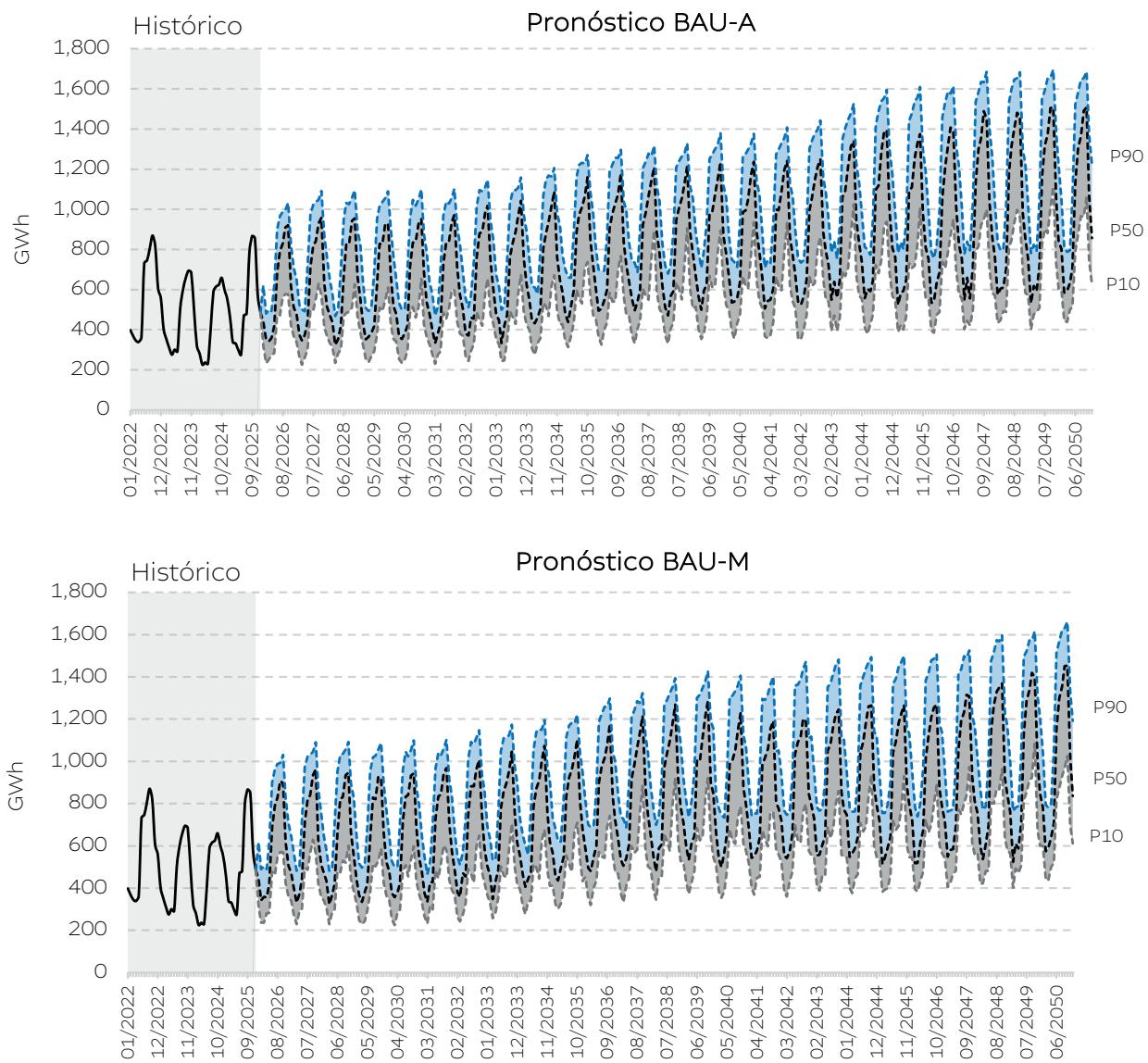
Apéndice B1. Resultados estocásticos para los escenarios BAU

Gráfica B1. Variabilidad estocástica de la generación total por etapa de escenarios BAU.



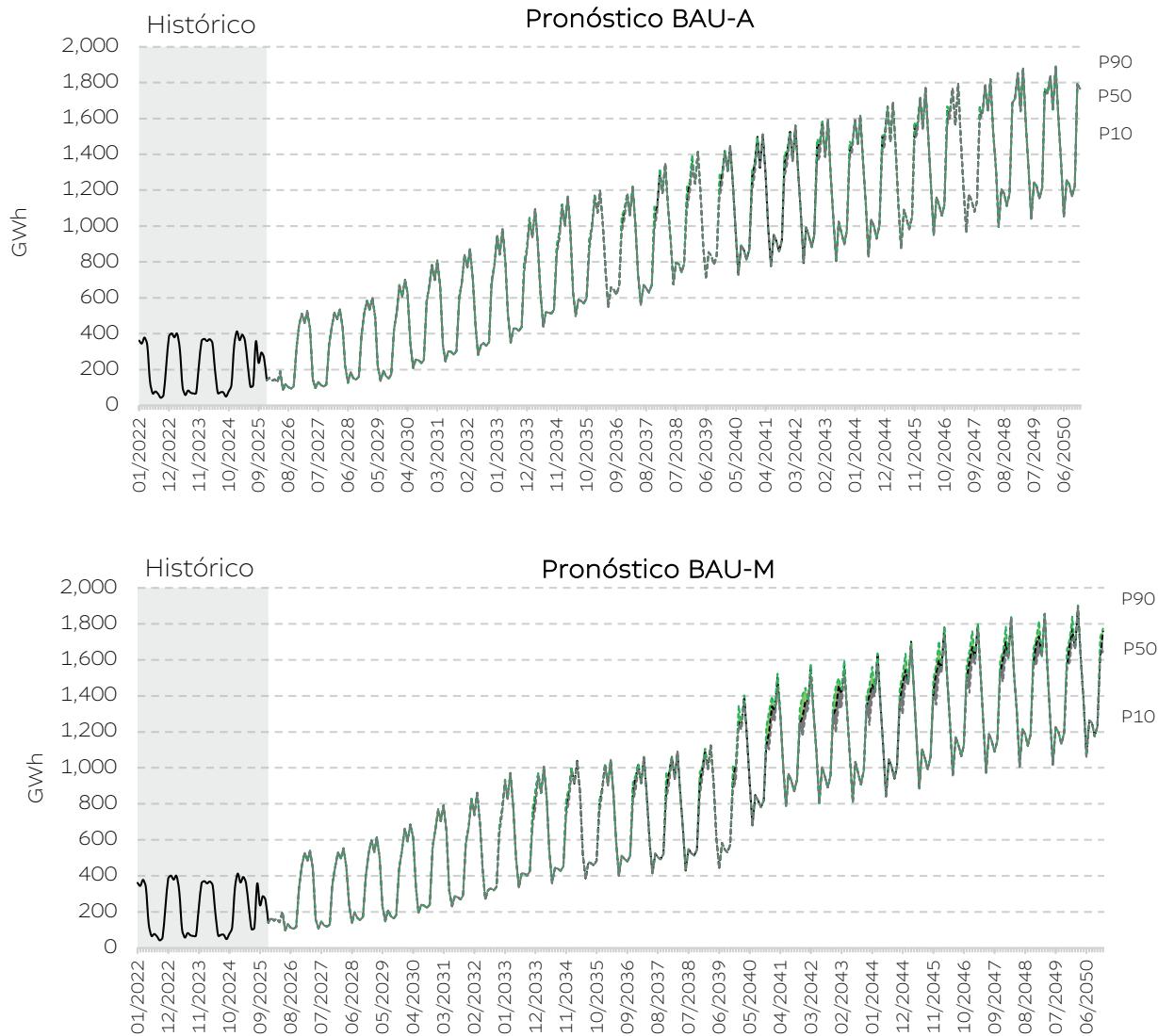
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica B2. Variabilidad estocástica de la generación hidroeléctrica por etapa de escenarios BAU.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

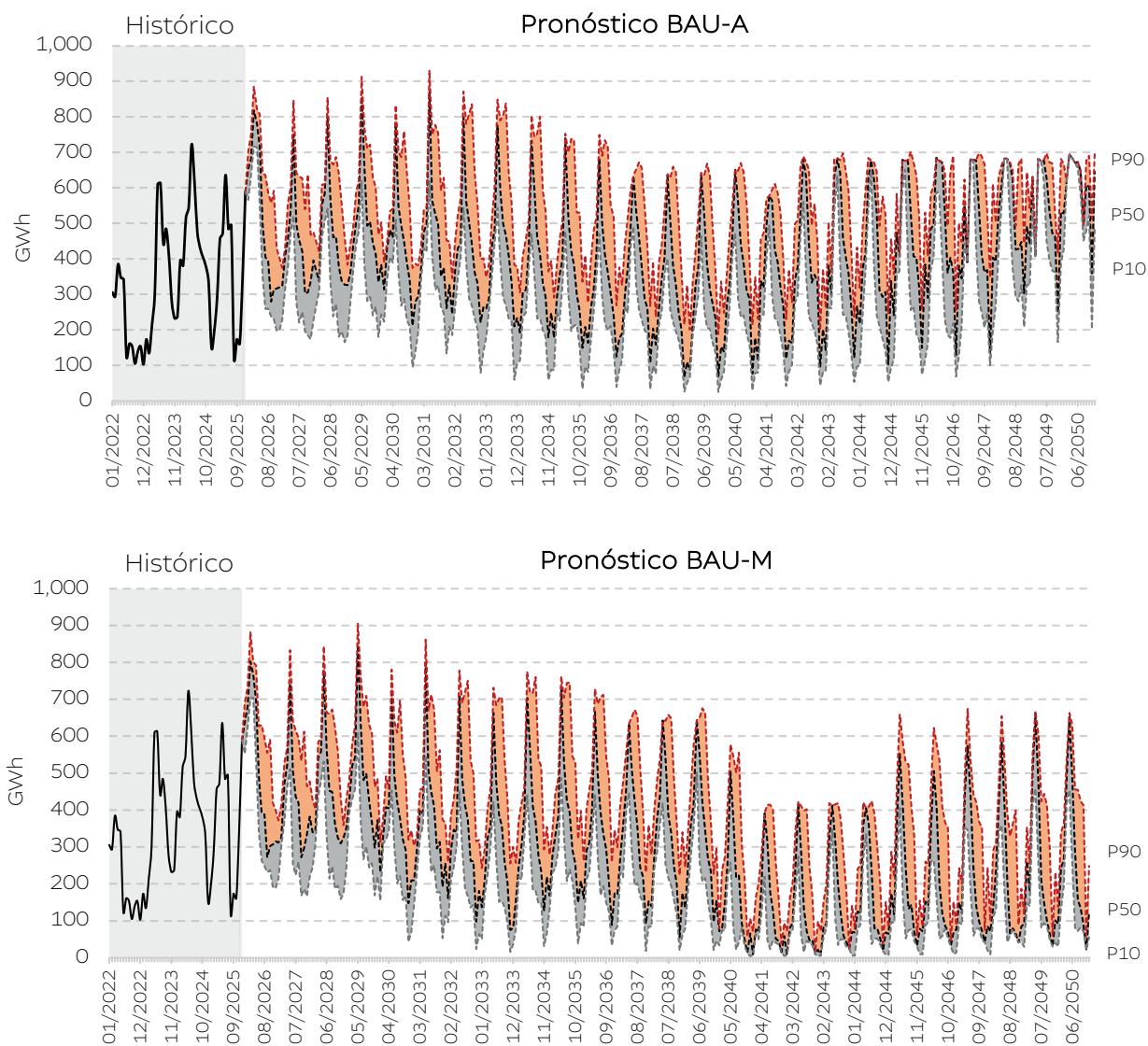
Gráfica B3. Variabilidad estocástica de la generación renovable por etapa de escenarios BAU.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.



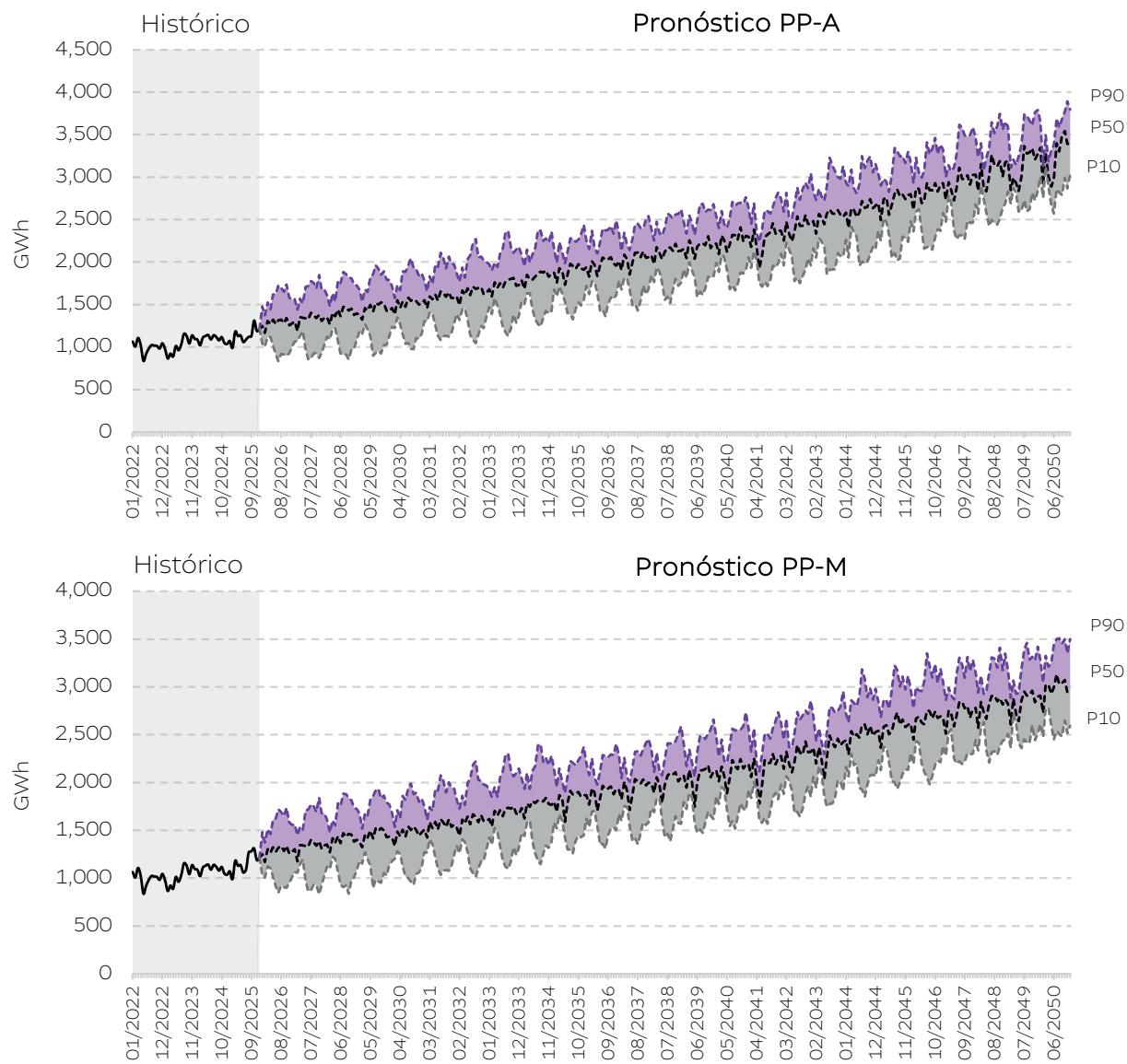
Gráfica B4. Variabilidad estocástica de la generación térmica por etapa de escenarios BAU.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

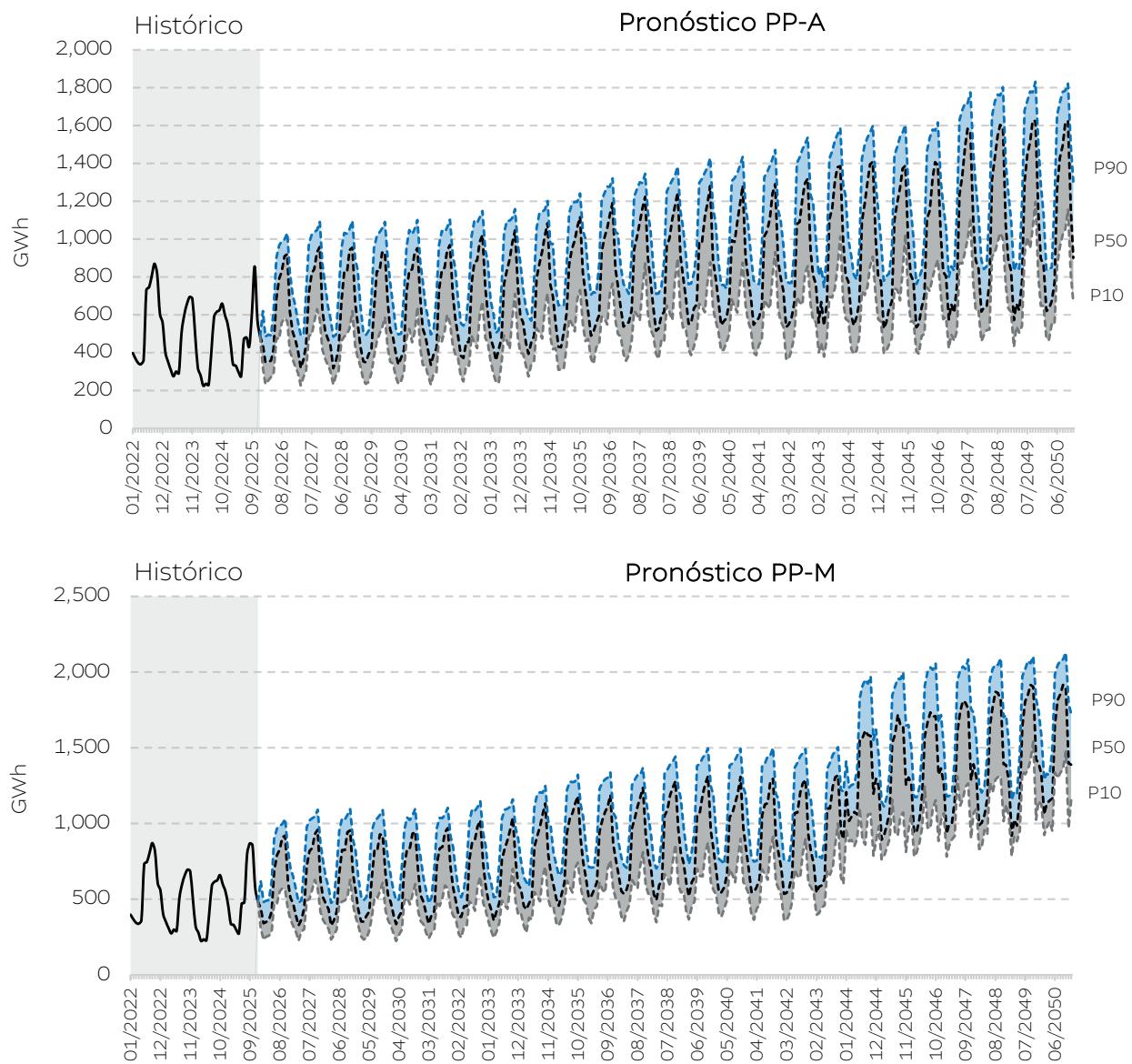
Apéndice B2. Resultados estocásticos para los escenarios PP

Gráfica B5. Variabilidad estocástica de la generación total por etapa de escenarios PP.



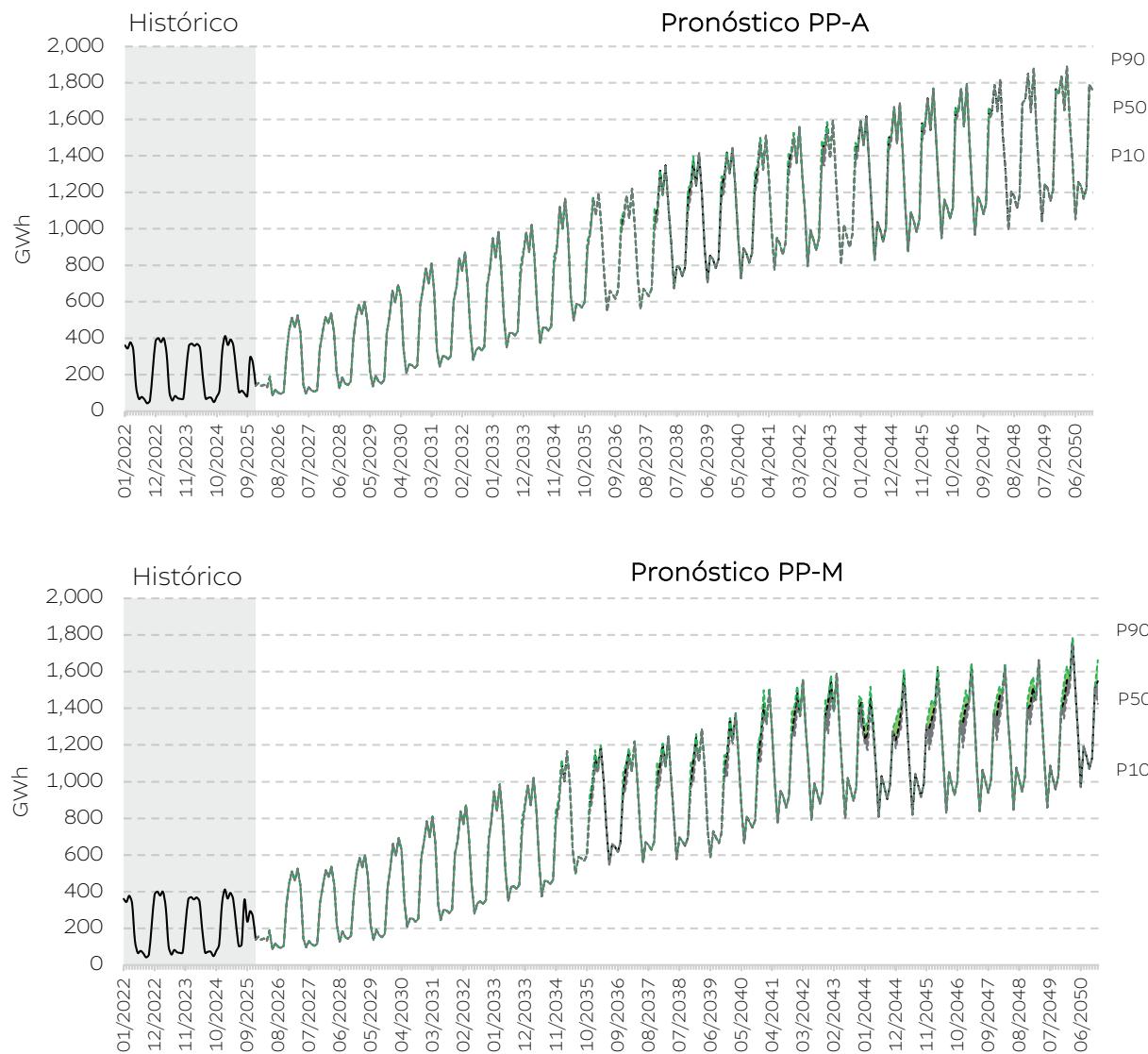
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica B6. Variabilidad estocástica de la generación hidroeléctrica por etapa de escenarios PP.



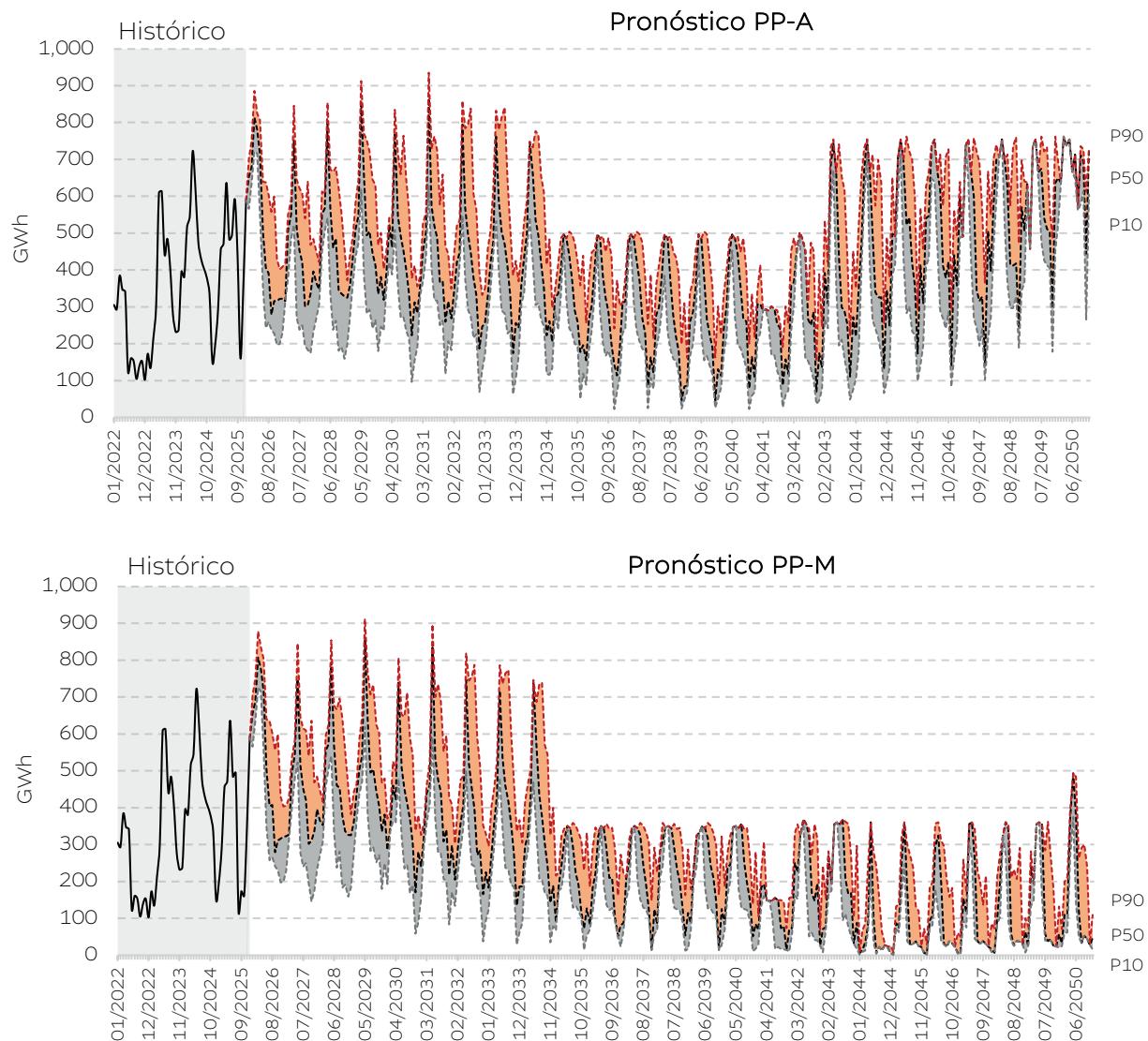
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica B7. Variabilidad estocástica de la generación renovable por etapa de escenarios PP.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

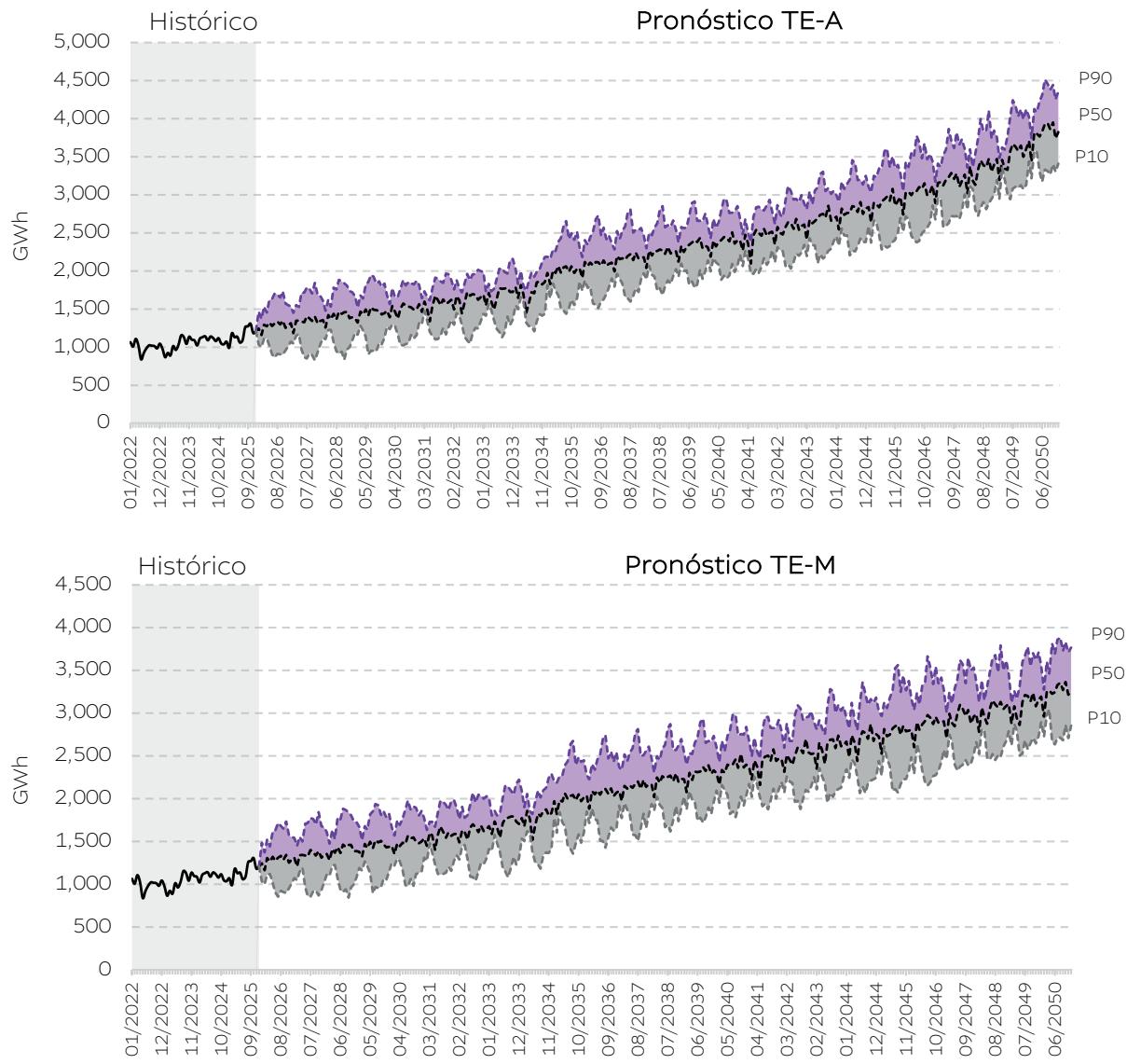
Gráfica B8. Variabilidad estocástica de la generación térmica por etapa de escenarios PP.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

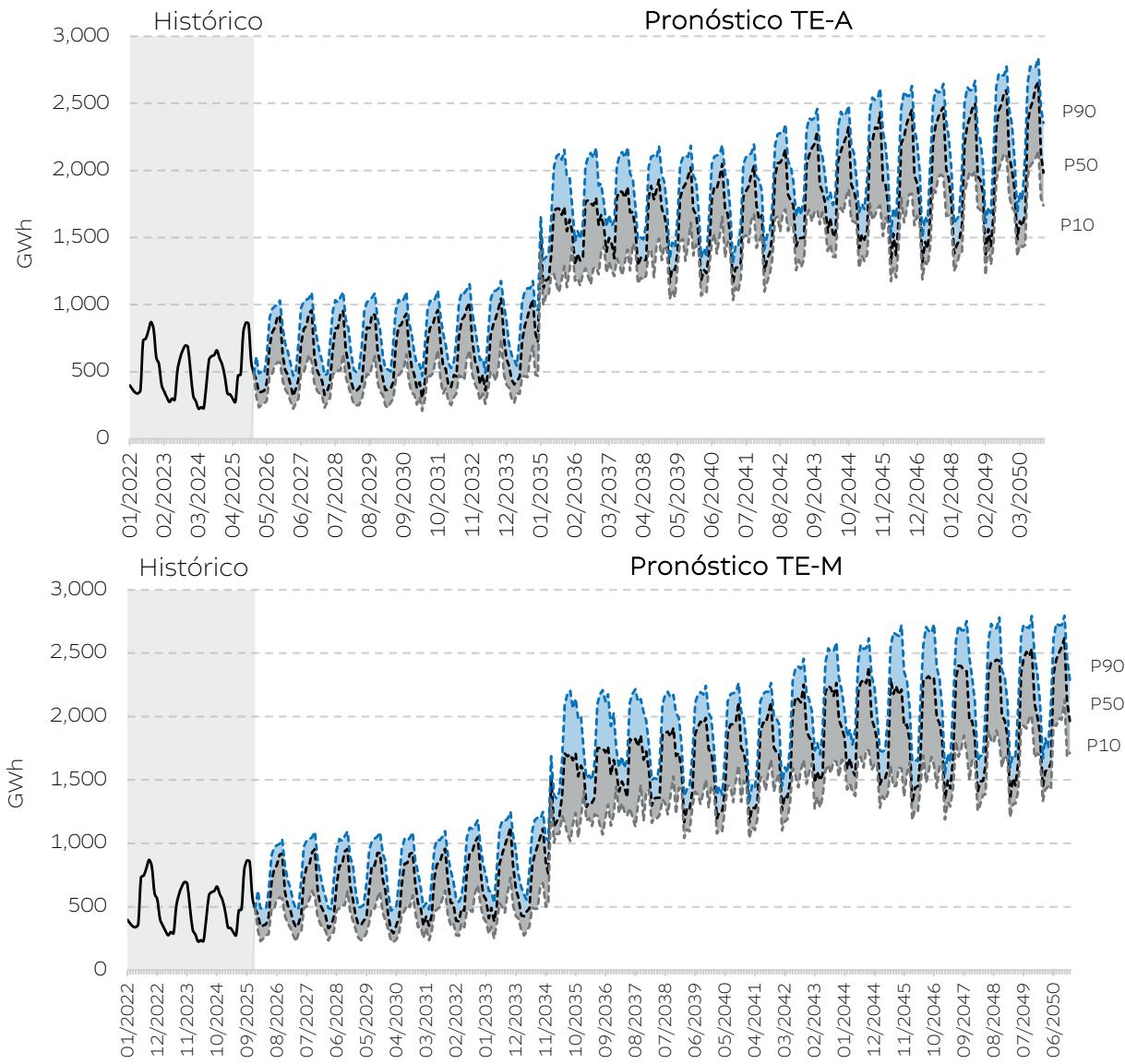
Apéndice B3. Resultados estocásticos para los escenarios TE

Gráfica B9. Variabilidad estocástica de la generación total por etapa de escenarios TE.



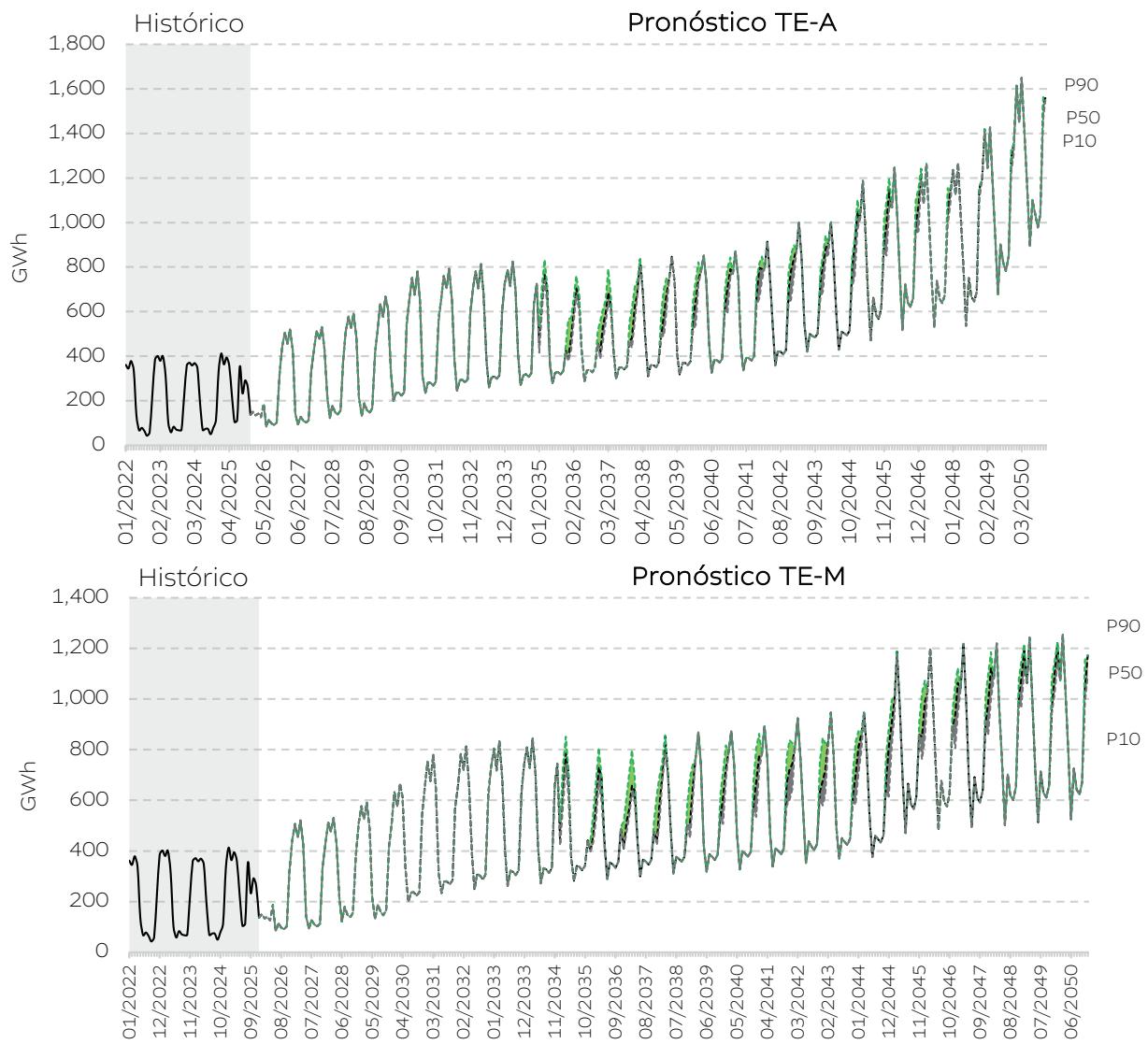
Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Gráfica B10. Variabilidad estocástica de la generación hidroeléctrica por etapa de escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

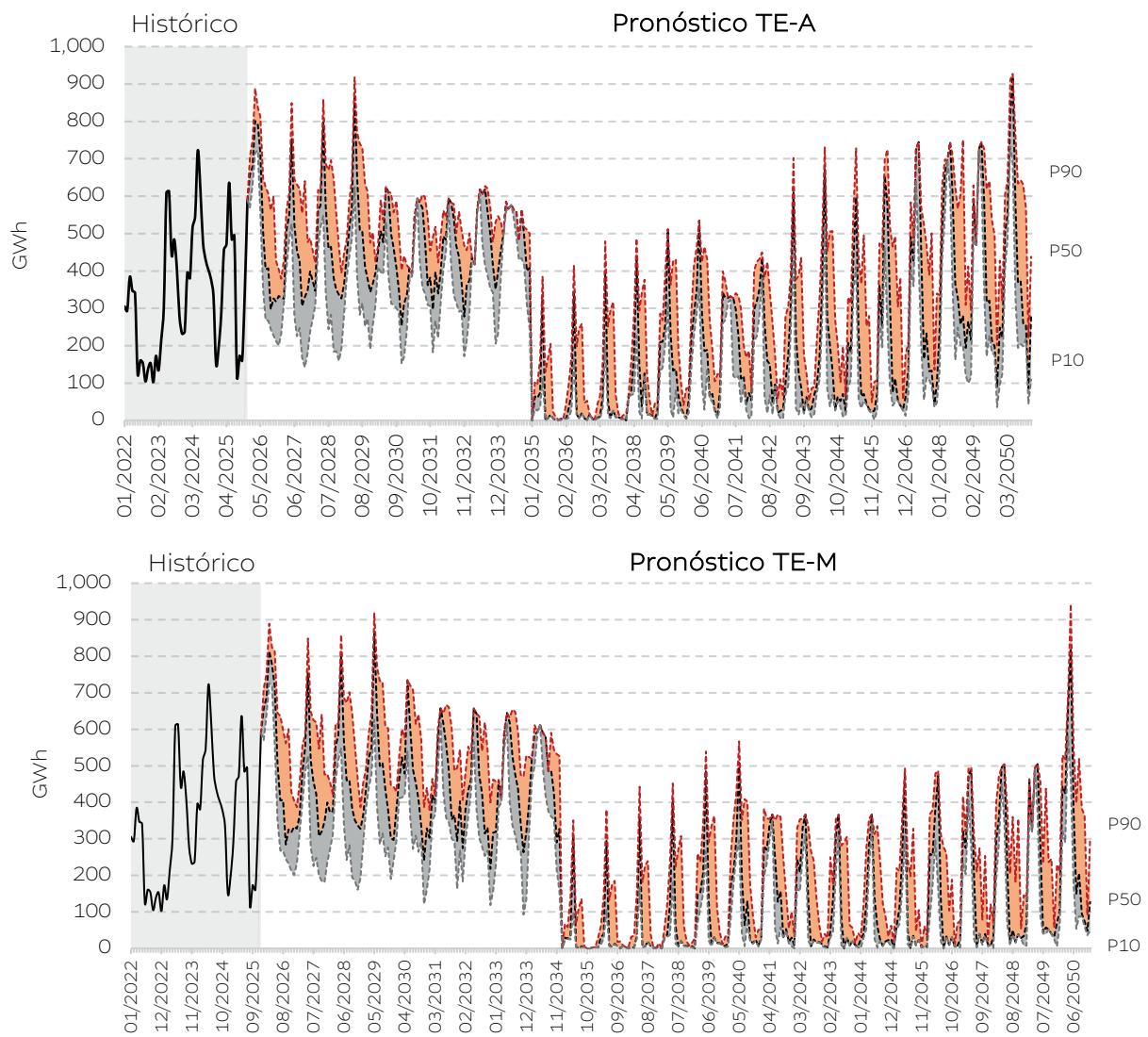
Gráfica B11. Variabilidad estocástica de la generación renovable por etapa de escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.



Gráfica B12. Variabilidad estocástica de la generación térmica por etapa de escenarios TE.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos de SDDP-OPTGEN.

Apéndice B4. Observaciones

- * Los resultados estocásticos permiten evaluar la resiliencia del sistema eléctrico frente a incertidumbres climáticas, hidrológicas y de mercado, mostrando cómo diferentes trayectorias pueden materializarse bajo condiciones variables. La dispersión observada entre escenarios y etapas refleja que, la generación puede presentar desviaciones relevantes, evidenciando la necesidad de contar con reservas operativas flexibles dimensionadas de manera adecuada para atender incertidumbres y evitar déficits.
- * La variabilidad observada entre los percentiles P10, P50 y P90 confirma que la planificación de largo plazo puede presentar diferencias significativas según las condiciones climáticas y de mercado. Esta dispersión evidencia la necesidad de invertir en flexibilidad operativa, almacenamiento energético y en la modernización resiliente de la infraestructura eléctrica —generación, transmisión y distribución— para responder tanto al crecimiento de la demanda como a escenarios climáticos más extremos.
- * Asimismo, los resultados indican que las metas ambientales y de participación renovable deben diseñarse e implementarse con márgenes operativos de flexibilidad, permitiendo adaptaciones sin comprometer la seguridad energética ni la trayectoria hacia una transición energética justa. En este contexto, se vuelve fundamental establecer incentivos claros y justos para sistemas de almacenamiento —baterías, soluciones híbridas y respaldo energético—, considerando la volatilidad atípica observada en los últimos años y la necesidad de contar no solo con capacidad instalada, sino con recursos efectivamente disponibles y eficientes para el SNI.

Apéndice C. Necesidades de servicios complementarios

Los servicios complementarios son esenciales para garantizar la seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos al permitir la respuesta flexible frente a desviaciones de frecuencia, contingencias y condiciones extremas. En Guatemala, las normas NCO-03 y NCC-08 regulan la prestación de estos servicios, que incluyen la reserva rodante regulante (RRR), la reserva rodante operativa (RRO), la reserva rápida (RRa) y la reserva fría, cada una destinada a cubrir distintos horizontes de respuesta ante contingencias. Además, se consideran la demanda interrumpible, el arranque en negro, y el control de potencia reactiva y tensión, los cuales permiten incorporar flexibilidad desde el lado de la carga. Estos mecanismos fueron regulados con el objetivos de mantener la confiabilidad del sistema, sostener la calidad del suministro y reducir los costos asociados a fallas o interrupciones.

La creciente penetración de renovables variables como la solar y la eólica incrementa la necesidad de servicios complementarios más rápidos y específicos, por ejemplo la Reserva por Desviaciones de Renovables (RPD), que se dimensiona según errores de pronóstico y rampas netas, siguiendo metodologías sugeridas por organismos como NREL e IRENA y que se considera en los análisis que elabora PSR. Asimismo, estudios de OLACDE y CEPAL advierten que fenómenos climáticos extremos (El Niño, sequías prolongadas, tormentas) reducen la energía firme hídrica, aumentando la dependencia de reservas sostenidas y tecnologías de respaldo flexible. Además, IRENA e IEA subrayan que el almacenamiento en baterías y la



gestión de la demanda pueden proveer servicios de regulación y rodante a bajo costo, contribuyendo a reducir la exposición a los altos costos marginales y al costo de la energía no suministrada (CENS). Finalmente, CEPAL y OLACDE respaldan que la integración regional a través del MER se presenta como una oportunidad para compartir reservas, aunque se destaca la importancia de mantener suficiencia nacional para operar en modo isla durante contingencias severas.

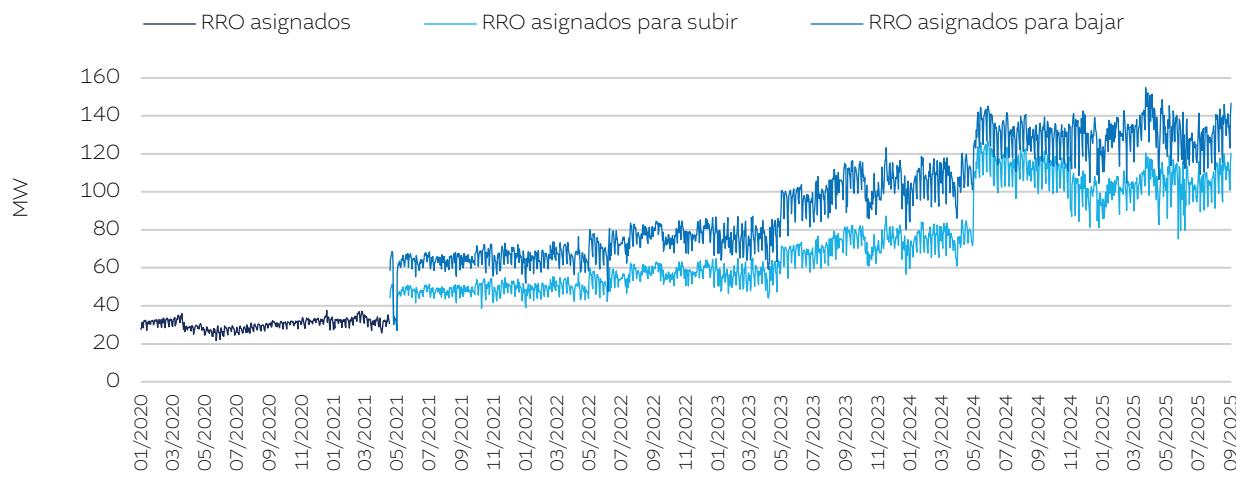
Apéndice C1. Reserva rodante regulante (RRR)

Actualmente fijada en un 3 % de la demanda instantánea según la NCO-03, esta reserva ha sido suficiente para el perfil histórico del SNI. Sin embargo, su dimensionamiento debe evaluarse periódicamente frente a los cambios en la matriz eléctrica, el incremento de renovables variables y las tendencias del mercado eléctrico regional, a fin de asegurar que siga siendo un valor adecuado para la estabilidad del sistema.

Apéndice C2. Reserva rodante operativa (RRO)

La RRO asignada ha mostrado una tendencia ascendente desde 2021, con el cambio de metodología, con un aumento importante tanto en la reserva para subir como para bajar. Esto refleja una mayor exigencia del sistema frente a la variabilidad de la demanda y de la generación renovable. Aunque la cobertura en la mayoría de las horas es adecuada, los picos de exigencia revelan la importancia de contar con mayor flexibilidad operativa, sobre todo en tecnologías de respuesta rápida y almacenamiento.

Gráfica C1. Histórico de la Reserva Rodante Operativa (RRO).

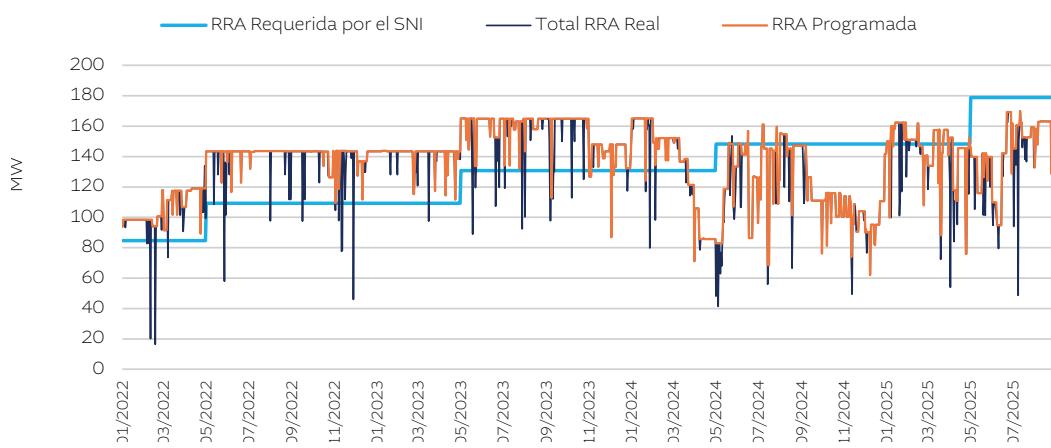


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Apéndice C3. Reserva rápida (RRa)

El requerimiento del SNI ha mostrado un crecimiento tendencial en los últimos años, especialmente a partir de 2023, donde la demanda de este servicio supera los 150 MW en varias ocasiones. Sin embargo, la brecha entre la RRa programada y la realmente disponible refleja etapas de insuficiencia, lo que evidencia la necesidad de fortalecer incentivos para contar con unidades rápidas y confiables que puedan responder a contingencias mayores.

Gráfica C2. Histórico de la Reserva Rápida (RRa).



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Apéndice C4. Reserva fría

De acuerdo con la NCC-08, anexo 8.4, la PLP 2025–2026 dimensionó este servicio en 172.46 MW, con un precio máximo de 7.06 USD/MWh. No obstante, en la actualidad no se registran ofertas para cubrir este requerimiento, lo que representa una vulnerabilidad para el SNI. Por ello, al igual que en el caso de la RRR, es necesario que el dimensionamiento y la viabilidad de la Reserva Fría se revisen de manera periódica, tomando en cuenta la evolución del parque generador, la disponibilidad de combustibles y la necesidad de disponer de respaldo firme ante contingencias prolongadas.

Apéndice C5. Demanda Interrumpible

La NCC-08 contempla este servicio como un mecanismo de respaldo en el que grandes usuarios pueden comprometerse a reducir su consumo eléctrico cuando el AMM lo requiera, aportando flexibilidad inmediata en condiciones de emergencia. Este esquema constituye una herramienta estratégica para disminuir déficits en situaciones críticas, complementando las reservas de generación. Sin embargo, su dimensionamiento y aplicación deben revisarse periódicamente, evaluando la disponibilidad real de usuarios participantes y la efectividad de los incentivos, a fin de garantizar que se convierta en un recurso confiable dentro del portafolio de servicios complementarios.

Apéndice C6. Observaciones

- * La evolución del sistema eléctrico exige una revisión periódica de los valores normativos de las reservas, asegurando que continúen siendo adecuados frente al crecimiento de la demanda, la penetración de renovables variables y las nuevas condiciones de operación.
- * Actualmente, el único servicio complementario que proviene del lado de la carga es la demanda interrumpible, mientras que los demás mecanismos dependen de la generación. Esto refleja la necesidad de ampliar la participación de la demanda mediante esquemas innovadores de respuesta al consumo.
- * Consolidar mecanismos de flexibilidad que integren tecnologías de respuesta rápida y soluciones de almacenamiento resulta esencial para complementar las reservas tradicionales y reducir la vulnerabilidad del SNI frente a déficits energéticos y variabilidad renovable. Entre 2022 y 2025 el aporte hidroeléctrico osciló entre 20.10 % y 85.53 %, lo que evidencia la necesidad de estos recursos.
- * La integración de servicios complementarios como la reserva fría, la demanda interrumpible, el control de tensión y el arranque en negro debe consolidarse como un portafolio estratégico, capaz de sostener la seguridad del SNI en escenarios de contingencias prolongadas, variabilidad climática y cambios tecnológicos.
- * Mientras la RRO cubre ajustes de corto plazo y variaciones operativas menores, la RRa se convierte en el respaldo fundamental para contingencias significativas. El comportamiento observado muestra que, aunque ambas reservas cumplen en general con los requerimientos del sistema, existen episodios críticos en los que la falta de recursos disponibles podría comprometer la estabilidad del SNI. Por lo tanto, se evidencia que el sistema necesita revisar las ofertas disponibles y fortalecer los mecanismos que aseguren una mayor disponibilidad de reservas, reduciendo así el riesgo operativo del SNI.
- * Es necesario crear y evaluar mecanismos para la incorporación de nuevas plantas y recursos al portafolio de servicios complementarios, garantizando incentivos claros y condiciones técnicas que permitan ampliar la oferta disponible y fortalecer la confiabilidad del sistema.
- * Es importante considerar que las contingencias derivadas de años secos tienden a afectar simultáneamente a toda la región del MER, colocando a los países en una condición compartida de riesgo. Ante este escenario, se abre la oportunidad de formular proyectos binacionales y/o regionales de reservas que permitan una gestión coordinada de los recursos y refuerzen la seguridad energética colectiva.





Ministerio de
Energía y Minas

