

Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033

Versión	Aprobado
Fecha	11 de julio de 2024
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema

CND

 **ENEE**

**Centro Nacional
de Despacho**

Tabla de contenido

Lista de tablas.....	4
Lista de figuras.....	5
Acrónimos y siglas de uso general.....	7
Resumen ejecutivo.....	8
1 Introducción.....	13
1.1 Objetivo.....	13
1.2 Estructura del informe.....	14
2 Marco legal e institucional.....	15
2.1 Marco institucional del subsector eléctrico.....	15
2.1.1 Funciones de la Secretaría de Energía.....	16
2.1.2 Funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.....	16
2.1.3 Funciones del Operador del Sistema.....	17
2.2 Marco legal concerniente a la planificación de la expansión del sistema eléctrico.....	17
2.3 Marco legal aplicable de la región.....	18
3 Contextualización del subsector eléctrico nacional.....	19
3.1 Demanda.....	19
3.2 Consumo eléctrico por región.....	26
3.3 Matriz eléctrica de Honduras.....	27
3.4 Mercado eléctrico de oportunidad nacional.....	30
3.5 Potencia firme del sistema.....	31
3.6 Mercado eléctrico regional.....	31
4 Premisas y criterios de planificación.....	35
4.1 Horizonte de análisis.....	35
4.2 Demanda de año base.....	35
4.3 Año inicial de hidrología.....	35
4.4 Tasa de descuento.....	35
4.5 Costo de energía no suministrada.....	36
4.6 Costos de inversión, operación y mantenimiento de tecnologías de generación.....	36
4.6.1 Eólica.....	37
4.6.2 Solar fotovoltaica.....	37
4.6.3 Sistema híbrido compuesto por una central solar fotovoltaica y batería.....	37
4.6.4 Sistema híbrido compuesto por una central eólica y batería.....	38
4.6.5 Batería independiente.....	39
4.6.6 Geotérmica.....	39
4.6.7 Motores de combustión interna.....	39
4.6.8 Centrales a base de LPG.....	40
4.6.9 Ciclo combinado a base de gas natural.....	40
4.6.10 Carbón.....	41
4.6.11 Hidroeléctrica.....	41
4.6.12 Resumen.....	41
4.7 Incorporaciones decididas y retiros al parque de generación.....	42
4.8 Conformación de candidatos para expansión de la generación.....	44
4.9 Restricciones de la red de transmisión del sistema eléctrico.....	47
5 Proceso de planificación de la expansión de la generación.....	49
5.1 Proyección de la demanda.....	49
5.2 Caracterización del comportamiento de la demanda.....	51
5.3 Proyección de precios de combustibles.....	56

5.3.1	Gas natural.....	57
5.3.2	Búnker	57
5.3.3	Diésel.....	57
5.3.4	LPG.....	58
5.3.5	Carbón	58
5.3.6	Resumen de proyección de precios de combustibles en puerto de Honduras.....	58
5.3.7	Costos de transporte terrestre	59
5.4	Caracterización de perfiles renovables	59
5.5	Modelamiento de requerimientos potencia firme y reserva	61
5.6	Descripción de las herramientas de optimización utilizadas	63
5.7	Flujograma del proceso de planificación.....	64
6	Casos de expansión planteados y resultados obtenidos.....	65
6.1	Simulación operativa de largo plazo bajo condiciones actuales.....	65
6.2	Descripción de los casos planteados.....	67
6.3	Resultados de los casos planteados	67
6.3.1	Resultados para el Caso I: Plan de Expansión I	68
6.3.2	Resultados para el Caso II: Plan de Expansión II.....	70
6.3.3	Resultados para el Caso III: Plan de Expansión III	73
6.3.4	Resultados para el Caso IV: Plan de Expansión IV.....	76
6.3.5	Resultados para el Caso V: Plan de Expansión V	78
6.3.6	Resultados para el Caso VI: Plan de Expansión VI.....	80
6.4	Resumen de planes de expansión	83
6.5	Criterio de decisión y plan de expansión seleccionado	86
6.6	Casos alternativos de estudio.....	92
6.6.1	Construcción de casos alternativos.....	92
6.6.2	Resultados para el Caso V-a: Plan de Expansión V-a	93
6.6.3	Resultados para el Caso V-b: Plan de Expansión V-b.....	95
6.6.4	Resultados para el Caso V-c: Plan de Expansión V-c	97
7	Conclusiones.....	101
	Referencias	102

Lista de tablas

Tabla 1. Casos de estudio	10
Tabla 2. Resumen de costos de inversión y costos operativos de cada plan de expansión	11
Tabla 3. Matriz de arrepentimientos para cada plan de expansión	11
Tabla 4. Máxima demanda de potencia anual para el período 2007 – 2022	21
Tabla 5. Rangos de variación trimestral de la demanda total [MW] para los años 2021 y 2022	24
Tabla 6. Centrales generadoras que participan en el mercado de oportunidad – Julio de 2023	30
Tabla 7. Resumen de las diferentes tecnologías consideradas, identificando sus respectivas capacidades y sus costos asociados referenciados al año 2023	42
Tabla 8. Adiciones decididas del parque de generación para el período 2024 - 2033.....	42
Tabla 9. Retiros del parque de generación para el período 2024 - 2033	43
Tabla 10. Centrales renovables no consideradas como retiro.....	44
Tabla 11. Centrales candidatas térmicas de emergencia	45
Tabla 12. Centrales candidatas térmicas de largo plazo	45
Tabla 13. Heat rate y rendimiento de centrales térmicas candidatas	46
Tabla 14. Parámetros de flexibilidad de centrales térmicas candidatas con capacidades mayores a 100 MW	46
Tabla 15. Candidatos de generación renovable	46
Tabla 16. Candidatos de almacenamiento independiente.....	47
Tabla 17. Proyección de demanda con tasas de crecimiento del escenario base ENEE.....	50
Tabla 18. Escenarios de sensibilidad en la proyección de la demanda	51
Tabla 19. Mapeo hora bloque	54
Tabla 20. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs USD/MMBtu por km.....	59
Tabla 21. Resumen de casos de estudio	67
Tabla 22. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión I	68
Tabla 23. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión II	71
Tabla 24. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión III.....	74
Tabla 25. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión IV	76
Tabla 26. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V	78
Tabla 27. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión VI	81
Tabla 28. Resumen de capacidad instalada por recurso para cada plan de expansión	83
Tabla 29. Factores de emisiones de CO2 referenciales por tipo de combustible	84
Tabla 30. Factores de emisiones de CO2 categorizados por tipo de tecnología de generación y combustible	85
Tabla 31. Porcentajes de reducción de emisiones de CO2 para cada plan de expansión	86
Tabla 32. Resumen de costos de inversión y costos operativos de cada plan de expansión	87
Tabla 33. Costos medios para los planes de expansión en cada escenario	87
Tabla 34. Matriz de arrepentimientos para cada plan de expansión.....	88
Tabla 35. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V-a.....	93
Tabla 36. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V-b	95
Tabla 37. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V-c.....	98

Lista de figuras

Figura 1. Capacidad actual instalada por recurso	8
Figura 2. Proyección del crecimiento de la demanda vs potencia firme	9
Figura 3. Cronograma de capacidad adicionada de tecnologías de generación del Plan de Expansión V	12
Figura 4. PIB anual para el período 2012 – 2022	19
Figura 5. PIB trimestral para el período 2012 – 2022	20
Figura 6. Demanda de energía y máxima demanda de potencia anual para el período 2007 – 2022	21
Figura 7. Diagrama de duración de carga anual para el período 2019 – 2022	22
Figura 8. Diagramas de caja para la demanda horaria de abril y octubre para los años 2021 y 2022	23
Figura 9. Variación mensual de la demanda para el año 2021	24
Figura 10. Variación mensual de la demanda para el año 2022	24
Figura 11. Curvas de demanda promedio horaria por día de semana del 2021	25
Figura 12. Curvas de demanda promedio horaria por día de semana del 2022	25
Figura 13. Composición del consumo eléctrico por regiones del país para el período 2007 – 2022	26
Figura 14. Consumo eléctrico por región para el período 2007 – 2022	27
Figura 15. Capacidad instalada en el SIN por tecnología para el período 2019 – 2022	28
Figura 16. Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación para el período 2007 – 2022	29
Figura 17. Contribución porcentual a la producción eléctrica por tecnologías para el período 2019 – 2022	29
Figura 18. Contribución por recurso e importaciones para el período 2007 – 2022	30
Figura 19. Potencia firme por tecnología para el año 2023 [MW]	31
Figura 20. Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC)	32
Figura 21. Transacciones de energía Honduras – MER para el año 2021	33
Figura 22. Transacciones de energía Honduras – MER para el año 2022	33
Figura 23. Importaciones netas de energía de Honduras para el período 2007 – 2022	34
Figura 24. Costo de la energía no suministrada	36
Figura 25. Adiciones y retiros del parque de generación para el período 2024 – 2033	43
Figura 26. Red de transmisión nacional en SDDP	47
Figura 27. Curva de duración de carga para los años 2021 y 2022	49
Figura 28. Escenarios de proyección de crecimiento de demanda máxima de potencia y energía para el período 2022 – 2035	51
Figura 29. Curvas de demanda promedio para cada día de la semana del año 2022	52
Figura 30. Demanda promedio real y demanda caracterizada por bloques por tipo de día año 2022	53
Figura 31. Reconstrucción de las curvas de demanda horaria por mes en bloques horarios	54
Figura 32. Proyección mensual de los precios de los combustibles en Puerto Cortés	59
Figura 33. Reconstrucción perfiles históricos de generación renovable variable	61
Figura 34. Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación	64
Figura 35. Potencia firme disponible y requerimiento futuro de potencia firme	66
Figura 36. Despacho de energía anual considerando el parque actual de generación	66
Figura 37. Potencia firme para el Plan de Expansión I	69
Figura 38. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión I	70
Figura 39. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión I	70
Figura 40. Potencia firme para el Plan de Expansión II	72
Figura 41. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión II	73
Figura 42. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión II	73
Figura 43. Potencia firme para el Plan de Expansión III	75
Figura 44. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión III	75
Figura 45. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión III	76
Figura 46. Potencia firme para el Plan de Expansión IV	77

Figura 47. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión IV	77
Figura 48. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión IV	78
Figura 49. Potencia firme para el Plan de Expansión V	79
Figura 50. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V	80
Figura 51. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V	80
Figura 52. Potencia firme para el Plan de Expansión VI.....	82
Figura 53. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión VI	82
Figura 54. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión VI	83
Figura 55. Costos marginales promedios durante el horizonte de estudio para cada plan de expansión	84
Figura 56. Emisiones de CO ₂ contabilizadas para cada plan de expansión durante el horizonte de estudio.....	85
Figura 57. Cronograma de capacidad adicionada de tecnologías de generación del Plan de Expansión V	89
Figura 58. Comparación de demanda máxima anual para proyección de crecimiento medio, despacho de generación por recurso y potencia firme del sistema	89
Figura 59. Despacho horario de una semana del mes de abril para el año a) 2027, b) 2030 y c) 2032.....	90
Figura 60. Despacho horario de una semana del mes de octubre para el año a) 2027, b) 2030 y c) 2032	91
Figura 61. Potencia firme para el Plan de Expansión V-a.....	94
Figura 62. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V-a	94
Figura 63. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V-a.....	95
Figura 64. Potencia firme para el Plan de Expansión V-b.....	96
Figura 65. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V-b	97
Figura 66. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V-b	97
Figura 67. Potencia firme para el Plan de Expansión V-c.....	98
Figura 68. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V-c	99
Figura 69. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V-c.....	99

Acrónimos y siglas de uso general

Para efectos de referencia rápida, en este apartado se listan los principales acrónimos y principales siglas utilizadas en el presente informe. Otros acrónimos y siglas son definidos conforme resulte necesario en todo el documento.

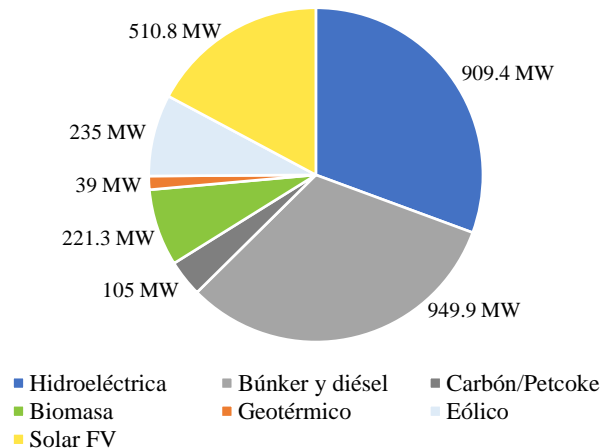
BOS	Balance of system
CCGN	Ciclo combinado a base de gas natural
CND	Centro Nacional de Despacho
CO ₂	Dióxido de carbono
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
EIA	Energy Information Administration
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EPC	Engineering, Procurement, and Construction
FOB	Free On Board
GTW	Gas Turbine World
HHV	High Heating Value
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
LFP	Lithium Iron Phosphate
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LHV	Low Heating Value
LPG	Liquefied Petroleum Gas
O&M	Operación y mantenimiento
PIEG	Plan Indicativo de Expansión de la Generación
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SEN	Secretaría de Estado en el Despacho de Energía
TSL	Time Series Lab

Resumen ejecutivo

El Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de operador del sistema tiene como función principal garantizar la continuidad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico nacional. Basado en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el operador del sistema tiene la responsabilidad de planificar la expansión de la red de transmisión para asegurar, en el largo plazo, un servicio continuo de electricidad y de calidad al mínimo costo posible. Para dicha función, el operador del sistema debe realizar la planificación indicativa de la expansión de la generación, la cual sirve como insumo en la elaboración del plan de expansión de la red de transmisión y orienta a los agentes compradores en la necesidad de contratación.

Posterior a la emergencia sanitaria registrada en 2020, cuyo impacto también influyó en el desarrollo de las actividades económicas durante el 2021, la demanda de energía eléctrica retomó su crecimiento para el año 2022. En ese contexto, la demanda suministrada del año 2022 alcanzó los 1,789 MW, siendo aproximadamente 2.9% y 11% mayor al registro en los años 2021 y 2020, respectivamente. Notoriamente, el sector eléctrico juega un rol crucial en el desarrollo del país, teniendo una inferencia en la economía. Para el año 2022, la matriz de generación se conforma por tecnologías a base de diversos recursos, dicha composición se ilustra en la Figura 1, totalizando una capacidad instalada de 2,970.4 MW.

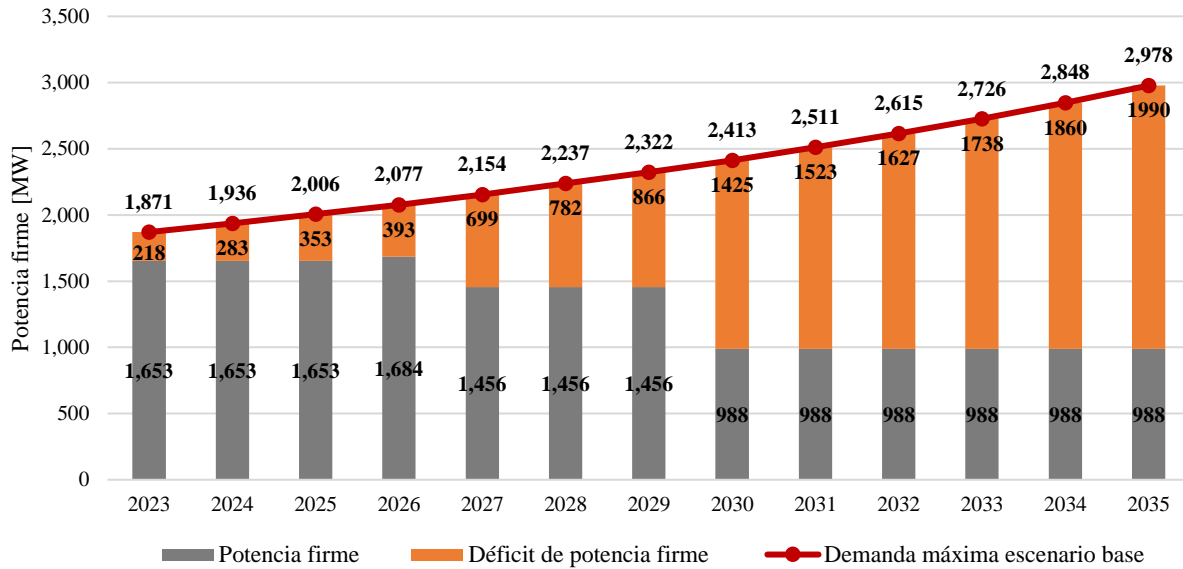
Figura 1. Capacidad actual instalada por recurso



Fuente: Elaboración con información propia y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Según el informe de potencia firme elaborado por el CND para el año 2023, de la capacidad total instalada se cuenta con una potencia firme nocturna de 1,653 MW, siendo los principales aportes por centrales térmicas con un 56%, centrales hidroeléctricas de regulación con 36% y el restante 8% distribuido entre centrales de biomasa, geotérmica e hidroeléctricas no regulables, excluyendo las centrales solares y eólicas que no cuentan con sistemas de almacenamiento. Utilizando la proyección base para el crecimiento de la demanda, realizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), y calculando la potencia firme con el parque de generación actual, es posible estimar el déficit para los próximos años como se ilustra en la Figura 2.

Figura 2. Proyección del crecimiento de la demanda vs potencia firme



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Evidentemente, el parque actual de generación no consigue atender los requerimientos de potencia para los próximos años. Por lo que, basado en el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica y el estado actual de la matriz energética, el sistema eléctrico nacional se debe preparar para contar con la capacidad de suministrar dicho crecimiento. Estas circunstancias, impulsan la planificación de la expansión de la generación, la cual es caracterizada por un horizonte de diez años de estudio, donde la operación del sistema debe ser simulada bajo diferentes condiciones y escenarios de crecimiento de demanda.

Para la elaboración de este plan de expansión, el horizonte de estudio inicia en enero del 2024 y se extiende hasta diciembre del año 2033. Mediante la observación del comportamiento de la demanda, se adopta el 2022 como año base, al cual se le aplican las tasas de crecimiento para el horizonte de estudio. Además, se considera el 2017 como el año inicial de hidrología. Se utiliza una tasa de descuento real del 9% para anualizar los costos de inversión de los proyectos de generación y, llevar los valores tanto de costos de inversión como de operación de las distintas etapas del horizonte, a valor presente. Para mitigar los costos causados a los usuarios debido a la interrupción del suministro eléctrico, se define un costo para la energía no suministrada de 800 USD/MWh para una profundidad de racionamiento del 2%, mientras 1,500 USD/MWh para el restante 98%.

Entre otras premisas consideradas, se encuentran las incorporaciones decididas y retiros al parque de generación, entre estas se destaca la incorporación de la central hidroeléctrica El Tornillito con fecha de entrada en operación a partir del año 2026. Entre los retiros al parque de generación, se esperan retiros de capacidad para el 2027 de 243.36 MW y, para el 2030, de 507.12 MW referentes a plantas térmicas. Con el objetivo de buscar alternativas de expansión que consigan atender el crecimiento de la demanda al mínimo costo posible, se construye una cartera de candidatos, la cual está inspirada en iniciativas por

desarrolladores, iniciativas gubernamentales, evaluaciones del potencial para recursos renovables y tendencias regionales.

Para indicar el mejor plan de expansión de la generación, se realiza un proceso de planificación que consta de diferentes etapas. Inicialmente, se utilizan las tasas de crecimiento elaboradas por la ENEE para realizar una proyección del crecimiento de la demanda para el año 2022. Con dicha proyección se crea un escenario base, a partir del cual, se construyen dos escenarios alternativos de crecimiento de demanda, tomando las proyecciones altas y bajas de la ENEE hasta el año 2026. A partir del año 2027, estos escenarios mantienen un crecimiento de 5% para el escenario alto y una reducción de 5% para el escenario bajo.

Una inspección del comportamiento de la demanda es realizada para cada día de la semana del año base 2022, donde se agrupan las horas de cada día y se calcula su valor promedio para identificar patrones similares de comportamiento entre días. Se identifica un patrón similar para lunes a viernes, uno para el sábado y otro para el domingo, construyendo a partir de estos tres patrones, un total de 21 bloques que representan el comportamiento de la demanda. Para las centrales candidatas basadas en recursos renovables no controlables, se realiza una reconstrucción de los perfiles históricos de producción de energía, adaptando dicho perfil para un sistema híbrido que consiste en una central generadora, solar fotovoltaica o eólica, con un sistema de almacenamiento incorporado.

Se tomaron en cuenta tecnologías de generación de energía a base de recurso térmico tales como motores de combustión interna, centrales con turbinas de ciclo combinado y ciclo simple, y centrales carboneras que utilizan combustibles fósiles. En ese sentido, para el horizonte de estudio se realiza una proyección de precios de los diferentes combustibles utilizados por estas tecnologías. Una vez obtenidas dichas proyecciones, se realiza una estimación del costo del transporte terrestre para los distintos tipos de combustibles.

Por otro lado, se adopta un criterio de planificación para garantizar suficiencia en el suministro, mediante la incorporación de restricciones de potencia firme y requerimientos de reserva en el modelo de optimización matemática que representa la planificación de la expansión de la generación. Finalmente, para obtener planes de expansión sobre diferentes escenarios, se construyen seis casos de estudio mediante la combinación de los tres escenarios de crecimiento de la demanda y dos escenarios de proyección de precios de los combustibles, la Tabla 1 resume los casos de estudio.

Tabla 1. Casos de estudio

Caso	Proyección de crecimiento de la demanda			Proyección de precios de combustibles	
	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto	Escenario medio	Escenario alto
I	-	✓	-	✓	-
II	-	✓	-	-	✓
III	-	-	✓	✓	-
IV	-	-	✓	-	✓
V	✓	-	-	✓	-
VI	✓	-	-	-	✓

Fuente: Elaboración propia

Para estos seis casos planteados, se realizan simulaciones utilizando OptGen 2 que determinará el plan de expansión de la generación correspondiente para cada caso y para la fase operativa se utiliza SDDP. En la etapa de planificación, el comportamiento de la demanda es caracterizado por tres días típicos, mientras en la etapa operativa son utilizados los 21 bloques para caracterizar la demanda de esos tres días típicos. Una vez obtenidos los planes de expansión de cada caso, se realiza una evaluación operativa para estimar el rendimiento de estos planes ante dos escenarios. El primero es un escenario bajo, el cual consiste en la proyección de crecimiento bajo de la demanda y la proyección media para los precios de combustibles. Mientras tanto, el segundo es un escenario alto con una proyección de crecimiento alto de la demanda y la proyección alta para el precio de los combustibles.

A diferencia de los escenarios utilizados para la planificación de la expansión, estos escenarios son planteados para una resolución horaria con 15 escenarios hidrológicos y de producción renovable variable, buscando una operación detallada de cada plan. Los resultados se resumen en la Tabla 2, donde los costos presentados están en valor presente usando la tasa de descuento del 9%.

Tabla 2. Resumen de costos de inversión y costos operativos de cada plan de expansión

Plan de Expansión	Costo total de inversión [MUSD]	Costo operativo escenario alto [MUSD]	Costo operativo escenario bajo [MUSD]
I	2,746.07	2,551.44	1,755.88
II	3,057.96	2,389.95	1,611.23
III	2,671.29	2,612.61	1,817.60
IV	3,021.75	2,405.40	1,627.42
V	2,621.84	2,594.62	1,772.25
VI	2,734.52	2,492.68	1,696.49

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Para efectos comparativos, se cuantifica el rendimiento de cada plan de expansión mediante un indicador denominado costo medio del sistema. Este indicador se calcula como la división del costo total de cada plan de expansión en los dos escenarios operativos entre la demanda energética total del horizonte, descontada con la tasa del 9%. Con este indicador se aplica el criterio de minimizar el máximo de los arrepentimientos. Inicialmente, se determina el plan que obtuvo el mejor rendimiento en cada escenario, luego se calculan las distancias entre el mejor valor y el rendimiento de los demás planes, generando la matriz de arrepentimientos mostrada en la Tabla 3.

Tabla 3. Matriz de arrepentimientos para cada plan de expansión

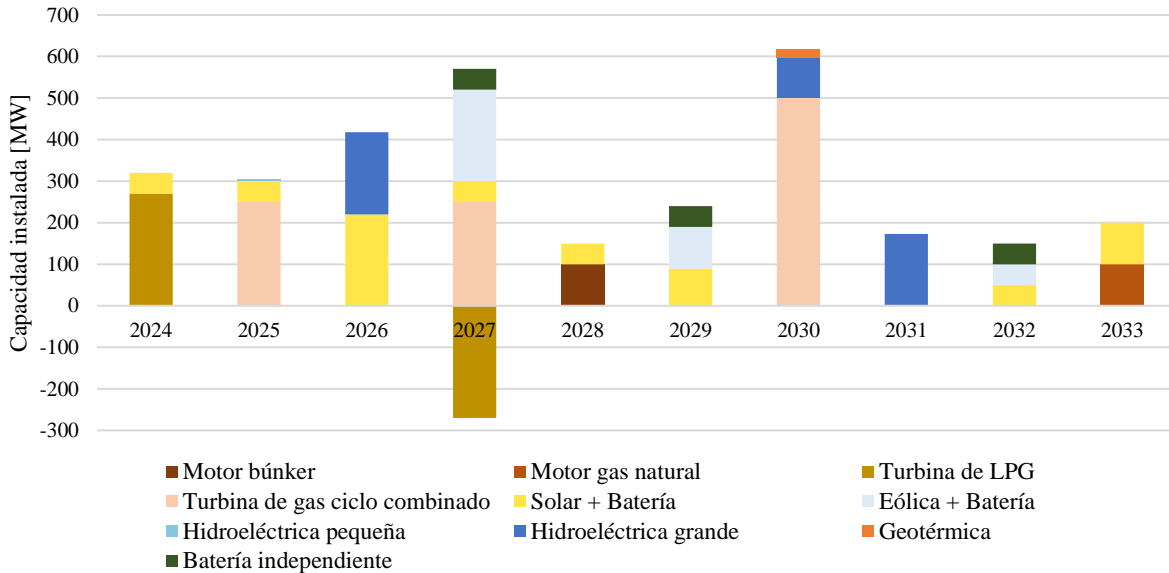
Plan de Expansión	Escenario alto	Escenario bajo	MAX
I	0.78	1.12	1.12
II	2.21	2.85	2.85
III	0.64	0.98	0.98
IV	2.01	2.65	2.65
V	0.00	0.00	0.00
VI	0.10	0.38	0.38
	MIN		0.00

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Identificando las distancias para cada plan en cada escenario, se obtiene la máxima y de estas se escoge la menor, resultando el Plan de Expansión V con el menor arrepentimiento. Entre las principales características que se pueden destacar, es que este plan fue planificado con una proyección de demanda baja y una proyección de combustibles medios. A pesar de haber sido planificado para una demanda baja,

este plan muestra el mejor rendimiento en situaciones de alto crecimiento de demanda debido al criterio de incorporar restricciones de potencia firme y reserva, lo que conllevó a contar con una capacidad adicional como margen de suficiencia de suministro. En resumen, el cronograma de expansión propuesto es presentado en la Figura 3.

Figura 3. Cronograma de capacidad adicional de tecnologías de generación del Plan de Expansión V



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

1 Introducción

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema eléctrico de Honduras, se encuentra con la responsabilidad de elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) para el horizonte comprendido 2024-2033. El PIEG es un estudio bienal que tiene como objetivo primordial indicar tecnologías de generación que podrían ser incorporadas en el sistema eléctrico nacional como perspectiva de expansión para el horizonte establecido y siguiendo directrices definidas por el marco regulatorio aplicable. Además, dicho plan debe orientar a los compradores del mercado eléctrico nacional y servir de insumo para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión, el cual, según mandato de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), debe entregarse a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Posterior a la pandemia Covid-19, el consumo de energía eléctrica ha mostrado una recuperación considerable, siendo que para el 2021 el consumo alcanzó los 11,109 GWh, representando un incremento del 9.5% respecto al 2020. Por su parte la demanda suministrada del año 2022 alcanzó los 1,789 MW siendo aproximadamente 2.9% y 11% mayor a la máxima registrada en el año 2021 y en el 2020, respectivamente. Evidentemente, el sector eléctrico juega un rol crucial en el desarrollo de un país, teniendo una inferencia en la economía. Desde la perspectiva de la matriz energética, hasta el año 2010, el despacho de energía eléctrica era principalmente conformado por generación hidroeléctrica y térmica, con cierto porcentaje de generación con biomasa. Siendo que, en la última década, la matriz logra una mayor diversificación al integrar más proyectos renovables, principalmente generación basada en recurso solar y eólico.

Basado en el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica y el estado actual de la matriz energética, el sistema eléctrico nacional se debe preparar para contar con la capacidad de suministrar dicho crecimiento. Estas premisas impulsan el desarrollo de la planificación de la expansión de la generación, la cual se caracteriza por un horizonte de tiempo de largo plazo, comprendiendo diez años de estudio, donde se simula la operación del sistema bajo diferentes condiciones y escenarios de crecimiento de demanda. Mediante esa proyección, el objetivo primordial consiste en identificar los posibles desafíos que enfrentará el sistema eléctrico para suministrar la demanda e indicar, de forma oportuna, nuevas alternativas de inversión en generación.

1.1 Objetivo

El presente informe describe los principales hallazgos en la planificación de la expansión de la generación, considerando un período de estudio de diez años, de 2024 a 2033. Para el desarrollo de este plan se toma en cuenta la proyección del crecimiento de la demanda, la incorporación de centrales generadoras en desarrollo y una posible cartera de candidatos de centrales generadoras. El PIEG tiene como objetivo general indicar las mejores opciones de expansión de generación que podrían suministrar la demanda futura al mínimo costo posible, sujeto a características particulares de la demanda de energía eléctrica del país y características técnicas y económicas de centrales generadoras existentes y candidatas. Para alcanzar este objetivo general, se trazaron los siguientes objetivos específicos:

- 1- Definir el año base de estudio y proyectar el crecimiento de la demanda para el horizonte de estudio;
- 2- Caracterizar el comportamiento de la demanda mediante bloques representativos que capturen su variabilidad y patrones particulares de los diferentes días de la semana;
- 3- Construir diferentes escenarios renovables para considerar la producción de centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas y eólicas;
- 4- Construir una cartera de opciones de expansión de generación, especificando sus características técnicas y estimando sus costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento;
- 5- Realizar estimaciones a largo plazo para la proyección de los precios de los combustibles;
- 6- Con las actualizaciones pertinentes, conformar la base de datos para realizar las simulaciones de planificación de la expansión de la generación;
- 7- Identificar casos de estudio para encontrar posibles planes de expansión que atiendan criterios técnicos y económicos;
- 8- Adoptar un criterio de decisión para indicar el mejor plan de expansión de la generación.

1.2 Estructura del informe

El presente informe tiene la siguiente estructura:

El Capítulo 2 presenta el marco legal e institucional del subsector eléctrico, describiendo las principales funciones de todos los actores involucrados. Finalmente, se contextualiza en relación con el marco legal pertinente a la planificación de la expansión del sistema eléctrico nacional.

El Capítulo 3 contextualiza las particularidades del sistema eléctrico hondureño y su estado actual. Secciones describen el comportamiento, características, evolución y tendencias de la demanda eléctrica. Además, se explora la producción y capacidad instalada de las tecnologías que componen la matriz de generación de energía eléctrica.

En el Capítulo 4, premisas y criterios son adoptados para conformar los datos de entrada necesarios para el ejercicio de planificación de la expansión de la generación. Mientras tanto, el Capítulo 5 presenta, en detalle, el proceso de planificación de la expansión de la generación. Casos de estudio son formulados y los resultados obtenidos de las simulaciones son presentados en el Capítulo 6. Adicionalmente, en este capítulo, aplicando un criterio de decisión, se indica el mejor plan de expansión de la generación. Finalmente, las conclusiones del trabajo son presentadas en el Capítulo 7.

2 Marco legal e institucional

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE, decreto legislativo N°404-2013) rige el subsector eléctrico y su reglamentación ha sido efectiva desde la puesta en funcionamiento de la CREE en 2015, la cual busca, de forma constante, el fortalecimiento del subsector.

Es importante recalcar que, el marco legal aplicable al subsector eléctrico también incluye reformas aplicables a la LGIE, otras leyes, reglamentos y normativas como ser el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), el Reglamento de Operación y Administración del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), Reglamento de Tarifas y las diferentes normativas técnicas aplicables bajo estos reglamentos.

Por lo tanto, el presente capítulo contextualiza, de forma breve, el marco institucional del subsector, las funciones designadas a cada una de las entidades correspondientes y el marco concerniente a la planificación de expansión del sistema eléctrico.

2.1 Marco institucional del subsector eléctrico

Mediante sus disposiciones, la LGIE denomina a una entidad como la autoridad superior del subsector eléctrico, la cual tendrá la responsabilidad de proponer al poder ejecutivo las políticas públicas que orientarán las actividades del subsector eléctrico. Con la publicación del decreto ejecutivo PCM-048-2017, de fecha 7 de agosto del 2017, Artículo 1, decreta la creación de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), la cual está adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico, siendo así, la institución rectora del sector energético general nacional y de la integración energética regional e internacional.

Por su parte en el Artículo 3 de la LGIE, se crea la CREE como una entidad desconcentrada del Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para asegurar la capacidad técnica y financiera necesaria en aras del cumplimiento de sus objetivos.

En el Artículo 9, la LGIE propone la creación de una entidad independiente encargada de realizar la operación del sistema eléctrico para lo cual posteriormente se establece la figura del Operador del Sistema. Posteriormente, la reforma a la LGIE mediante la “Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social”, decreto legislativo N°46-2022, establece que el Operador del Sistema será una entidad de capital público, que formará parte de la estructura de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y que se reconoce en los contratos de suministro de energía eléctrica vigentes entre empresas privadas de generación de energía eléctrica y la ENEE, como CND. El Operador del Sistema tendrá capacidad técnica para el desempeño de las funciones que le asigna la Ley Especial y los Reglamentos.

Diferentes funciones son designadas a cada una de estas entidades a fin de cumplir con los objetivos de impulsar el desarrollo del subsector eléctrico, dichas funciones son discutidas en las siguientes subsecciones.

2.1.1 Funciones de la Secretaría de Energía

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía es encargada de proponer la estrategia energética nacional y las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector. Las funciones de la SEN consisten en formular, planificar, coordinar, ejecutar, seguir y evaluar las estrategias y políticas del sector energético. Dicho sector comprende los sistemas de transformación, producción, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación del servicio público; y demás aspectos que promuevan la eficiencia económica, competitividad, modernización y desarrollo del subsector electricidad.

Asimismo, cabe destacar que la SEN es encargada de la planificación energética de corto, mediano y largo plazo del país alineada a la política energética nacional en el marco de un Plan de Nación y Visión de País. También, es encargada de buscar estrategias para incrementar y garantizar el acceso a las fuentes y servicios de energía a toda la población como un habilitador del desarrollo socioeconómico.

2.1.2 Funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

La CREE, órgano regulador del subsector eléctrico, inicia actividades el 30 de julio de 2015 de manera oficial a través de la designación de sus comisionados. De acuerdo con la LGIE, se pueden destacar las siguientes funciones:

- i. Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado;
- ii. Aplicar las sanciones que correspondan a las empresas y usuarios regulados por la ley en caso de infracciones;
- iii. Emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico;
- iv. Otorgar las licencias de operación para transmisión y distribución;
- v. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes en su caso;
- vi. Aprobar las bases de licitación, supervisar los procesos de compra de potencia y energía por las empresas distribuidoras y aprobar los contratos de compra de potencia y energía que resulten de esos procesos;
- vii. Aprobar las solicitudes de los abonados para su calificación como consumidor calificado;
- viii. Aprobar a las empresas distribuidoras el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de alumbrado público;
- ix. Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas del servicio eléctrico, incluyendo a productores y usuarios; y,

- x. Revisar y aprobar, en su caso, los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el CND o por la correspondiente empresa operadora en el caso de sistemas aislados que cuenten con transmisión.

2.1.3 Funciones del Operador del Sistema

El CND en su calidad de operador del sistema tiene como función principal garantizar la continuidad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico. Adicionalmente, el CND ejerce la supervisión y control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración del Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO).

Con base en la LGIE, el operador del sistema tiene la responsabilidad de planificar la expansión de la red de transmisión para asegurar en el largo plazo un servicio de electricidad continuo y de calidad al mínimo costo. Para dicha función, el operador del sistema debe realizar la planificación indicativa de la expansión de la generación, la cual sirve como insumo en la elaboración del plan de expansión de la red de transmisión.

2.2 Marco legal concerniente a la planificación de la expansión del sistema eléctrico

Basado en la LGIE, específicamente en su Artículo 13, inciso B, se designa al operador del sistema con la obligación de elaborar, con periodicidad de dos años, un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años. Para alcanzar tal objetivo, el operador del sistema elaborará un plan indicativo de expansión de la generación, tomando en cuenta a los generadores existentes y los desarrolladores interesados. Una vez presentado el plan de expansión de la red de transmisión por parte del operador del sistema, la CREE aprobará dicho plan a más tardar tres meses después de haberlo recibido.

Para la elaboración de los planes de expansión, el operador del sistema debe seguir las directrices establecidas en el RLGIE, específicamente en sus artículos 20 y 27. El Artículo 20 define que el objetivo del plan indicativo de expansión de la generación es minimizar el costo de suministro de la demanda eléctrica nacional a largo plazo, sujeto a las restricciones inherentes de las tecnologías de generación, asegurando un margen de reserva apropiado para la cobertura de la demanda.

El plan indicativo de expansión de la generación sirve de base para la elaboración del plan de expansión de la red de transmisión y orienta a los agentes compradores en la necesidad de contratación. Adicionalmente, en el Artículo 28 de la Ley Especial, particularmente en el literal D, establece que los plazos de contrataciones de nuevas compras de capacidad y energía serán definidos por la ENEE en función del plan de expansión de la generación y transmisión del CND.

Por su parte el Artículo 27 define que el objetivo del plan de expansión de la red de transmisión es minimizar los costos de suministrar la demanda nacional reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas por el sistema de transmisión al despacho económico. Para su elaboración se debe

considerar la evolución esperada de la demanda eléctrica, las características del sistema de transmisión existente, al igual que las interconexiones y sus limitaciones.

2.3 Marco legal aplicable de la región

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito por los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, crea el Mercado Eléctrico Regional (MER). Este mercado regional es posible debido a la infraestructura de transmisión regional denominada Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), la cual une todos los sistemas eléctricos nacionales de los países firmantes del Tratado Marco. La Empresa Propietaria de la Red (EPR) se encarga del mantenimiento de dicha infraestructura. La administración técnica y comercial del MER es normada por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la función de regulación es realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la coordinación de las actividades operativas y comerciales del MER se encuentra a cargo del Ente Operador Regional (EOR).

Entre las actividades técnicas realizadas por el EOR, según se establece en el RMER, Libro III, Capítulo 10, Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional, se encuentra la planificación a largo plazo de la expansión de la red de transmisión regional para lo cual debe tomar en cuenta los planes de expansión de cada país informados por los operadores nacionales del sistema y mercado.

3 Contextualización del subsector eléctrico nacional

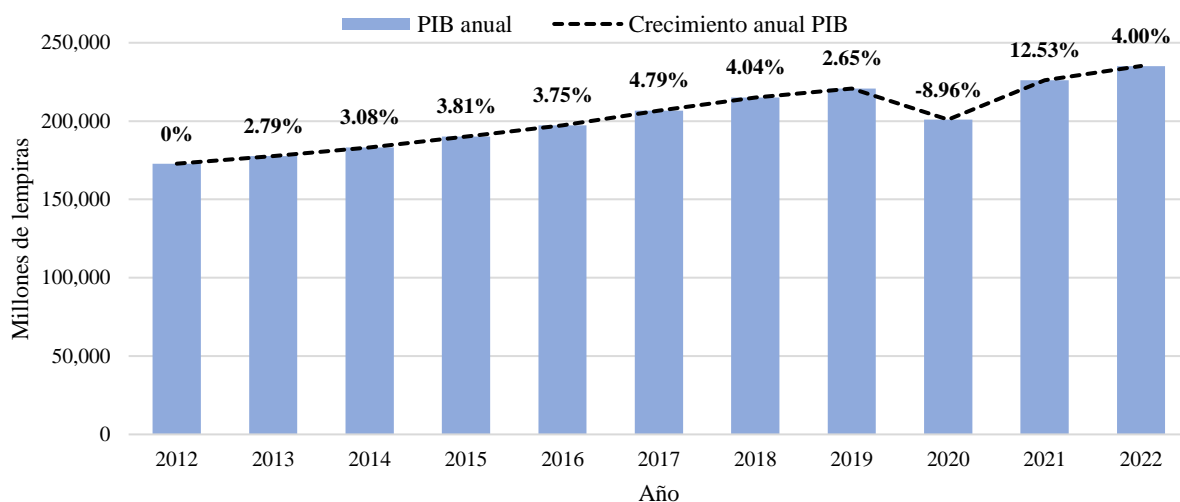
Para realizar, de forma adecuada, la planificación de la expansión de la generación es necesario contextualizar las particularidades del sistema eléctrico hondureño y su estado actual. En ese sentido, en las secciones subsiguientes se busca describir el comportamiento, características, evolución y tendencias de la demanda eléctrica. Se explora la producción y capacidad instalada de las tecnologías que componen la matriz de generación de energía eléctrica.

3.1 Demanda

Posterior a la pandemia Covid-19, la demanda del sistema nacional ha tenido una recuperación considerable en sus niveles de crecimiento. El sector eléctrico juega un rol crucial en el desarrollo de un país teniendo una directa inferencia en la economía, producción y comercio. En ese sentido, el producto interno bruto (PIB) es un indicador económico que tiene una alta correlación con la demanda de energía eléctrica del país, siendo este una de las típicas variables consideradas en la elaboración de la proyección de demanda de un sistema eléctrico.

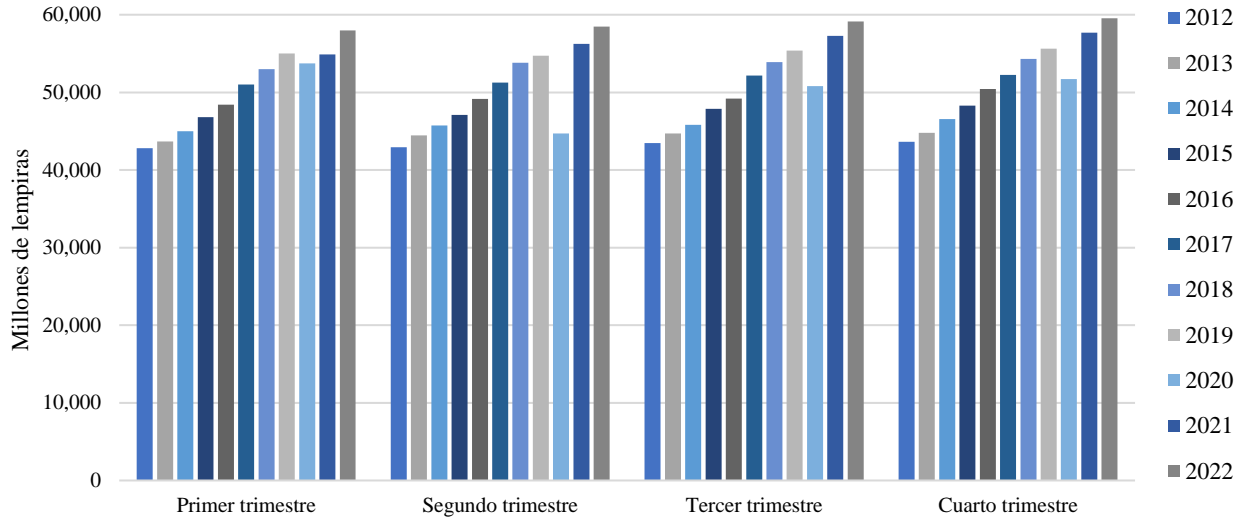
Analizando el año 2020, los efectos de la pandemia y su confinamiento produjeron una reducción considerable en el PIB, según se observa en la Figura 4. Ese declive fue amortiguado de forma gradual con la apertura de diversos sectores económicos en ese mismo año, lo cual permitió recuperar la tendencia al alza del PIB para los años subsiguientes, 2021 y 2022. Para ilustrar el comportamiento del PIB en los últimos diez años, se presentan las Figura 4 y Figura 5. A partir de esas figuras, específicamente de la Figura 4, se puede observar que el PIB para el año 2021 tuvo un crecimiento en 12.53%, respecto al año anterior, e incrementó un 4% en el 2022 con relación al año 2021. Adicionalmente, en la Figura 5 se muestra el comportamiento trimestral del PIB, donde notablemente se identifica un crecimiento en cada trimestre.

Figura 4. PIB anual para el período 2012 – 2022



Fuente: Elaboración con información del Banco Central de Honduras [2]

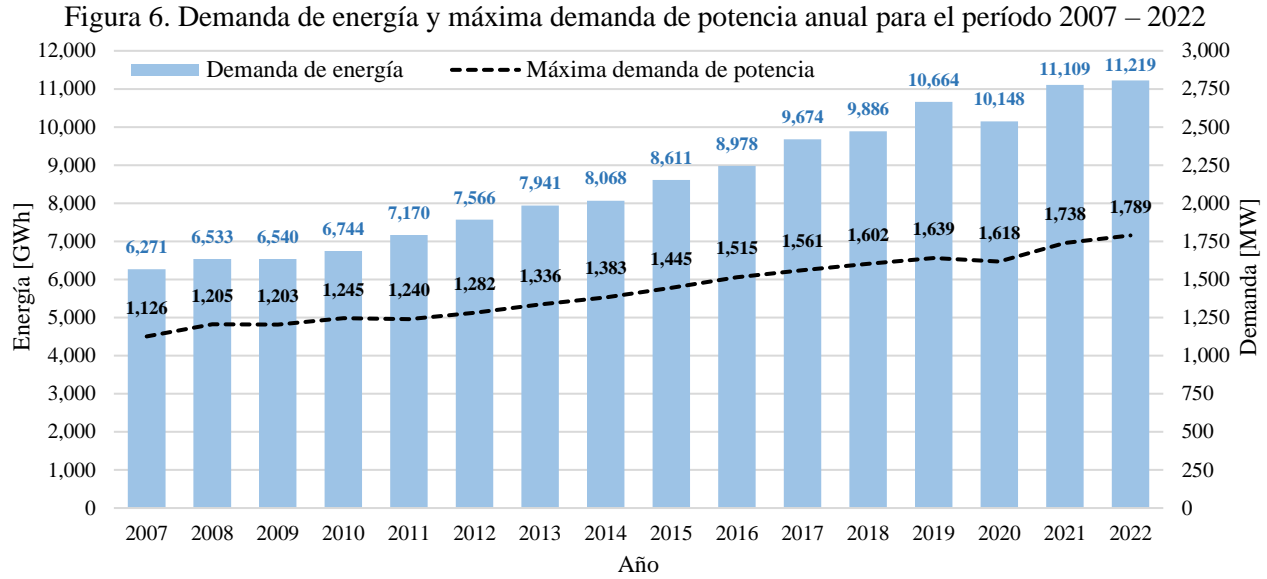
Figura 5. PIB trimestral para el período 2012 – 2022



Fuente: Elaboración con información del Banco Central de Honduras [2]

En cuanto a la demanda eléctrica, la Figura 6 presenta la variación de la demanda tanto de energía como de la máxima demanda de potencia anual suministrada para el período 2007 al 2022. Comparando los registros en 2007 hasta 2022, el consumo de energía ha incrementado de 6,271 GWh a 11,219 GWh, lo cual representa un crecimiento anual de 3.95%, mientras la máxima demanda incrementó de 1,126 MW a 1,789 MW, siendo un crecimiento anual de 3.13%.

A excepción del año 2020, en los últimos cuatro años la demanda de energía tuvo una tendencia al alza. Para el año 2021 el consumo de energía alcanzó los 11,109 GWh, lo que representa un incremento del 9.5% respecto al año 2020. En cuanto al año 2022, la energía suministrada fue de 11,219 GWh que equivale a un crecimiento de 1% con relación al año 2021. Por otro lado, la demanda de potencia suministrada en el año 2021 alcanzó los 1,738 MW, incrementando 7.4% con relación al año 2020, mientras que, el 2022 presentó una demanda máxima suministrada de 1,789 MW, siendo un incremento de 2.9% respecto a la demanda registrada en el año 2021.



Fuente: Elaboración con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Típicamente, la máxima demanda de potencia anual suministrada, para el período 2007-2022, se ha registrado entre los meses de abril y mayo, a excepción del año 2020, para el cual se registró en el mes de febrero. La Tabla 4 muestra el día y hora en que se presentó la demanda máxima para cada año del período 2007-2022.

Tabla 4. Máxima demanda de potencia anual para el período 2007 – 2022

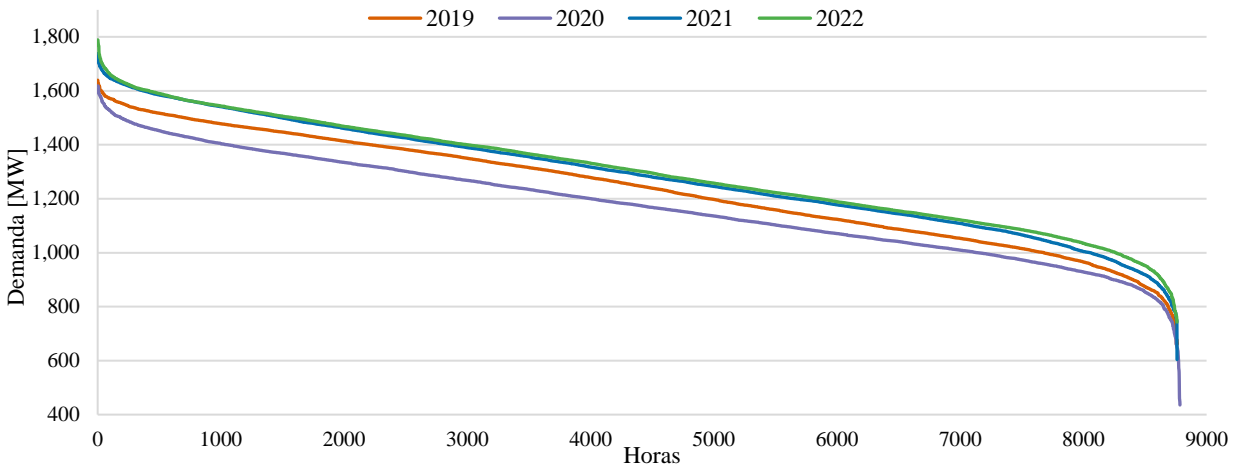
Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Fecha	Hora
2007	1,126.0	18/04/2007	19:00
2008	1,205.0	07/04/2008	11:30
2009	1,203.0	27/05/2009	11:42
2010	1,245.0	26/04/2010	11:06
2011	1,240.0	28/02/2011	11:24
2012	1,282.0	07/05/2012	18:43
2013	1,336.0	02/04/2013	19:08
2014	1,383.0	08/05/2014	18:56
2015	1,445.0	27/04/2015	19:19
2016	1,514.8	23/05/2016	11:47
2017	1,560.5	03/04/2017	19:05
2018	1,602.0	24/04/2018	19:08
2019	1,639.4	14/05/2019	11:44
2020	1,618.3	26/02/2020	19:04
2021	1,738.3	19/05/2021	18:55
2022	1,788.8	07/04/2022	11:57

Fuente: Elaboración con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Para analizar la relación del consumo con respecto a su registro horario para el período 2019 a 2022, la Figura 7 muestra las respectivas curvas de duración de carga. Para el año 2019, se observa que la demanda superó los 1,600 MW durante 29 ocasiones, en contraste con el año 2020, donde la demanda superó solamente en 7 ocasiones los 1,600 MW. Para el año 2021, la demanda excedió los 1,700 MW a lo largo de 11 ocasiones, mientras en 370 ocasiones se excedió los 1,600 MW. Finalmente, para el año 2022, se observa que la demanda excedió los 1,700 MW durante 37 ocasiones y los 1,600 MW en 417

ocasiones. Analizando el comportamiento de la demanda horaria a lo largo de cada año, es posible identificar un incremento anual, el cual se manifiesta de forma gradual.

Figura 7. Diagrama de duración de carga anual para el período 2019 – 2022



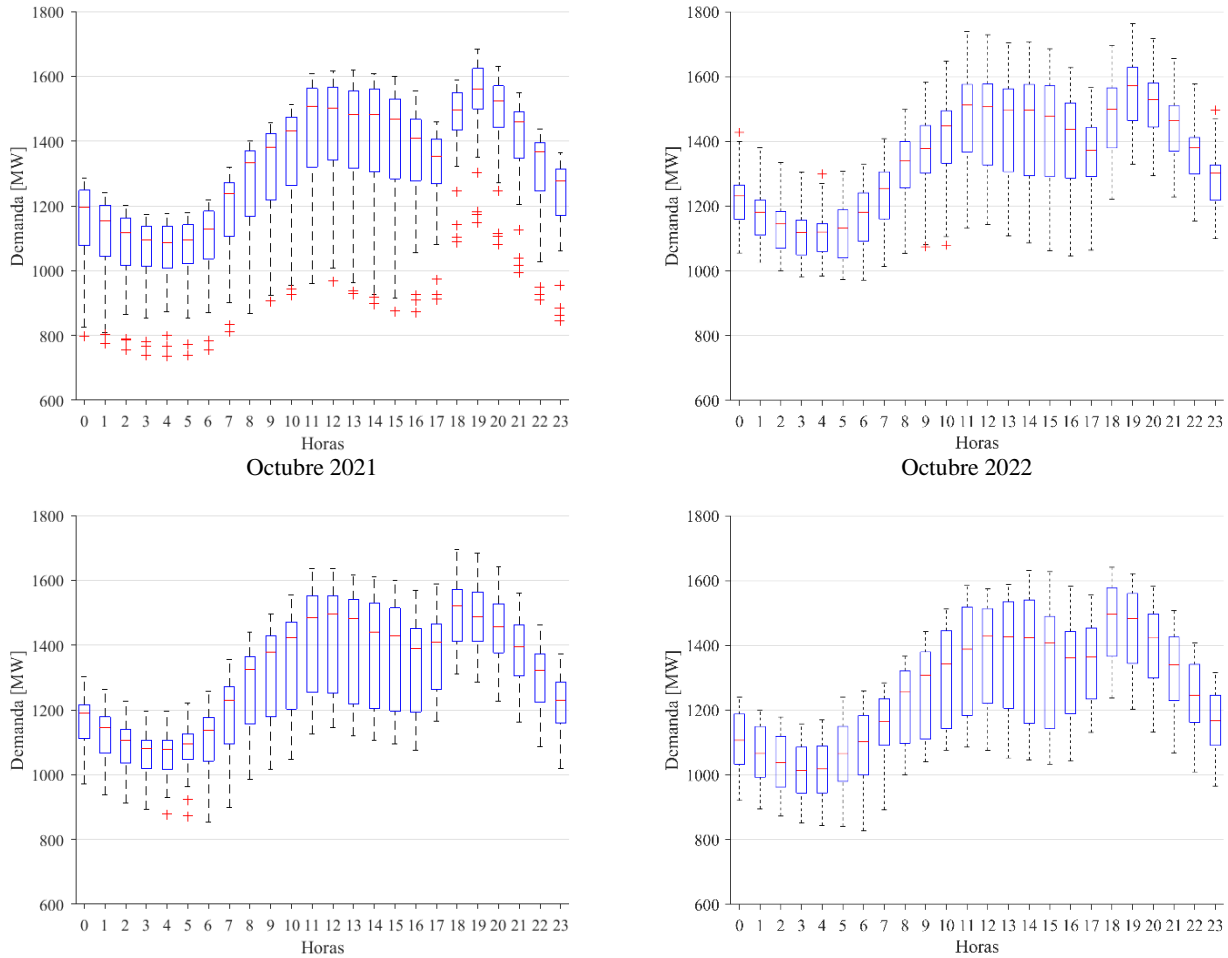
Fuente: Elaboración propia con información del CND

Para analizar el comportamiento y la variación de la demanda horaria, se realiza una comparación del mes de abril y el mes de octubre para los años 2021 y 2022, dado que en estos meses típicamente se registra la máxima demanda de potencia en temporada de verano e invierno, respectivamente. Para ello, se construyen diagramas de caja, presentados en la Figura 8, que proporcionan una perspectiva de la tendencia y variabilidad de la demanda eléctrica durante cada hora.

A partir de estos diagramas, se observa que, en ambos años, los valores correspondientes al borde inferior y superior de la caja, que representan los percentiles 25 y 75 de la demanda, muestran una tendencia similar en su comportamiento. Para el mes de abril, los valores máximos y mínimos registran una considerable variación de un año a otro. En el caso del año 2021 se obtienen valores mínimos de demanda diurna cercanos a los 800 MW, mientras que, en el año 2022 estos valores superan ligeramente los 1,000 MW. Por otro lado, los valores máximos de demanda en el año 2021 son cercanos a los 1,600 MW, mientras que, en el año 2022, estos superan los 1,700 MW. Este crecimiento anual de la demanda genera un desplazamiento vertical en el diagrama del año 2022.

Analizando el comportamiento del mes de octubre, en el año 2021 se registraron valores máximos de demanda levemente superiores a los del año 2022, alcanzando una máxima demanda diurna cercana a los 1,600 MW y una demanda nocturna superior a los 1,700 MW. Además, en el año 2022 se refleja un desplazamiento en el pico de demanda diurna, presentándose a las 14 horas. Por otra parte, los valores mínimos de demanda tienen una tendencia similar, a excepción de las horas nocturnas, donde en el año 2021 la demanda toma valores superiores en comparación con el año 2022.

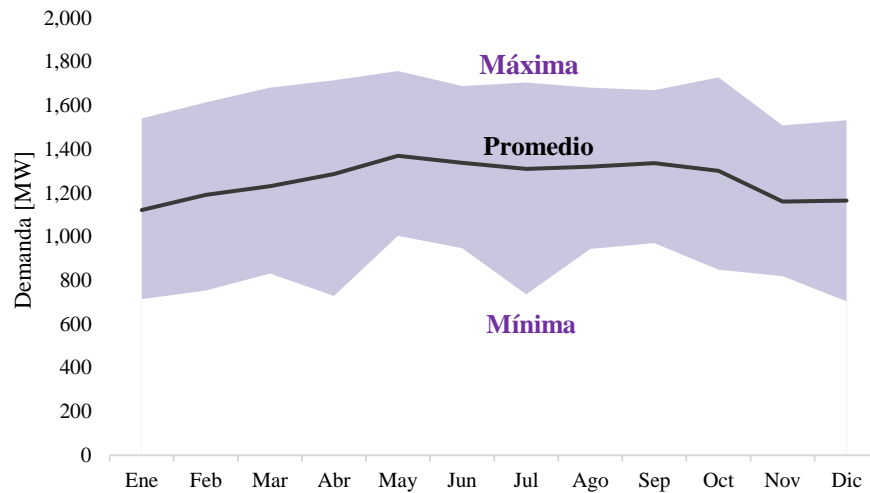
Figura 8. Diagramas de caja para la demanda horaria de abril y octubre para los años 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND

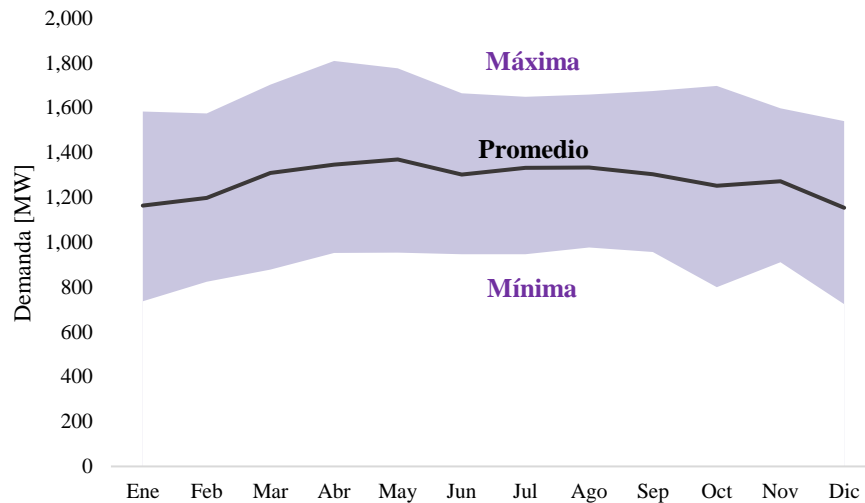
Adicionalmente a los diagramas anteriores, en las Figura 9 y Figura 10 se muestra la variación mensual de la demanda máxima, promedio y mínima para el año 2021 y 2022. En la Figura 9 se observa que en el año 2021 la demanda máxima y mínima ocurrieron en mayo y diciembre, respectivamente. Mientras que, la Figura 10 muestra que, en el año 2022, la demanda máxima se registró en abril y la mínima en el mes de diciembre.

Figura 9. Variación mensual de la demanda para el año 2021



Fuente: Elaboración propia con información del CND

Figura 10. Variación mensual de la demanda para el año 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND

Complementando la información presentada por las figuras anteriores, la Tabla 5 muestra los rangos de variación trimestral de la demanda registrada en 2021 y 2022, considerando la demanda suministrada y no suministrada.

Tabla 5. Rangos de variación trimestral de la demanda total [MW] para los años 2021 y 2022

Período	2021	2022
Enero a marzo	714 ≤ d ≤ 1,682	736 ≤ d ≤ 1,704
Abril a junio	728 ≤ d ≤ 1,758	946 ≤ d ≤ 1,809
Julio a septiembre	736 ≤ d ≤ 1,705	946 ≤ d ≤ 1,675
Octubre a diciembre	703 ≤ d ≤ 1,728	724 ≤ d ≤ 1,697

Fuente: Elaboración propia con información del CND

Para ilustrar el comportamiento de la demanda, en las Figura 11 y Figura 12 se presentan las curvas de demanda promedio horaria por día de semana para el año 2021 y 2022. En ambas figuras, es posible identificar que a partir de las 6 de la mañana existe una tendencia similar en el comportamiento de la demanda para los días comprendidos de lunes a viernes. Además, en dichas figuras se percibe que la menor demanda promedio en el transcurso de la semana se presenta el lunes en horas de la madrugada.

Por otro lado, como es de esperar el comportamiento de la demanda en los sábados y domingos muestra una reducción considerable en comparación al resto de días, debido a la disminución de las actividades laborales relacionadas con la industria. Analizando las figuras, se identifica que las 11 de la mañana es la hora de mayor requerimiento de energía diurna a lo largo de la semana, exceptuando el domingo, donde esta se desplaza una hora más tarde. En cuanto a la mayor exigencia de energía nocturna, esta ocurre a las 19 horas para todos los días. Para el año 2021 el pico promedio máximo de demanda diurna ocurrió el martes, mientras que la máxima nocturna ocurrió el miércoles. Caso contrario a los registros en el 2022, donde el promedio máximo de demanda diurna se presentó el miércoles y el pico promedio máximo nocturno el martes.

Figura 11. Curvas de demanda promedio horaria por día de semana del 2021

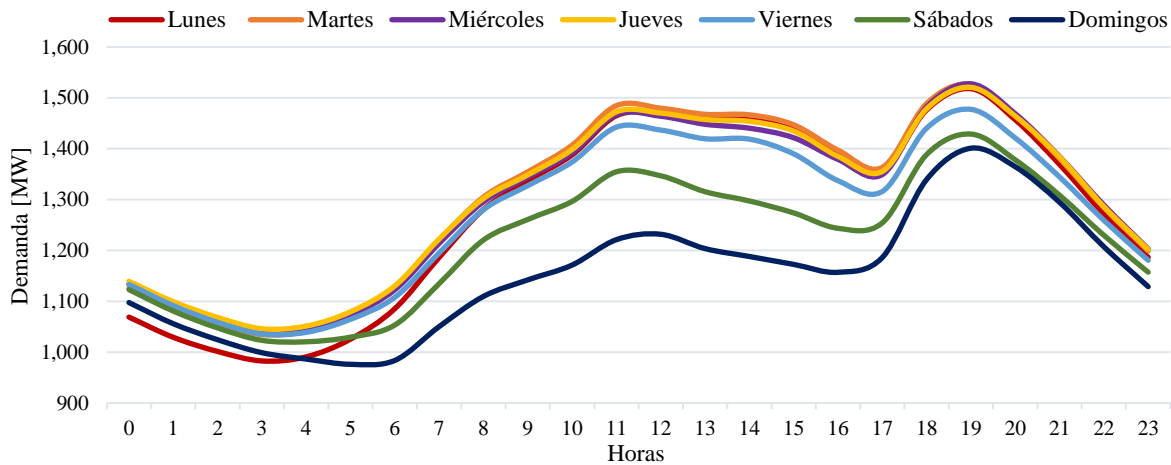
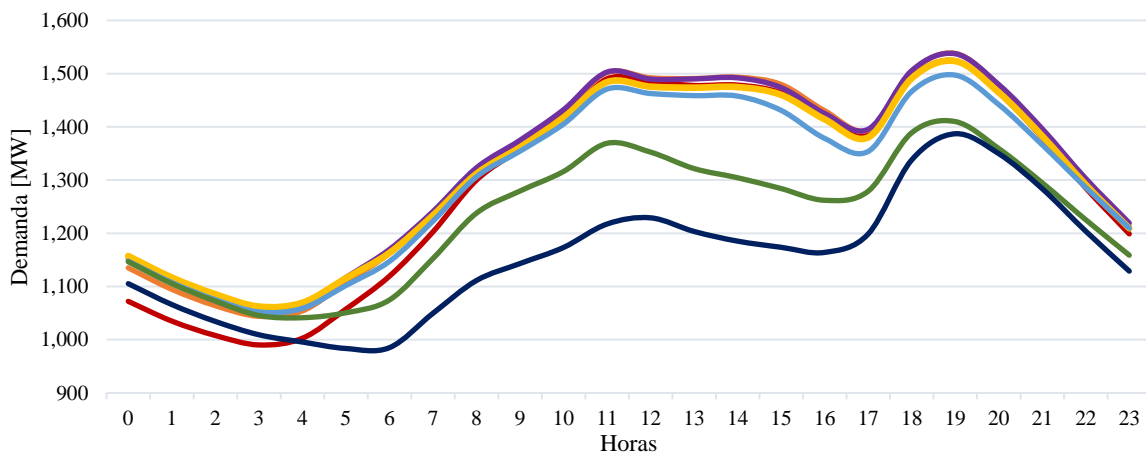


Figura 12. Curvas de demanda promedio horaria por día de semana del 2022



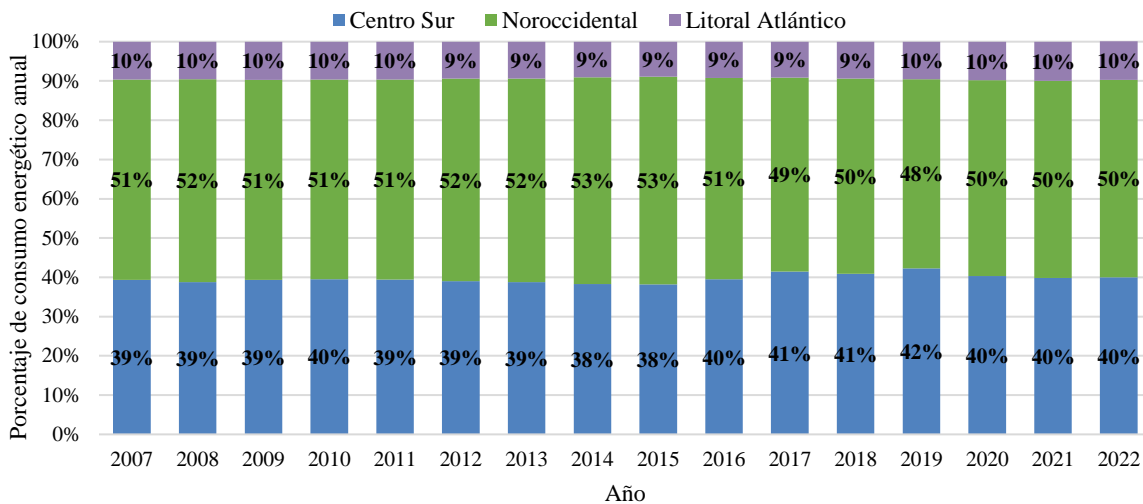
Fuente: Elaboración propia con información del CND

3.2 Consumo eléctrico por región

El consumo del sistema eléctrico nacional está concentrado en la región Noroccidental, Centro Sur y Litoral Atlántico. De estas regiones, el mayor consumo, basado en la energía vendida [1], se concentra en la región Noroccidental, la cual agrupa los departamentos de Cortés, Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque, Lempira y parte de Yoro. Seguido por el consumo de la región Centro Sur, la cual abarca los departamentos de Francisco Morazán, El Paraíso, Olancho, Choluteca, Valle, La Paz, Comayagua e Intibucá. Finalmente, el consumo de la región Litoral Atlántico, que contempla los departamentos de Atlántida, Colón y parte de Yoro.

Para ilustrar el registro histórico del período 2007-2022 para el consumo eléctrico por región, se presenta la Figura 13, donde se identifica que el consumo de la región Noroccidental ronda el 50% del consumo eléctrico nacional, seguido por aproximadamente un 40% del consumo de la región Centro Sur y finalmente un 10% del Litoral Atlántico.

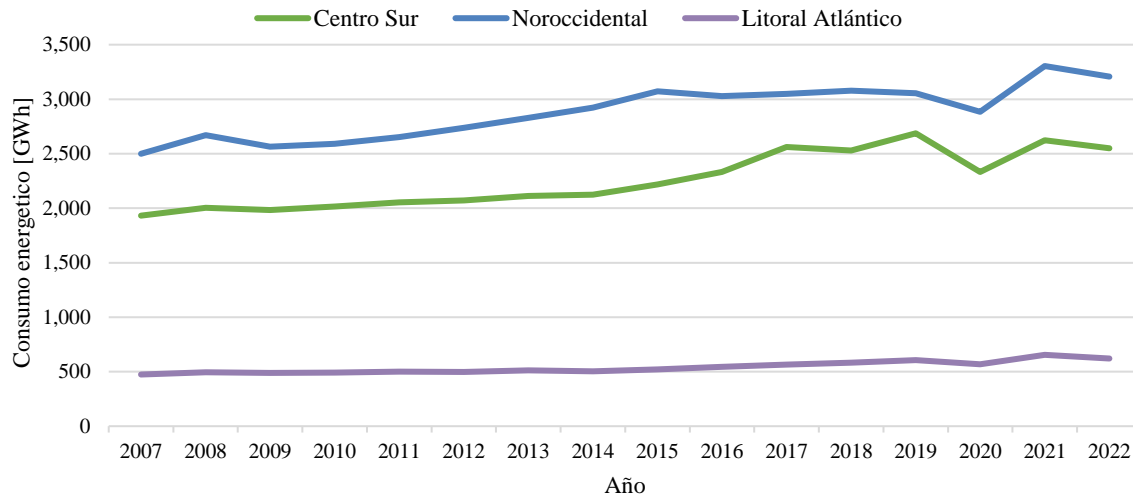
Figura 13. Composición del consumo eléctrico por regiones del país para el período 2007 – 2022



Fuente: Elaboración con información de los Boletines Estadísticos ENEE [1]

El crecimiento del consumo eléctrico por región del país en el 2021 respecto al año anterior es notable, como se muestra en la Figura 14. El consumo eléctrico de la región Litoral Atlántico creció un 12.5%, en la región Noroccidental un 14.5% y en la región Centro Sur un 12.5%. Sin embargo, para el año 2022 el consumo eléctrico muestra una reducción de 5% con respecto al 2021 en la región Litoral Atlántico, en la región Noroccidental una reducción de 2.9% y de 2.8% en la región Centro Sur.

Figura 14. Consumo eléctrico por región para el período 2007 – 2022

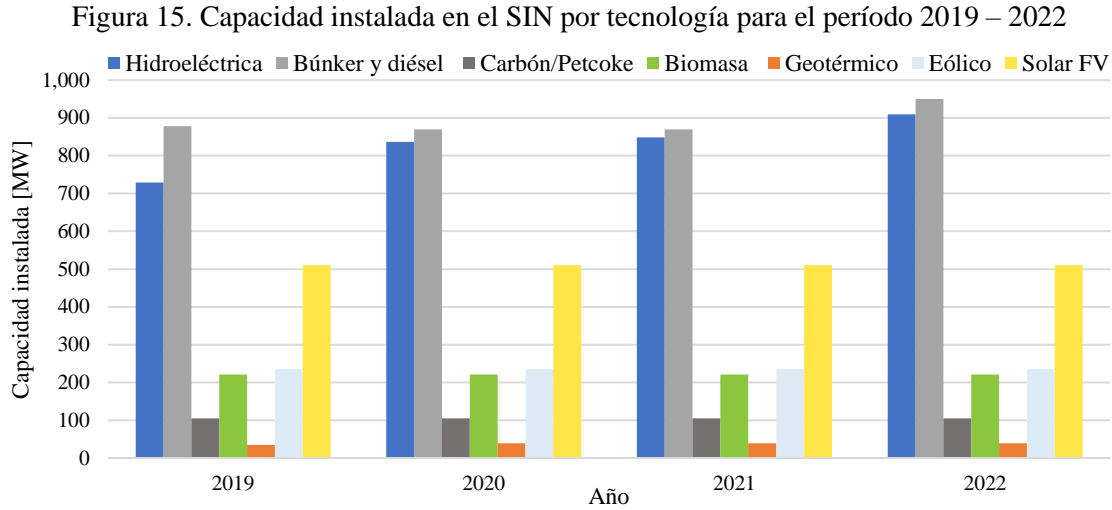


Fuente: Elaboración con información de los Boletines Estadísticos ENEE [1]

3.3 Matriz eléctrica de Honduras

Para el año 2022, la matriz de generación de Honduras se conforma por diversos tipos de tecnologías. De acuerdo con los boletines estadísticos ENEE [3], esta matriz consiste en una capacidad total instalada de 2,970.4 MW. De dicha capacidad, 1,054.9 MW que equivale al 35.5% del total, es conformada por centrales termoeléctricas a base de combustible fósil, el 30.6% representa una capacidad de 909.4 MW y corresponde a generación hidroeléctrica conformada por centrales con embalse de regulación y las centrales de pasada. Además, la generación basada en energía renovables variables, solar fotovoltaica y eólica equivale a un total de 745.8 MW, representando un 25.1%, mientras las centrales basadas en biomasa aportan 221.3 MW, siendo un 7.5% de la capacidad total instalada y, finalmente, la única central geotérmica en operación que representa el 1.3%.

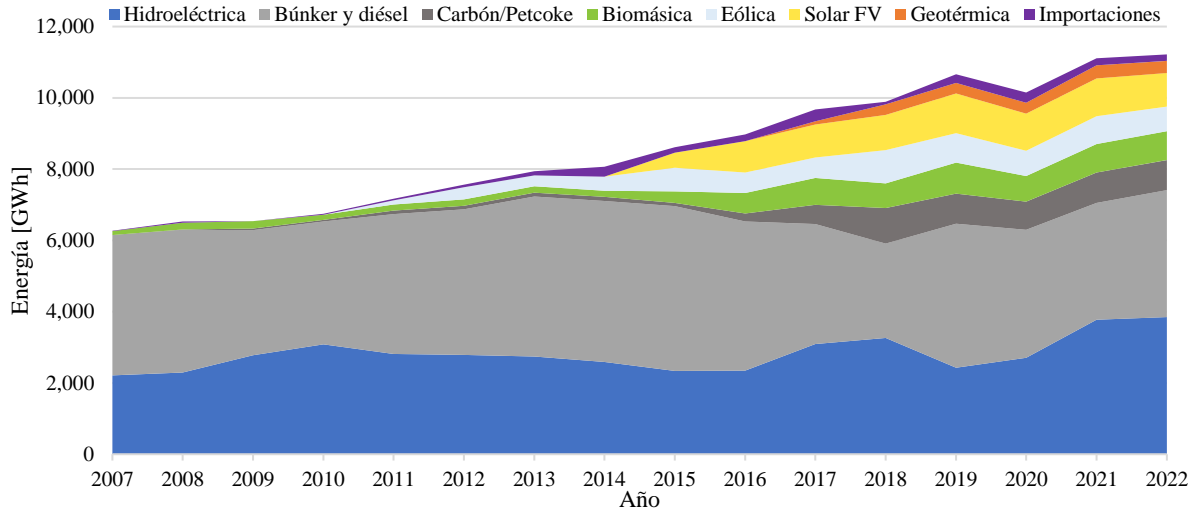
Entre las hidroeléctricas se destaca la central hidroeléctrica Francisco Morazán, conocida como El Cajón, la cual consta de una capacidad instalada de 300 MW, conformada por cuatro unidades de 75 MW, contando a la fecha con las unidades de generación de mayor capacidad del sistema. Otro aspecto importante para resaltar es la entrada en operación de la central hidroeléctrica Arenal, con la cual la capacidad instalada incrementó un 7.1% en el año 2022 con respecto al año 2021. La Figura 15 ilustra la evolución de los últimos 4 años de la capacidad instalada por tecnología, donde se consigue apreciar el crecimiento principalmente de la capacidad instalada hidroeléctrica y térmica (diésel y búnker).



Complementando las figuras anteriores, se presenta la Figura 16 que muestra el despacho de energía por tecnología de generación en el período comprendido de 2007 hasta 2022. Es posible identificar que durante el período 2007 hasta 2010, el despacho de energía eléctrica era compuesto principalmente por generación hidroeléctrica y térmica, adicional una pequeña proporción de generación basada en biomasa. Siendo a partir del 2011 la incorporación de generación basada en tecnología eólica y, posteriormente, la matriz energética alcanza una mayor diversificación al integrarse más proyectos renovables, incluyendo tecnología solar fotovoltaica.

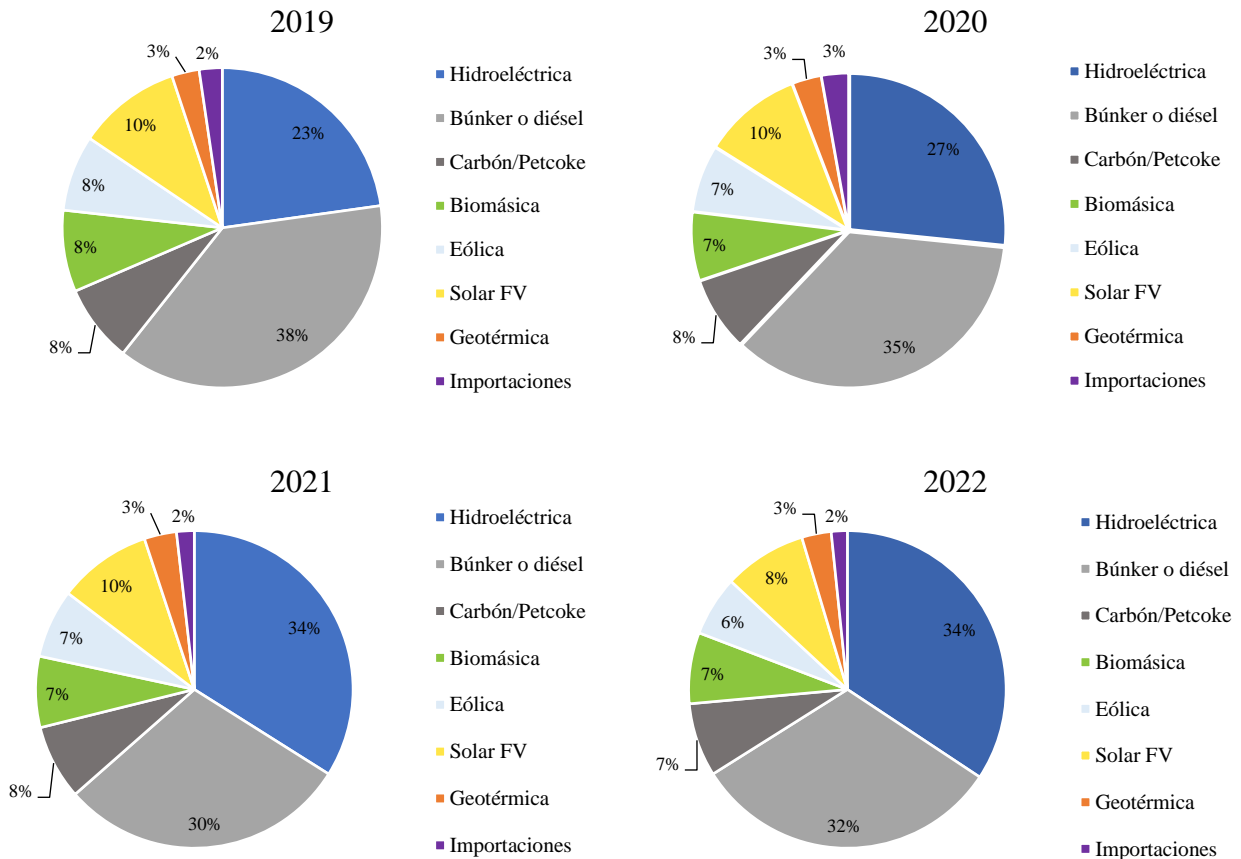
Adicionalmente, la Figura 17 presenta, mediante gráficos circulares, la contribución por tecnología a la producción eléctrica del país durante el período 2019-2022. En relación con la producción para el año 2022, esta se integra por una mayor proporción de centrales térmicas basadas en combustible fósil, representando un 39% de la producción total, de este porcentaje, el 7% corresponde a centrales a base de carbón/petcoke y el 32% a centrales que operan con búnker o diésel. En segundo lugar, se encuentra la generación hidroeléctrica contribuyendo con un 34% de la producción total. La generación solar fotovoltaica y eólica aportaron, respectivamente, un 8% y 6%. Finalmente, el resto de la producción es proveniente de centrales de biomasa con un aporte de 7%, la geotermia con 3% y un 2% por parte de las importaciones.

Figura 16. Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación para el período 2007 – 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

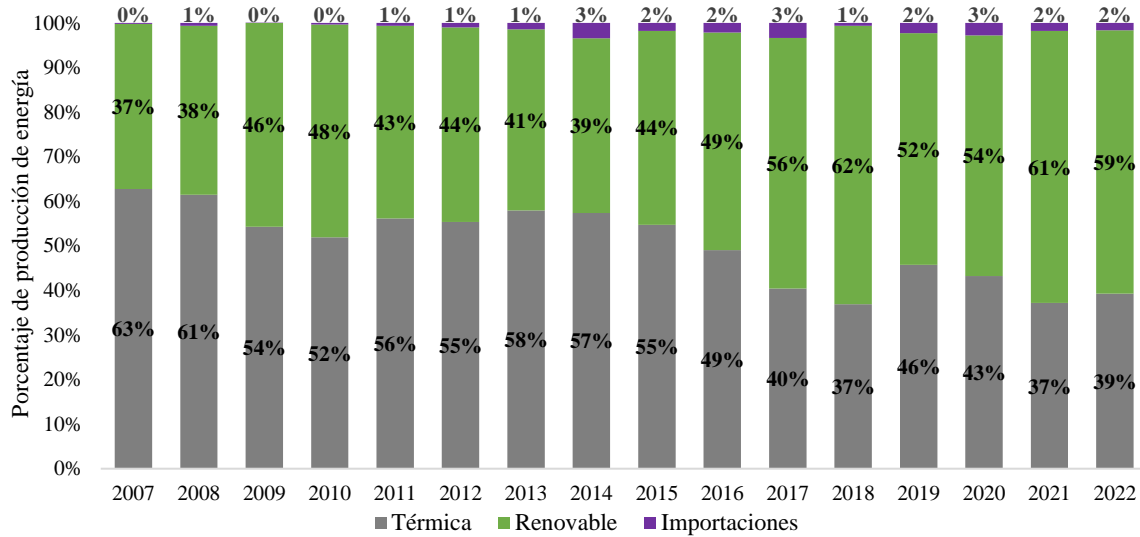
Figura 17. Contribución porcentual a la producción eléctrica por tecnologías para el período 2019 – 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND [4]

Desde otra perspectiva, en la Figura 18 se realiza una agrupación de la producción de energía eléctrica según el tipo de tecnología de generación utilizada, ya sea proveniente de fuentes renovables, combustible fósil e importaciones. Es importante resaltar que, a partir del año 2017, la producción a base de fuentes renovables supera a la producción obtenida mediante recursos térmicos.

Figura 18. Contribución por recurso e importaciones para el período 2007 – 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

3.4 Mercado eléctrico de oportunidad nacional

El mercado eléctrico nacional consiste en un mercado mayorista de electricidad que se compone de un mercado de contratos y un mercado de oportunidad. Hasta julio de 2023, en el mercado de oportunidad participan 21 generadores privados, detallados en la Tabla 6, los cuales están habilitados para realizar transacciones en el mercado eléctrico nacional.

Tabla 6. Centrales generadoras que participan en el mercado de oportunidad – Julio de 2023

Central generadora	Tecnología	Central generadora	Tecnología
Laeisz Juticalpa	Térmica	Lufussa Valle	Térmica
La Esperanza (CISA)	Hidroeléctrica	Elcosa	Térmica
Geoplatanares	Geotérmica	Mangungo	Hidroeléctrica
Peña Blanca	Hidroeléctrica	La Gloria	Hidroeléctrica
Río Blanco	Hidroeléctrica	Cuyamapa	Hidroeléctrica
Churune	Hidroeléctrica	Ecopalsa	Biomasa
Laeisz Ceiba Térmica	Térmica	Enersa	Térmica
PECSA	Térmica	Azunosa	Biomasa
El Faro	Térmica	Cahsa	Biomasa
Zacapa	Hidroeléctrica	Emce Choloma	Térmica
Cececapa	Hidroeléctrica		

Fuente: Elaboración propia con información del CND

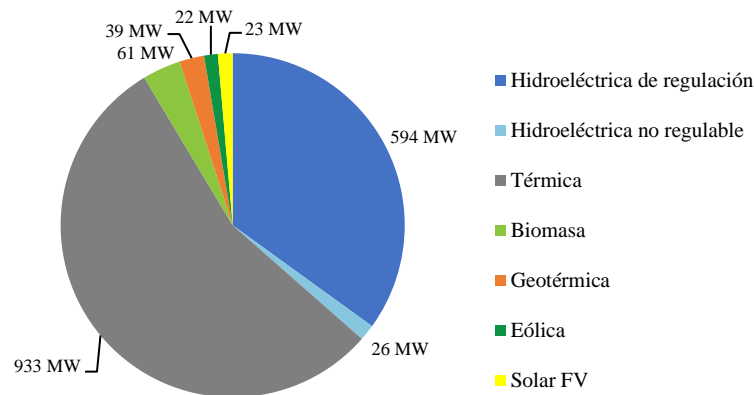
3.5 Potencia firme del sistema

La Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF), acuerdo CREE-60-2021 [5], define a la potencia firme de una central generadora como aquella potencia que una central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema. Estas horas se evalúan en el lapso en el que es máxima la cantidad de energía generada a partir de centrales térmicas, importaciones y la energía no suministrada por déficit de generación con respecto a la demanda. A esta cantidad de energía se le denomina máximo requerimiento térmico.

Para obtener la potencia firme de las centrales generadoras se sigue la metodología especificada para cada tecnología en la NT-PF, siendo específicamente el Artículo 11 que define el cálculo para las centrales térmicas, centrales de biomasa que operan todo el año y centrales geotérmicas, Artículos 14, 15 y 17 para las centrales hidroeléctricas y el Artículo 16 para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas.

Aplicando la metodología indicada en la NT-PF, el CND realiza anualmente un informe con el fin de obtener la potencia firme que aporta cada central generadora al SIN [6], en el cual para el año 2023 se obtuvieron los resultados que se exponen en la Figura 19. En dicha figura, se contabiliza que el sistema para el año 2023 cuenta con una potencia firme de 1,698 MW, además, se contempla que el mayor aporte de potencia firme lo proveen las centrales térmicas, seguidas por las centrales hidroeléctricas de regulación.

Figura 19. Potencia firme por tecnología para el año 2023 [MW]



Fuente: Elaboración propia con información publicada por el CND [6]

3.6 Mercado eléctrico regional

Los agentes autorizados por el EOR llevan a cabo transacciones de energía eléctrica en el MER a través de la Red de Transmisión Regional (RTR). Esta red abarca las líneas de transmisión que interconectan a los países miembros, así como las ampliaciones planificadas y las instalaciones del SIEPAC. Además, esta incluye las instalaciones específicas de cada país, que son esenciales para presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER, declarar contratos regionales, asignar derechos de transmisión o verificar la calidad del servicio [7].

El SIEPAC, bajo el desarrollo y operación por parte de la EPR, consta de aproximadamente 1,793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV, 15 subestaciones eléctricas y 28 bahías de acceso. En la Figura 20 se ilustran las interconexiones que conforman el SIEPAC, estableciendo así la conexión entre los países firmantes del tratado [8].

Figura 20. Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC)



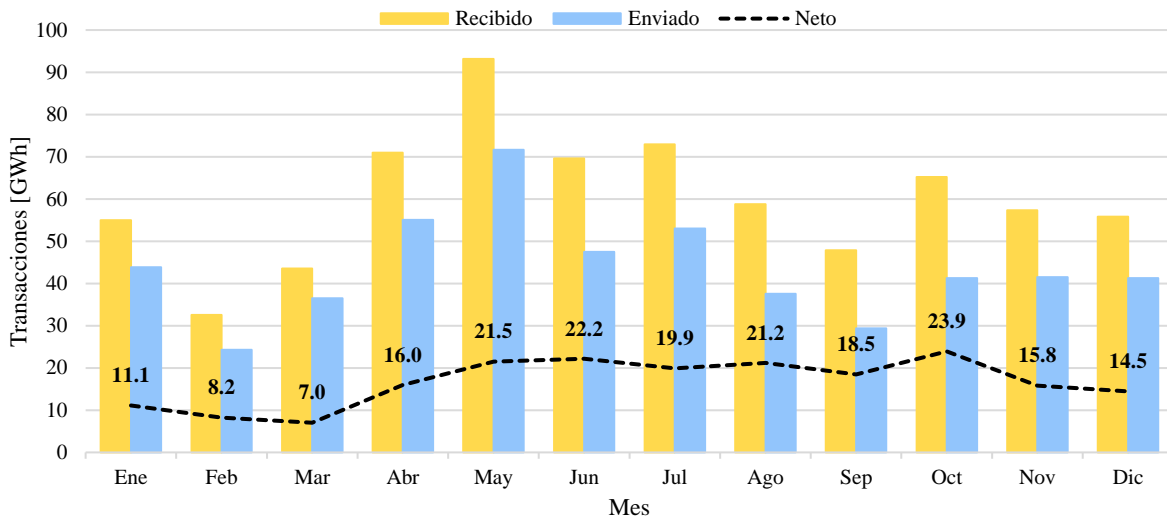
Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) [9]

Honduras cuenta con dos conexiones con El Salvador a través de los enlaces entre las subestaciones de Agua Caliente y 15 de septiembre, así como entre las subestaciones de Nueva Nacaome y 15 de septiembre. Además, Honduras cuenta con dos conexiones con Nicaragua, la primera entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino y la segunda entre Prados y León. Con Guatemala, Honduras se conecta mediante una línea de transmisión que une las subestaciones La Entrada Copán y Panaluya. Estas conexiones le permiten a Honduras realizar importaciones o exportaciones en el MER, o bien servir de porteo para las transacciones entre otros países miembro.

De acuerdo con la resolución emitida por la CRIE [10], la capacidad de intercambio operativa entre pares de países miembros del MER debe ser al menos 300 MW. No obstante, con el propósito de asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) del sistema eléctrico regional, las transferencias entre los sistemas eléctricos de cada país son restringidas operativamente por límites determinados periódicamente por el EOR.

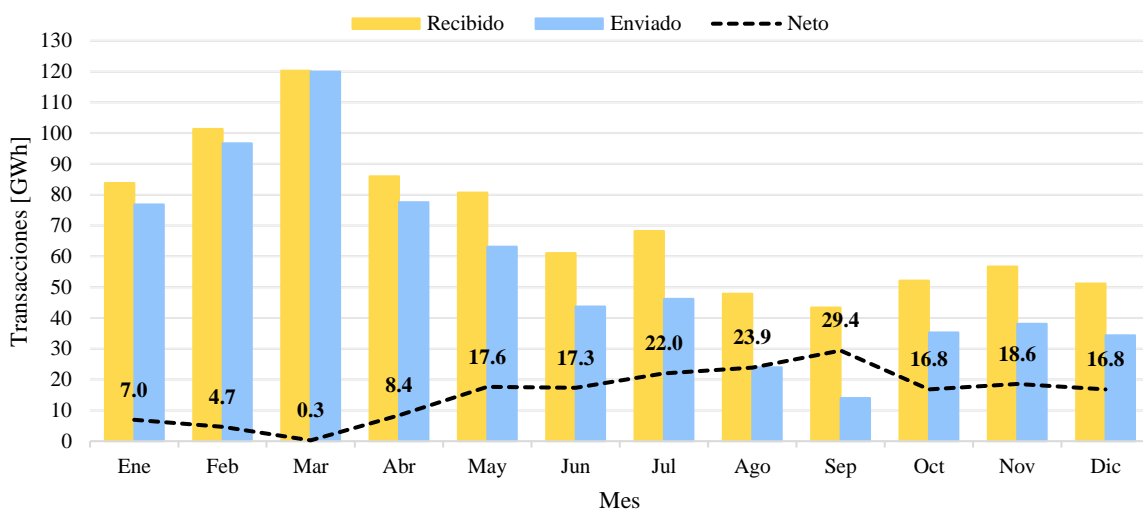
En relación con estadísticas de los intercambios comerciales, las Figura 21 y Figura 22 muestran las transacciones de energía eléctrica mensuales entre el sistema de Honduras y el MER de los años 2021 y 2022. Donde el neto representa la diferencia entre la energía recibida del MER y la energía enviada o inyectada al MER.

Figura 21. Transacciones de energía Honduras – MER para el año 2021



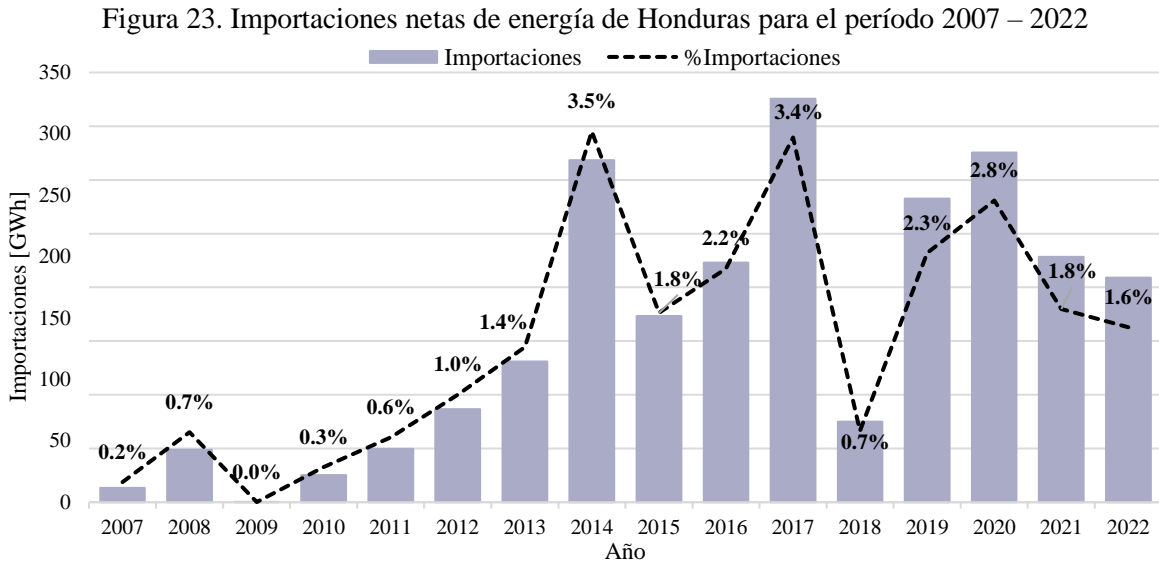
Fuente: Elaboración propia con información del CND

Figura 22. Transacciones de energía Honduras – MER para el año 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND

De las figuras anteriores se puede apreciar que, en todas las etapas, el neto se mantuvo en valores positivos, mostrando que durante los años 2021 y 2022 Honduras fue un importador neto en cada uno de los meses. Complementariamente, la Figura 23 muestra las importaciones netas (diferencia entre importaciones y exportaciones) de Honduras durante el período 2007-2022 y la representación porcentual de estas importaciones respecto a la demanda de energía del sistema.



Fuente: Elaboración propia con información del CND y Boletines Estadísticos ENEE [1]

4 Premisas y criterios de planificación

Para la adecuada elaboración de este estudio de planificación, el presente capítulo describe las premisas y criterios de planificación necesarios que han sido adoptados como datos de entrada.

4.1 Horizonte de análisis

El horizonte de planificación corresponde a diez años, el cual inicia en enero del 2024 y se extiende hasta diciembre del año 2033. Dentro de este horizonte, se incluye el año en el que se desarrolla el presente estudio, es decir el año 2023, y un año adicional operativo al final del horizonte, para amortiguar el efecto de los embalses. Es importante resaltar que estos años adicionales, 2023 y 2034, no son considerados como años candidatos para instalar nuevas centrales de generación.

4.2 Demanda de año base

Como fue discutido en la Sección 3.1, posterior a los efectos de la pandemia Covid-19, en los años 2021 y 2022, la demanda del sistema ha retomado su tendencia al alza dada la suspensión de restricciones de movilidad impuestas. En ese sentido, al observar el comportamiento de la demanda se adopta para este estudio de planificación, el año 2022 como base para aplicar las tasas de crecimiento.

4.3 Año inicial de hidrología

El año inicial de hidrología es un dato requerido por la herramienta de modelación de la operación del mercado eléctrico utilizada en este estudio de planificación. Dicho año debe formar parte del período de caudales afluentes históricos representados en la herramienta y, adicionalmente, reflejar una hidrología similar a la del año inicial del horizonte de planificación establecido. Utilizado como una condición hidrológica inicial, este dato permite estimar escenarios futuros de caudales afluentes. Basado en la “Perspectiva climática estacional noviembre, diciembre 2022, enero, febrero y marzo 2023 Honduras” del Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos (CENAOS) – COPECO [11], se indica que los pronósticos de lluvia, análogos para enero del 2023, son 2001, 2012 y 2017. Por lo tanto, adoptando el criterio de utilizar el año más reciente de los años análogos, se considera el año 2017 como el año inicial de hidrología.

4.4 Tasa de descuento

La tasa de descuento es un parámetro económico que le permite a los programas de planificación anualizar los costos de inversión de los proyectos de expansión y llevar los valores de costos de las distintas etapas de tiempo para el mismo horizonte.

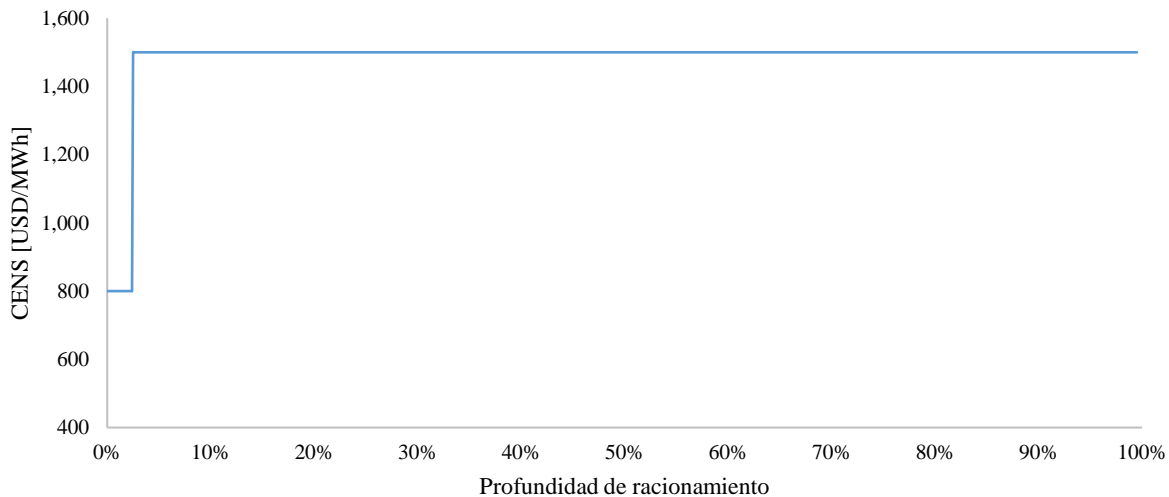
En el presente plan se utiliza una tasa de descuento real del 9%, la cual es aplicable a la actividad de generación en Honduras y fue obtenida de un estudio elaborado en el año 2018 por la firma argentina Mercados Energéticos Consultores para la CREE. El propósito de dicho estudio fue determinar la tasa de descuento para la actividad de generación y transmisión de energía eléctrica en Honduras y el resto de los países miembro del MER. Este estudio considera que tanto la actividad de generación como la de transmisión suelen ser financiadas con capital propio y con endeudamiento, por lo que, la metodología

aplicada para la obtención de la tasa de descuento se basa en los modelos *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) y *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), determinando el costo de capital propio y el costo de endeudamiento para posteriormente ser ponderados, ambos componentes, a fin de encontrar el costo de capital [12].

4.5 Costo de energía no suministrada

Considerando que el presente estudio tiene como propósito determinar un plan de expansión que minimiza los costos totales de inversión y operación, es necesario establecer un costo de la energía no suministrada (CENS) para reducir el impacto de no satisfacer la demanda en todo momento. Este CENS busca representar los costos causados a los usuarios debido a la interrupción del suministro de electricidad por falta de adecuación de los recursos de generación. La Figura 24 ilustra el CENS adoptado en el presente plan de expansión, tomando como referencia valores usados en estudios previos tanto nacionales como regionales, tal como el realizado por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) [13].

Figura 24. Costo de la energía no suministrada



Fuente: Elaboración propia con información del CEAC [13].

El primer escalón corresponde a un CENS de 800 USD/MWh bajo una profundidad de racionamiento del 2% y el segundo a un CENS de 1,500 USD/MWh para el restante 98% de profundidad de racionamiento, siendo la suma equivalente a un total de 100% de racionamiento. La profundidad de racionamiento indica el segmento porcentual del consumo eléctrico que no puede ser suministrado por el sistema.

4.6 Costos de inversión, operación y mantenimiento de tecnologías de generación

Esta sección describe los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento (O&M) para las tecnologías consideradas como ser eólica, solar fotovoltaica, sistema híbrido compuesto por una central fotovoltaica con batería, sistema híbrido compuesto por una central eólica con batería, batería independiente, central geotérmica, motores de combustión interna, centrales a base LPG (gas licuado de petróleo), ciclo combinado a base de gas natural, centrales de carbón y centrales hidroeléctricas. Para la

estimación de dichos costos, son utilizadas como referencia fuentes internacionales, fuentes nacionales y consultas directas a desarrolladores de tecnologías de generación.

Para efectos informativos, en el Anexo A se presenta en detalle las consideraciones adoptadas para determinar los costos asociados a cada tipo de tecnología. Adicionalmente, en el Anexo B se muestran las proyecciones de los costos de inversión y de O&M contempladas a lo largo del horizonte de estudio para las tecnologías híbridas (renovable más almacenamiento) y para los sistemas de almacenamiento independiente. Para el resto de las tecnologías se asume que sus costos se mantienen constantes durante el horizonte de planificación.

4.6.1 Eólica

Para el caso de la tecnología eólica, su costo de inversión se obtuvo de información publicada por International Renewable Energy Agency (IRENA) [14]. Este costo de inversión está compuesto por el equipo eléctrico y mecánico, balance del sistema (BOS, por su definición en inglés), instalación, incluyendo todos los costos del desarrollador. Por lo que, considerando el costo de instalación para la región de Centroamérica y el Caribe, el costo de inversión corresponde a 1,583 USD/kW. Por otro lado, se establece un costo de O&M fijo anual de 29.64 USD/kW-año, el cual fue obtenido del informe “*Annual Energy Outlook 2023*” publicado por Energy Information Administration (EIA) [15].

4.6.2 Solar fotovoltaica

El costo de inversión de la tecnología solar fotovoltaica está basado en información publicada por IRENA [14]. Este costo incluye el equipamiento eléctrico y mecánico, BOS e instalación y, además, todos los costos del desarrollador. Considerando las cadenas de costos disponibles en la publicación de IRENA para distintos países, fue adoptado un costo de instalación de 871.8 USD/kW, el cual está asociado al país más cercano a la región centroamericana. Adicionalmente, utilizando información de EIA [15], se adoptó un costo de O&M fijo anual de 17.16 USD/kW-año.

Para este tipo de tecnología se considera una central con seguimiento en un eje y una relación DC/AC del inversor igual a 1.2. Cuando la relación DC/AC de un sistema solar es demasiado alta, aumenta la probabilidad de que el conjunto fotovoltaico produzca más energía de la que puede manejar el inversor. No obstante, la experiencia en el rubro indica que una relación DC/AC de 1.2 es adecuada para minimizar las pérdidas y mejorar la eficiencia. [16], [17], [18].

4.6.3 Sistema híbrido compuesto por una central solar fotovoltaica y batería

Para estimar el costo de una central híbrida, solar fotovoltaica con almacenamiento de energía en batería, se considera una central con seguimiento en un eje con una relación DC/AC del inversor de 1.5. Al combinar la energía fotovoltaica y el almacenamiento, es posible aumentar la relación DC/AC del inversor debido a que el sistema de almacenamiento aprovecha el excedente generado de energía. El sistema híbrido se conforma acoplando en DC, módulos de batería basado en litio-ferrofosfato (LFP, por sus siglas en inglés), con almacenamiento de 4 horas y una potencia correspondiente al 20% de la capacidad AC de la central. La capacidad del sistema de almacenamiento se establece con base en los

resultados del estudio presentado en el Anexo E, donde se observó que, un almacenamiento de al menos el 20% de la capacidad de la central, es capaz de compensar las fluctuaciones de la generación fotovoltaica. Para realizar el acoplamiento en DC, se combina la instalación solar y el almacenamiento a través de un convertidor DC/DC, el cual permite que la batería se cargue únicamente de la producción del sistema fotovoltaico y se descargue de forma diaria en el período de máxima demanda nocturna del sistema.

El costo del sistema híbrido es estimado a partir de una cadena de valor basada en el costo de una central solar fotovoltaica con las características mencionadas, agregando el costo del equipo eléctrico y mecánico, módulos, transporte e instalación del sistema de almacenamiento de energía en batería. Los costos unitarios de los componentes del sistema de almacenamiento son basados en el informe publicado por Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), presentado en [19]. Por lo tanto, se estiman costos unitarios de 1,278.79 USD/kW y de 1,254.72 USD/kW para sistemas híbridos con centrales de capacidades de 20MWac y de 50MWac, respectivamente.

Por su parte el costo fijo de O&M del sistema híbrido es estimado usando la información presentada en la Sección 4.6.2 para una central solar y para una batería, se usa la información de PNNL en [19]. En los costos de O&M del almacenamiento se consideran los efectos de la degradación de la batería mediante una estrategia de aumentación, en la cual se busca garantizar que dicho sistema pueda entregar su capacidad nominal a lo largo de su vida útil, ver Anexo B. Por tanto, el costo fijo de operación y mantenimiento para un sistema híbrido de 20MWac de capacidad es 25.9 USD/kW-año, mientras que, para uno de 50MWac es 25.36 USD/kW-año.

4.6.4 Sistema híbrido compuesto por una central eólica y batería

Este sistema híbrido es conformado por una central eólica y un sistema de almacenamiento mediante un acoplamiento en DC/DC, el cual se basa en baterías de LFP con una duración de 4 horas y una potencia correspondiente al 10% de la capacidad de la central. Esta capacidad de almacenamiento se determina en función de los resultados del estudio presentado en el Anexo E, el cual muestra que un almacenamiento con al menos el 10% de la capacidad de la central es capaz de cubrir las variaciones de la generación eólica. Para estimar el costo de inversión del sistema híbrido se consideran centrales eólicas con capacidades de 20MW, 50MW, 100MW y 120MW. Las capacidades de estas centrales son sobredimensionadas en un 10% para cargar la batería con el excedente de la energía producida. Con la información publicada en el informe [19], elaborado por PNNL, al costo de instalación de la central eólica se le adiciona el costo correspondiente al sistema de almacenamiento, el cual incluye módulos de batería, equipo eléctrico y mecánico, transporte e instalación. Por lo tanto, el sistema híbrido tiene un costo de inversión de 1,716.52 USD/kW.

El costo fijo de O&M está compuesto por el costo de la central eólica, el costo del almacenamiento y el costo que implica sustituir módulos de batería producto de la degradación. En cuanto al costo de O&M de la central eólica este corresponde al mencionado en la Sección 4.6.1, mientras que, el costo de O&M de la batería se obtiene de PNNL en [19]. Para la sustitución de los módulos se considera su costo de adquisición e instalación, puesto que, este proceso se debe realizar periódicamente para garantizar que la

batería pueda entregar su capacidad nominal a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, al agregar el costo de los tres componentes mencionados, se obtiene un costo fijo de O&M de 36.37 USD/kW-año.

4.6.5 Batería independiente

Se considera un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, cuyo costo de inversión se obtiene del informe publicado por PNNL en referencia [19]. Dicho costo comprende módulos de almacenamiento, BOS, equipo de potencia, sistema de control y comunicación, ingeniería, procura y construcción (EPC, por su definición en inglés), desarrollo del proyecto e integración a la red. El sistema de almacenamiento consiste en baterías basadas en LFP, con una capacidad nominal de 50 MW y 4 horas de duración de descarga (200 MWh). Por lo tanto, el costo de inversión de esta tecnología fue estimado en 1,597.51 USD/kW.

Adicionalmente, se estima el costo fijo de O&M considerando el costo propio del sistema y el costo de reemplazo de módulos debido a la degradación. Por un lado, conforme a información directa proporcionada por proveedores de esta tecnología, el costo de operación y mantenimiento del sistema se plantea en un 1.7% del costo total de inversión. Mientras que, el costo de reemplazo de módulos debido a la degradación está basado en una estrategia de aumentación que se realiza contemplando una degradación característica para un ciclo diario de carga/descarga. Finalmente, unificando estos dos componentes se obtiene un costo fijo de O&M de 42.88 USD/kW-año.

4.6.6 Geotérmica

El costo de inversión para esta tecnología se obtiene en base al estudio presentado en [20], el cual fue realizado por la consultora *K&M Advisors* para la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. En dicha consultoría se establece un costo de inversión de 5,900 USD/kW, compuesto por las principales fases exploratorias y de desarrollo del proyecto. Estas fases comprenden costos de estudios, equipo eléctrico y mecánico, ingeniería y construcción, subestación e interconexión eléctrica, y los costos correspondientes al desarrollador. Por otra parte, de acuerdo con información del EIA en [15], el costo fijo de O&M para esta tecnología es estimado en 153.98 USD/kW-año.

4.6.7 Motores de combustión interna

Para estimar el costo de inversión de este tipo de tecnología, se consideran centrales basadas en diferentes configuraciones según el tipo de combustible utilizado para su operación, ya sea a base de diésel, búnker, gas natural o una combinación entre estos. Para cada una de estas centrales se utiliza un costo de EPC proporcionado por fabricantes de este tipo de tecnología. A este costo, se le agregan los costos de desarrollador, subestación e interconexión eléctrica, los cuales se obtuvieron de la “*Consultoría de costos de inversión en transmisión*”, realizada para el CND en [21].

Con respecto a motores de combustión interna a base de búnker, se consideran centrales con capacidad de 20 MW y 100 MW, obteniendo costos de inversión de 1,304.42 USD/kW y 984.08 USD/kW, respectivamente. Por otro lado, para los motores de ciclo combinado a gas natural, el costo de inversión correspondiente a una central de 100MW es estimado en 1,089.58 USD/kW, mientras que para una central

de 250 MW el costo estimado es de 966 USD/kW. Para una central de este tipo a ciclo simple con capacidad de 100 MW, se estimó un costo de inversión de 908.41 USD/kW.

Para una central que opera a base de diésel con capacidad de 20 MW, su costo de inversión fue estimado en 1,198.77 USD/kW, mientras que para una central de 80 MW el costo estimado es de 966.72 USD/kW. Para una central dual que opera con búnker o ciclo combinado a gas natural con una capacidad de 250 MW, se estima un costo de inversión de 1,134.79 USD/kW. Finalmente, para cada una de las centrales de combustión interna, el costo fijo de O&M se extrae de información publicada por el EIA en [15], correspondiente a 39.57 USD/kW-año.

4.6.8 Centrales a base de LPG

El costo de inversión para una central a base de LPG se obtiene principalmente del manual “*Gas Turbine World*” (GTW, por sus siglas en inglés) 2020 [22]. Basado en este manual, se considera una central cuyo costo incluye turbina, generador y el equipo eléctrico y mecánico asociado al BOS. Sin embargo, dichos costos son dados en precios *Free On Board* (FOB, por sus siglas en inglés) de la fábrica de producción y no incluyen los costos del desarrollador. Por lo que, se establece una cadena de costos que refleje el costo de inversión de esta tecnología en Honduras, incluyendo aquellos no contemplados por GTW. Entre los cuales se encuentran, costo de adquisición de terreno, costo de subestación e interconexión eléctrica, interconexión de gas, transporte, seguros, permisos y licencias. Los costos de subestación e interconexión eléctrica se adquieren de la “*Consultoría de costos de inversión en transmisión*”, la cual fue realizada para el CND en [21].

Considerando los componentes descritos, se estima un costo de inversión de 1,024.63 USD/kW para una central a base de LPG con una capacidad de 30 MW. De acuerdo con información de EIA, presentada en [15], el costo fijo de O&M para una turbina aero-derivada de ciclo simple, en la cual está basada una central a LPG, es de 18.35 USD/kW-año.

4.6.9 Ciclo combinado a base de gas natural

Para estimar el costo de inversión de este tipo de tecnología se hace uso del manual GTW 2020 [22]. Este costo contempla el suministro de equipos principales y los servicios de ingeniería y construcción de la planta. Los costos son dados en precios FOB de la fábrica de producción, pero no incluyen gastos específicos del propietario del proyecto, costos de subestación eléctrica e interconexión a la red, interconexión de gas, repuestos iniciales, entre otros. Por lo que, se construye una cadena de costos que incorpore cada uno de los componentes que no son considerados por el manual GTW.

Para una central con configuración 3x1 y capacidad de 273 MW en condiciones ISO equivalente a 250 MW en condiciones en sitio, el costo de inversión se estima en 1,204.83 USD/kW. Por otro lado, basado en EIA, se estima que el costo fijo de O&M para esta tecnología es 13.73 USD/kW-año [15].

4.6.10 Carbón

El costo de inversión de una central a carbón es estimado basándose en el informe presentado en [23] y ajustando los datos con información más reciente de EIA en [15]. En primera instancia, se actualizan los costos de 2020 de acuerdo con información más reciente de EIA del 2023. Dichos costos consideran la adquisición de equipos, materiales y toda la mano de obra de construcción asociada con el proyecto. Posteriormente, se descartan los costos dependientes del sitio de instalación referenciados a EE. UU., entre los cuales se contemplan los costos de subestación e interconexión eléctrica, interconexión de gas, tarifa de EPC, y todos los costos del desarrollador. Por consiguiente, cada uno de estos costos se sustituyen referenciándolos a Honduras y, finalmente, para los costos de subestación e interconexión eléctrica, se utiliza la “*Consultoría de costos de inversión en transmisión*” [21].

Aplicando esta metodología, se estima que, para una central con una capacidad nominal de 30MW, la cual emplea un ciclo térmico ultra supercrítico (USC) sin captura de dióxido de carbono, el costo de inversión resulta en 4,769.52 USD/kW. Además, conforme a EIA en [15], esta tecnología tiene un costo fijo de O&M de 45.68 USD/kW-año.

4.6.11 Hidroeléctrica

Para estimar el costo de inversión de esta tecnología se consideran centrales que varían según su tamaño y configuración, categorizadas como centrales hidroeléctricas de pasada, de embalse, y de almacenamiento por bombeo. Para las primeras dos, el costo de inversión se obtiene directamente de informes de IRENA [14], considerando centrales pequeñas con capacidad menor a 10 MW, se tiene un costo de inversión de 2,000 USD/kW y para las centrales de gran escala, superiores a 100 MW, un costo de 3,576 USD/kW referenciado a Centroamérica. De acuerdo con EIA, en referencia [15], esta tecnología tiene un costo fijo de O&M de 47.06 USD/kW-año.

En cuanto al costo de inversión de una central con almacenamiento por bombeo, este se obtiene de la consultoría elaborada por Entura denominada “*Pumped Hydro Cost Modelling*” [24], la cual engloba los costos de reservorio inferior y superior, tuberías, vías de acceso, equipo eléctrico y mecánico, ingeniería y construcción, y los gastos de desarrollo del proyecto. Se descartan los costos relacionados al reservorio inferior, ya que se asume la ampliación para alguna central de embalse ya existente en el país, por lo que, únicamente se requiere construir todo lo relacionado al embalse superior. Adicionalmente, se sustituyen los costos del desarrollador y de la subestación e interconexión eléctrica debido a que estos dependen del sitio de ubicación, siendo remplazados con datos referenciales a Honduras. Para una central con capacidad de 150 MW, se estima un costo de inversión de 1,407.98 USD/kW. Finalmente, según PNNL en [19], el costo fijo de O&M para esta tecnología resulta en 28.19 USD/kW-año.

4.6.12 Resumen

Con el propósito de condensar la presente sección, la Tabla 7 resume los costos unitarios de inversión, el costo fijo anual de O&M y el costo variable de O&M para cada una de las tecnologías

consideradas. Es importante destacar que se asume que el conjunto de valores es referenciado a los precios en el 2023.

Tabla 7. Resumen de las diferentes tecnologías consideradas, identificando sus respectivas capacidades y sus costos asociados referenciados al año 2023

Tecnología	Capacidad [MW]	Costo unitario de inversión [USD/kW]	Costo fijo de O&M [USD/kW-año]	Costo variable de O&M [USD/MWh]
Eólica	20-120	1,583.00	29.64	0.00
Solar FV	20-50	871.80	17.16	0.00
Solar FV + Batería	20	1,278.79	25.9	0.00
	50	1,254.72	25.36	0.00
Eólica + Batería	20	1,716.52	36.37	0.00
	50	1,716.52	36.37	0.00
	100	1,716.52	36.37	0.00
	120	1,716.52	36.37	0.00
Batería independiente	50	1,597.51	42.88	0.00
Geotérmica	20	5,900.00	153.98	1.31
Motor búnker	20	1,304.42	39.57	6.40
	100	984.08	39.57	6.40
Motor diésel	20	1,198.77	39.57	6.40
	80	966.72	39.57	6.40
Motor GN ciclo simple	100	908.41	39.57	6.40
Motor GN ciclo combinado	100	1,089.58	39.57	6.40
	250	966.00	39.57	6.40
Motor dual ciclo combinado	250	1,134.79	39.57	6.40
LPG	30	1,024.63	18.35	5.29
CCGN	250	1,204.83	13.73	2.10
Carbón	30	4,769.52	45.68	5.06
Hidroeléctrica de pasada	4-10	2,000.00	47.06	1.57
Hidroeléctrica de embalse	>100	3,576.00	47.06	1.57
Hidroeléctrica de bombeo	150	1,407.98	28.19	1.57

Fuente: Elaboración propia

4.7 Incorporaciones decididas y retiros al parque de generación

Para la elaboración del presente plan de expansión, se representan tanto las centrales existentes como el parque de generación futuro, considerando aquellos compromisos contractuales de compra y venta de capacidad y energía asociada con la ENEE y que, además, cuentan con un desarrollo significativo. La única central considerada como decidida es la central El Tornillito, la potencia firme de esta central fue calculada siguiendo lo establecido en la NT-PF vigente a marzo del 2023. La información de este proyecto se resume en la Tabla 8.

Tabla 8. Adiciones decididas del parque de generación para el período 2024 - 2033

Proyecto	Empresa	Tecnología	Capacidad [MW]	Potencia firme [MW]	Contrato de suministro	Fecha de entrada en operación comercial	Ubicación
El Tornillito	Hidroeléctrica El Volcán S.A. de C.V.	Hidroeléctrica	198	31	087-2010	Ene-2026	Santa Bárbara

Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

La fecha de entrada en operación comercial que aparece en la tabla anterior es de tipo indicativa y fue definida considerando información proporcionada por la ENEE o por el mismo proyecto de generación.

Se considera el retiro de las centrales generadoras térmicas que han finalizado sus contratos de suministro, se encuentran en el mercado de oportunidad y llevan varios años en funcionamiento. Este retiro se plantea para el año 2027, fecha en la que podrían ingresar en el sistema, centrales térmicas de gran tamaño y bajo costo operativo. Además, se plantea el retiro de las centrales Enersa y Lufussa III para el año 2030, dos años después de la finalización de sus contratos de suministro, asumiendo que durante ese tiempo operarían en el mercado de oportunidad. Es importante mencionar que, en esa fecha, ambas centrales contarían con más de 25 años de existencia desde su puesta en marcha. Asimismo, la central de generación Co-Enersa se retira debido a su dependencia directa de la central Enersa. Esta información se resume en la Tabla 9.

De igual forma que Enersa y Lufussa III, se asume que la central Ensenada seguirá operando en el mercado de oportunidad, a pesar de que su contrato está programado para vencer en el año 2031. En el caso de la central Becosa, cuyo contrato finaliza en 2026, esta no será retirada durante el horizonte de estudio, dado que aún no supera los 30 años de funcionamiento desde su puesta en operación.

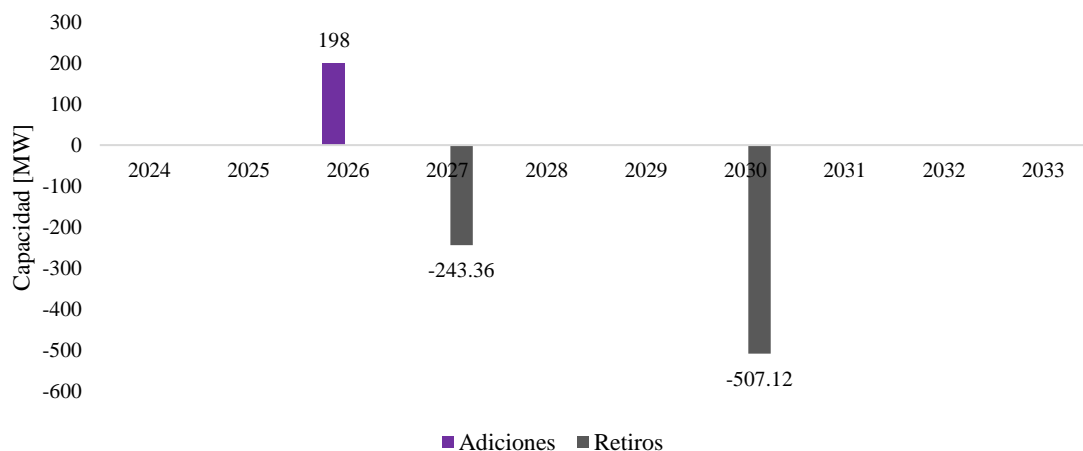
Tabla 9. Retiros del parque de generación para el período 2024 - 2033

Central generadora	Tecnología	Capacidad [MW]	Fecha de retiro
Elcosa	Térmica a base de búnker	80.28	Ene-27
Emce Choloma	Térmica a base de búnker	46.74	Ene-27
Lufussa Valle	Térmica a base de búnker	82.66	Ene-27
Laesiz Juticalpa	Térmica a base de diésel	14.46	Ene-27
Laesiz Ceiba Térmica	Térmica a base de diésel	19.22	Ene-27
Lufussa III	Térmica a base de búnker	249.01	Abr-2030
Enersa	Térmica a base de búnker	245.67	May-2030
Enersa Co Generación	Cogeneración	12.44	May-2030

Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

A continuación, se presenta la Figura 25, donde se ilustra las adiciones y retiros del parque de generación durante el período 2024 – 2033. Para efectos de referencia, las adiciones son presentadas en el eje positivo de la figura, mientras los retiros se muestran en el eje negativo.

Figura 25. Adiciones y retiros del parque de generación para el período 2024 – 2033



Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

Para la elaboración del presente plan no se contempla el retiro de centrales generadoras renovables con contrato de suministro con la ENEE, el cual finaliza durante el período de estudio. Esta es una práctica común considerada en la elaboración de un plan de expansión de la generación, dado que no se espera cumplan con su vida útil operativa en el horizonte analizado. Dichas centrales son presentadas en la Tabla 10, donde se detalla el tipo de tecnología, número de contrato, finalización de contrato y su capacidad.

Tabla 10. Centrales renovables no consideradas como retiro

Nombre de central	Tecnología de generación	Número de contrato de suministro	Fecha de finalización de contrato	Capacidad [MW]
Chumbagua	Biomásica	004-2013	27/1/2024	20
Babilonia	Hidroeléctrica	068-2000	14/5/2024	4.4
Celsur Biomasa	Biomásica	112-2012	17/12/2024	44.25
Hidro Yojoa	Hidroeléctrica	069-2000	30/8/2025	0.702
Mangungo	Hidroeléctrica	033-2011	25/6/2028	1.5
Peña Blanca	Hidroeléctrica	232-2013	5/12/2028	2.01
Matarrás	Hidroeléctrica	157-2012	18/7/2029	2
Yodeco	Biomásica	037-2010	9/2/2031	0.3
Honduras Green Power Plant (HGPP)	Biomásica	054-2012	18/3/2031	43
Cortecito	Hidroeléctrica	054-2011	2/11/2031	5.88
San Carlos	Hidroeléctrica	055-2011	2/11/2031	4.4
Cerro de Hula	Eólica	049-2008	20/12/2031	126
Aceydesa	Biomásica	039-2011	14/3/2032	5.5
Coronado	Hidroeléctrica	119-2010	31/12/2032	8

Fuente: Elaboración propia con información públicamente disponible y ENEE

Es importante destacar que de las centrales generadoras que aparecen en la tabla anterior, las centrales Mangungo y Peña Blanca se encuentran habilitadas a participar en el mercado de oportunidad.

4.8 Conformación de candidatos para expansión de la generación

En la sección precedente se discutió las adiciones decididas al parque de generación. Además, de estas adiciones, se incorpora una cartera de centrales generadoras candidatas con el objetivo de garantizar el suministro de la demanda a lo largo del horizonte de planificación. Para conformar esta cartera de centrales candidatas, se consideran las iniciativas reales de desarrolladores que han solicitado estudios de interconexión a la red, las iniciativas gubernamentales, una evaluación de tecnologías que podrían desarrollarse basadas en tendencias regionales y un análisis de lugares con potencial de recurso renovable. Para estas posibles alternativas de expansión, se contemplan sus costos de inversión, costos operativos y fechas tentativas de entrada en operación.

Las tecnologías de generación consisten en centrales térmicas y renovables. Las centrales térmicas convencionales son basadas en combustibles búnker, LPG, diésel, y carbón. Estas tecnologías de generación térmica incluyen motores de combustión interna, turbina de gas, turbinas de vapor y ciclos combinados. Las tecnologías renovables consideradas son eólicas, pequeñas y grandes hidroeléctricas, solar fotovoltaica, y centrales geotérmicas. Para las centrales solar fotovoltaica y eólica se incluye un acoplamiento con un sistema de almacenamiento de energía en baterías cuya capacidad, en MW, representa un 20% y un 10% de la capacidad de la central, respectivamente.

Se realizó el cálculo de potencia firme para todas las centrales candidatas consideradas en este estudio siguiendo la NT-PF vigente a marzo del año 2023 y en algunos casos, tomando como referencia la potencia firme de las centrales existentes para candidatos con características similares. Para las centrales solares y eólicas candidatas se considera únicamente la potencia que pueden garantizar mediante el almacenamiento de energía en baterías para las horas del período crítico.

Dentro del conjunto de centrales térmicas, se incluye un conjunto de centrales de emergencia, presentadas en la Tabla 11, las que podrían iniciar su operación a partir del año 2024. Este conjunto es inspirado a partir de las solicitudes de interconexión presentadas por la ENEE, cuyo propósito consistió en analizar un grupo de centrales que podrían mitigar la actual carencia de capacidad de generación mediante la adquisición de suministro de potencia y energía. Estas centrales se conciben como parte de un plan de contratación de emergencia temporal, por lo cual no se considera costo de inversión y se espera que sean retiradas en un corto plazo. En ese contexto, se asume el año 2027 como fecha tentativa de retiro, fecha en la cual se podría contar con nuevas opciones de inversión de bajo costo operativo y mayor capacidad.

Tabla 11. Centrales candidatas térmicas de emergencia

Central candidata	Cantidad de centrales	Capacidad [MW]	Potencia firme [MW]	Recurso	Año mínimo de entrada
Motor de combustión interna	1	80	76	Diésel	2024
Motor de combustión interna	1	20	19	Diésel	2024
Turbina de gas ciclo abierto	5	30	28.5	LPG/Diésel	2024
Turbina de gas ciclo abierto	3	60	57	LPG/Diésel	2024
Turbina de gas ciclo abierto	1	90	85.5	LPG/Diésel	2024

Fuente: Elaboración propia

El otro conjunto de centrales térmicas se presenta en la Tabla 12. Para esta cartera de proyectos de generación se establece la cantidad de centrales que podrían ser instaladas, la capacidad de cada central, el recurso utilizado y los años mínimos de entrada en operación.

Tabla 12. Centrales candidatas térmicas de largo plazo

Tecnología de generación	Cantidad de centrales	Capacidad [MW]	Potencia firme [MW]	Recurso	Año mínimo de entrada
Turbina de vapor	1	22	20.9	Carbón	2024
Turbina de gas en ciclo combinado*	1	250	237.5	LPG/Gas natural	2024
Turbina de gas en ciclo combinado	4	250	237.5	Gas natural	2027
Motor de combustión interna	3	250	237.5	Gas natural	2027
Motor de combustión interna dual	3	250	237.5	Gas natural/Búnker	2027
Motor de combustión interna	6	100	95	Gas natural	2027
Motor de combustión interna	6	100	95	Búnker	2027
Turbina de gas en ciclo combinado	2	250	237.5	Gas natural	2030

*Nota: Esta central puede operar únicamente con LPG en el año 2024 con una capacidad reducida de 180 MW y hasta el año 2025 podría operar con gas natural a su capacidad total.

Fuente: Elaboración propia

Además, la Tabla 13 presenta el *Heat Rate* y la eficiencia de las centrales térmicas candidatas. Para establecer el *Heat Rate*, fueron consultadas diferentes fuentes de información técnica de desarrolladores. Para el caso de los motores de combustión interna de gas natural y duales, se plantea que estos cuentan con una pequeña turbina de vapor lo que permite alcanzar eficiencias mayores (un *Heat Rate* menor).

Tabla 13. Heat rate y rendimiento de centrales térmicas candidatas

Tecnología de generación	Heat Rate LHV [MMBtu/MWh]	Eficiencia [%]
Turbina de vapor	8.638	39.50%
Turbina de gas	9.380	36.38%
Turbina de gas en ciclo combinado	5.726	59.59%
Motor de combustión interna diésel y búnker	7.940	42.97%
Motor de combustión interna gas natural	6.960	49.02%
Motor de combustión interna dual con búnker	7.580	45.01%

Fuente: Elaboración propia

Por su lado, la Tabla 14 presenta, para las centrales térmicas con capacidades mayores a 100 MW, otros parámetros de interés en el desarrollo de este plan de expansión. Estos parámetros están relacionados a la flexibilidad de tales centrales, los cuales IRENA los denomina como “Parámetros de flexibilidad”, entre ellos se tiene el *Heat Rate* a carga parcial, mínimos técnicos, tiempos mínimos de encendido y apagado, obtenidos principalmente de IRENA [25] y costos de arranque obtenidos de [26].

Tabla 14. Parámetros de flexibilidad de centrales térmicas candidatas con capacidades mayores a 100 MW

Tecnología	Capacidad [MW]	Heat Rate LHV 100% [MMBtu]	Heat Rate LHV 75% [MMBtu]	Mínimo técnico [%]	Min Up [h]	Min down [h]	Costo de arranque [USD/MW]
Motores de combustión	250	6.96	-	25	-	-	-
Turbinas ciclo combinado	250	5.726	6.829	40	4	2	52

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de la cartera de candidatos de generación basados en recursos renovables, la Tabla 15 presenta las tecnologías consideradas, la cantidad, capacidad a ser instalada y su año mínimo de entrada.

Tabla 15. Candidatos de generación renovable

Central candidata	Cantidad de centrales	Capacidad [MW]	Potencia firme [MW]	Año mínimo de entrada
Eólica con baterías	1	120	8.4	2027
Eólica con baterías	1	100	7	2027
Eólica con baterías	1	50	3.5	2027
Eólica con baterías	3	50	3.5	2029
Solar con baterías	1	50	7	2024
Solar con baterías	1	50	7	2025
Solar con baterías	6	50	7	2026
Solar con baterías	1	20	2.8	2026
Solar con baterías	4	50	7	2028
Solar con baterías	2	20	2.8	2028
Geotérmica	2	20	19	2028
Hidroeléctrica pequeña	1	4	1.5	2025
Hidroeléctrica pequeña	1	10	1.56	2026
Hidroeléctrica grande	1	98.186	76.4	2030
Hidroeléctrica grande	1	172.9	134.3	2030

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior es importante resaltar que, las centrales candidatas basadas en sistemas híbridos, como la eólica con batería y solar con batería, presentan un almacenamiento con una eficiencia del 96% tanto en la carga como en la descarga. Además, para los proyectos eólicos, se consideran costos adicionales de interconexión debido a que los posibles puntos de conexión a la red se encuentran distantes de las áreas con mayor disponibilidad del recurso.

Finalmente, en la Tabla 16 se muestra la cartera de candidatos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, entre estos se consideran sistemas de almacenamiento en baterías basadas en LFP, con tiempo de almacenamiento de 4 horas. Adicionalmente, se contempla una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo. De forma similar que los demás candidatos, para los sistemas de almacenamiento se especifica la cantidad de unidades que podrían instalarse, su respectiva capacidad en MW y su capacidad de almacenamiento en MWh, eficiencias y el año mínimo de entrada.

Tabla 16. Candidatos de almacenamiento independiente

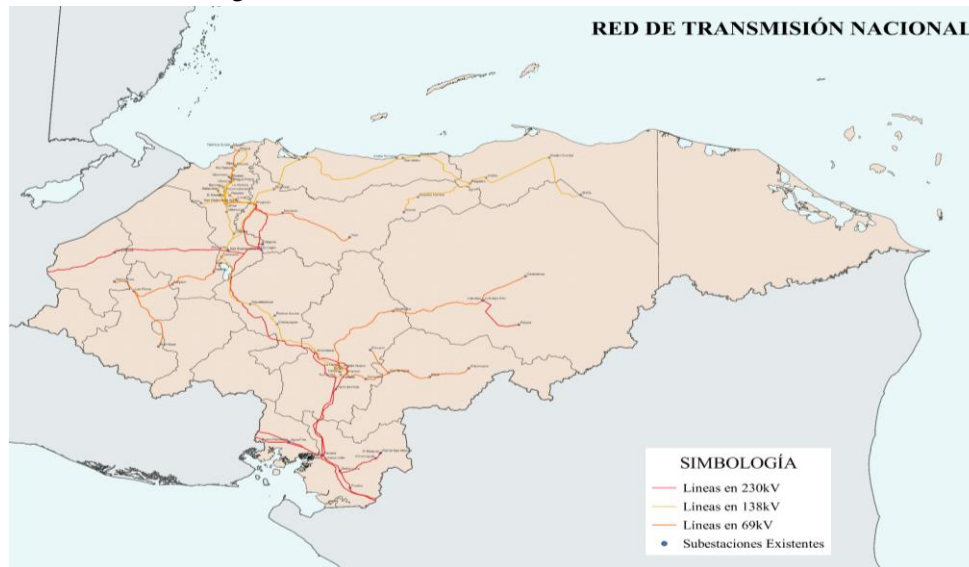
Central	Cantidad de centrales	Capacidad [MW]	Almacenamiento [MWh]	Eficiencia carga [%]	Eficiencia descarga [%]	Año mínimo de entrada
Batería independiente	3	50	200	96	96	2027
Almacenamiento por bombeo	1	150	1,800	85	90	2028

Fuente: Elaboración propia

4.9 Restricciones de la red de transmisión del sistema eléctrico

La herramienta de modelación de la operación del mercado eléctrico SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica por su definición en español) permite representar las características de los componentes de una red eléctrica como ser barras, circuitos, transformadores, cargas y puntos de conexión de las centrales generadoras. Adicionalmente, se pueden representar las condiciones actuales y futuras de la red, ya sea por la adición, modificación o retiro de componentes. La Figura 26 muestra la red de transmisión nacional como se presenta en la interfaz de SDDP.

Figura 26. Red de transmisión nacional en SDDP



Fuente: Elaboración propia con información del CND

Entre las opciones de ejecución de la red de transmisión solo se considera representar algunas restricciones operativas, en caso de ser necesarias. Es importante mencionar que, estas restricciones en los flujos de transmisión se basan en criterios tomados en cuenta en la simulación con el fin de intentar representar de manera realista las restricciones operativas más relevantes.

Estas restricciones de transmisión consideradas afectan a los transformadores operativos de la subestación El Progreso, los cuales no pueden superar un flujo máximo de 95 MW por transformador. Por su parte, la línea L442, que conecta las subestaciones de Juticalpa y Guaimaca, tiene restricciones de flujo de 48.1 MW de oriente a centro y de 35 MW de centro a oriente. Además, las líneas L524 y L529 tienen una restricción conjunta de flujo de 170 MW y la línea L515, que conecta las subestaciones de El Progreso y Guaimas, tiene una restricción de flujo de centro a litoral de 76 MW. Estas restricciones actualmente están impuestas para mantener los CCSDM en el sistema actual.

Es importante destacar que estas restricciones se mantendrán vigentes durante los primeros años del horizonte planificado, hasta que ciertos proyectos de transmisión puedan entrar en operación y, para efectos de este estudio de planificación, prescindir de dichas restricciones.

5 Proceso de planificación de la expansión de la generación

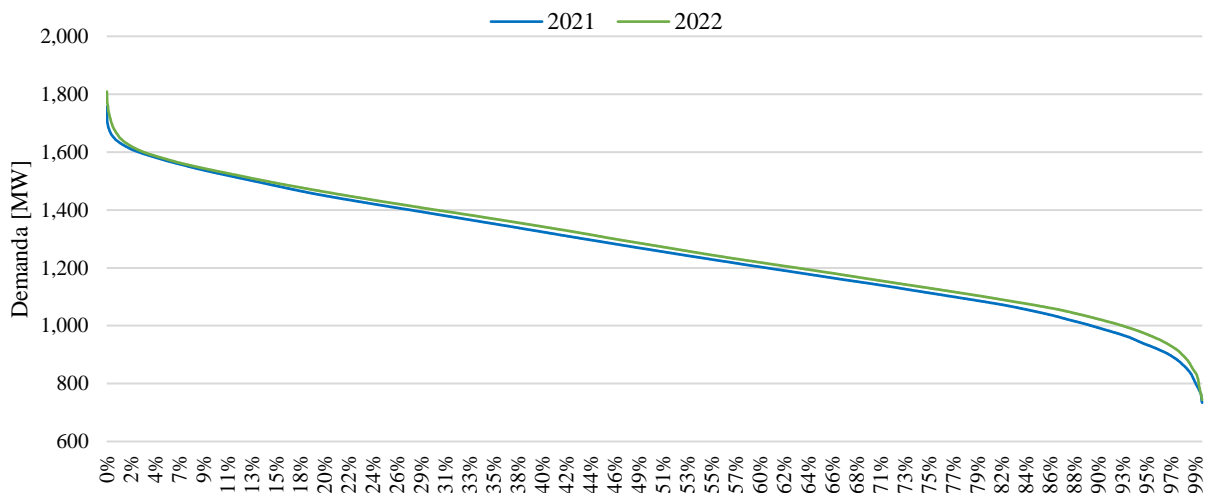
La planificación de la expansión de la generación es un proceso que implica evaluar cuidadosamente diversos factores como ser el crecimiento de la demanda futura del país, estimación de los precios de los combustibles a lo largo del horizonte de estudio, el desarrollo de diferentes fuentes de generación y, además, garantizar la sostenibilidad y eficiencia del sistema, todo al menor costo posible. Para este fin, resulta necesario establecer una estrategia que permita contornar todos estos aspectos y mediante el apoyo de herramientas computacionales de optimización, determinar la combinación óptima de tecnologías de generación.

En ese sentido, esta sección describe en detalle los pasos realizados para elaborar la planificación de la expansión de la generación. Inicialmente, se determina la demanda máxima del año base y se proyecta su crecimiento a lo largo del horizonte de estudio. Seguido, el comportamiento de la demanda es caracterizado basado en criterios que identifican patrones específicos de tipos de días. Por otra parte, se realiza una proyección de los precios de combustibles, buscando estimar su tendencia para los próximos años. Complementando la metodología con la determinación de diferentes escenarios renovables y la incorporación de nuevas restricciones al modelo comúnmente usado para la planificación de la expansión de la generación. Finalmente, se describen las herramientas computacionales y se ilustra la metodología de planificación mediante un diagrama de flujo.

5.1 Proyección de la demanda

Para proyectar la demanda futura, se toma como base el año 2022 y se realiza una evaluación del comportamiento de la demanda, considerando que las actividades económicas se desarrollaron con normalidad. Comparado con el año 2020 y con el año 2021, es posible observar que la demanda para el 2022 muestra una tendencia creciente. En la Figura 27 se ilustran las curvas de duración de carga correspondientes a los años 2021 y 2022.

Figura 27. Curva de duración de carga para los años 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia con información del CND

A partir de la gráfica anterior, se observa que la demanda del año 2022 ha superado la demanda del 2021 durante todo el año. En términos de la demanda máxima total, el año 2022 registró, el 6 de abril a las 19 horas, 1,809.05 MW, la cual corresponde a una demanda suministrada de 1,761.07 MW, misma a la que se le adiciona una demanda no suministrada de 47.98 MW, representando un incremento de 2.92% comparada con la demanda máxima registrada en el año 2021. Tomando la máxima demanda de potencia registrada en el 2022, se proyecta la demanda para el período 2023-2034, aplicando las tasas de crecimiento anual de la proyección de demanda realizada por la ENEE para el escenario de crecimiento base [27].

La proyección de demanda elaborada por la ENEE contempla el consumo de electricidad por sectores del país como ser residencial, comercial, industriales medianos y grandes, y otros consumidores. Dicha proyección es elaborada mediante la aplicación de técnicas de tendencia, análisis econométricos, doble algoritmos, juicio de experto o implementando una estrategia que aprovecha los alcances de cada una de estas técnicas para estimar el consumo de cada uno de los sectores en el largo plazo.

Respecto a la proyección de la demanda de energía anual para el período 2023-2034, se utiliza el valor de demanda de energía total suministrada y no suministrada durante el año 2022. De forma análoga a la proyección de la máxima demanda de potencia, al valor de demanda energética del año 2022 se le aplican las tasas de crecimiento anual de proyección de la demanda elaborada por la ENEE para el escenario de crecimiento base. En resumen, las proyecciones anuales de demanda máxima y demanda de energía se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Proyección de demanda con tasas de crecimiento del escenario base ENEE

Año	Demanda máxima [MW]	Tasa de crecimiento [%]	Demanda de energía anual [GWh]	Tasa de crecimiento [%]
2022	1,809.05		11,191.62	
2023	1,870.70	3.41%	11,570.79	3.39%
2024	1,935.78	3.48%	11,971.72	3.46%
2025	2,005.67	3.61%	12,402.25	3.60%
2026	2,076.92	3.55%	12,841.43	3.54%
2027	2,154.42	3.73%	13,320.46	3.73%
2028	2,237.45	3.85%	13,833.49	3.85%
2029	2,321.94	3.78%	14,356.04	3.78%
2030	2,413.21	3.93%	14,918.47	3.92%
2031	2,510.64	4.04%	15,519.49	4.03%
2032	2,614.53	4.14%	16,161.44	4.14%
2033	2,725.93	4.26%	16,850.54	4.26%
2034	2,847.66	4.47%	17,604.26	4.47%
2035	2,977.53	4.56%	18,409.30	4.57%

Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

Con el objetivo de evaluar en la planificación posibles variaciones en el crecimiento de la demanda, se proyectan dos escenarios alternativos de crecimiento a partir del escenario base, los cuales consisten en un escenario de crecimiento bajo y un escenario de crecimiento alto. Estos escenarios se construyen tomando de referencia las tasas de crecimiento de energía y potencia hasta el año 2026, las cuales corresponden a la proyección de los escenarios alto y bajo estimada por la ENEE. A partir del año 2027,

la demanda de energía y potencia es ajustada con respecto al escenario base, al cual se le aplica un crecimiento de 5% para el escenario alto y una reducción del 5% para el escenario bajo.

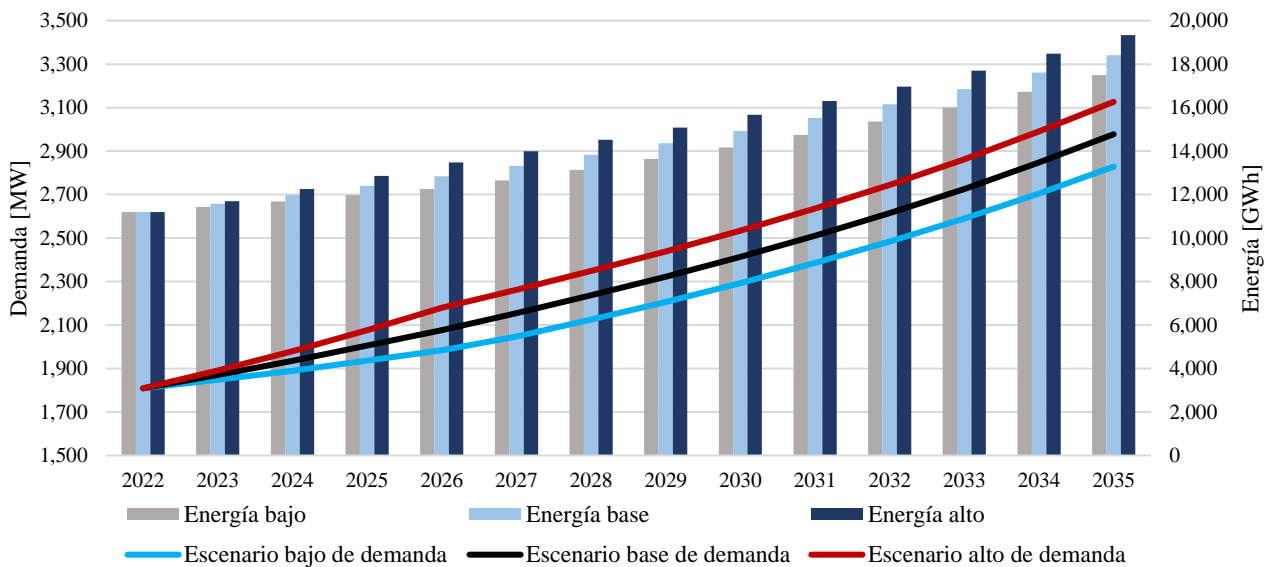
Los resultados de estos escenarios alternativos son presentados en la Tabla 18 e ilustrados en la Figura 28. En dicha tabla se presenta en detalle los valores de crecimiento obtenidos para estos escenarios, mientras la figura muestra los tres escenarios de proyección de demanda máxima de potencia y los tres escenarios de proyección de demanda de energía.

Tabla 18. Escenarios de sensibilidad en la proyección de la demanda

Año	Demanda máxima: escenario alto [MW]	Demanda de energía anual: escenario alto [GWh]	Demanda máxima: escenario bajo [MW]	Demanda de energía anual: escenario bajo [GWh]
2022	1,809.05	11,191.62	1,809.05	11,191.62
2023	1,891.46	11,700.84	1,848.03	11,428.57
2024	1,979.77	12,247.23	1,890.11	11,684.46
2025	2,077.13	12,850.68	1,936.90	11,970.08
2026	2,179.08	13,482.52	1,983.49	12,254.78
2027	2,262.14	13,986.48	2,046.70	12,654.43
2028	2,349.32	14,525.17	2,125.58	13,141.82
2029	2,438.04	15,073.84	2,205.84	13,638.24
2030	2,533.87	15,664.39	2,292.55	14,172.55
2031	2,636.17	16,295.47	2,385.11	14,743.52
2032	2,745.26	16,969.52	2,483.80	15,353.37
2033	2,862.23	17,693.06	2,589.64	16,008.01
2034	2,990.05	18,484.47	2,705.28	16,724.05
2035	3,126.41	19,329.76	2,828.65	17,488.83

Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

Figura 28. Escenarios de proyección de crecimiento de demanda máxima de potencia y energía para el período 2022 – 2033



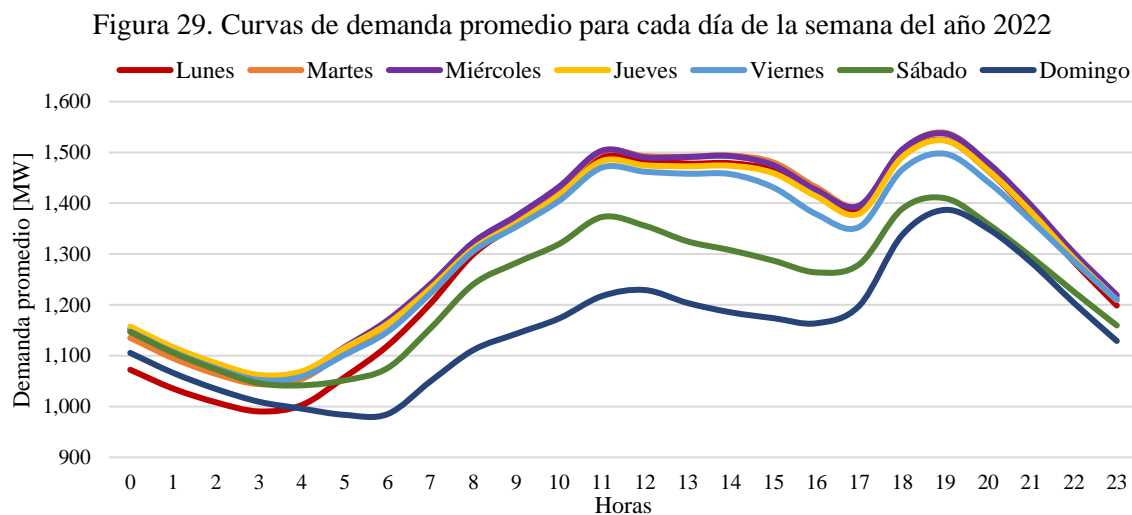
Fuente: Elaboración propia con información del CND y ENEE

5.2 Caracterización del comportamiento de la demanda

Un abordaje común en los estudios de planificación de la expansión es la representación de la demanda por bloques, la cual es frecuentemente calculada a partir de la discretización de la curva de

duración de carga. Esa discretización busca categorizar los bloques a partir de los valores más altos de demanda hasta agrupar los valores mínimos de demanda. No obstante, esa representación suprime la transición entre intervalos de tiempo consecutivos. Para una adecuada representación, se explora capturar la demanda mediante 21 bloques, estos son conformados utilizando un método de mínimos cuadrados ponderados con registros de demanda horaria y comparados con los registros horarios de generación solar. En síntesis, cada bloque se conforma únicamente por horas continuas entre sí, lo cual permite capturar, además de la variabilidad de la demanda, la variabilidad de la generación renovable no controlable.

Para obtener la caracterización en 21 bloques continuos de la demanda del año 2022, inicialmente se realiza una inspección del comportamiento de la demanda para cada día de la semana. Seguido, se agrupan las horas de cada día de la semana y se calcula su valor promedio para identificar patrones similares de comportamiento entre días. El resultado de este procedimiento se ilustra mediante la Figura 29, la cual contiene las curvas de demanda promedio para cada día de la semana.



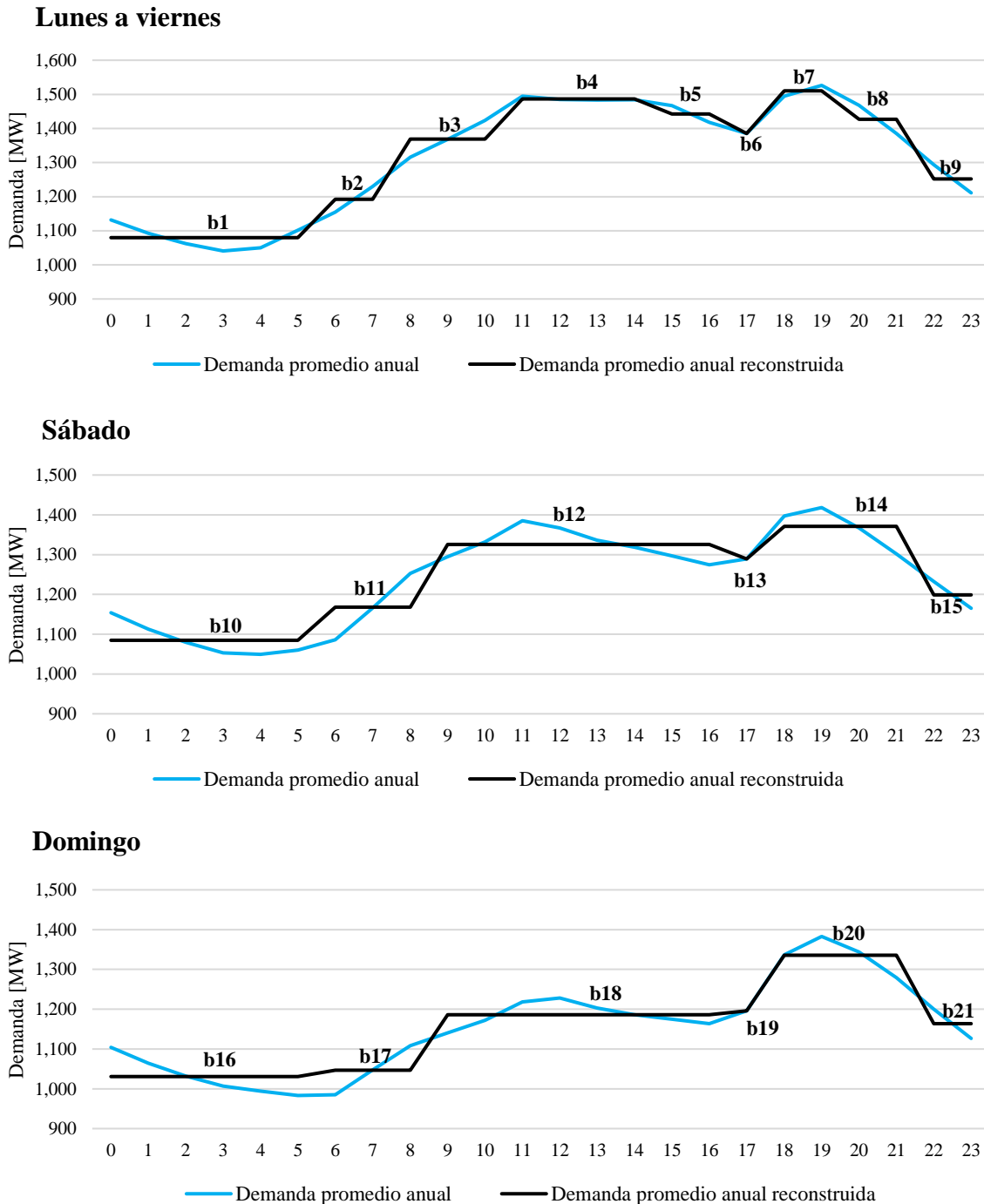
Fuente: Elaboración propia con información del CND

A partir de la figura anterior, se observa un patrón similar que describe el comportamiento de la demanda para los días comprendidos de lunes a viernes, mientras el comportamiento de la demanda para los sábados y domingos es definido por un patrón diferente entre sí. Basado en la identificación de estos patrones, se procede a agrupar la demanda por días típicos, resultando tres días típicos, donde un día típico contiene el conjunto de días laborales de un mes, conformado por los días de lunes a viernes. El segundo día típico contiene el conjunto de sábados, mientras el tercer día típico contiene los días domingo de un mes.

Posterior a la agrupación de la demanda por días típicos, se implementa una técnica de mínimos cuadrados ponderados y con una inspección del comportamiento promedio horario de la generación solar en el país, se obtienen bloques continuos de demanda para cada día. Con este procedimiento, se determina que la demanda de los días laborales puede ser representada por nueve bloques, mientras que la demanda de los sábados y domingos por seis bloques cada uno, totalizando 21 bloques para modelar el

comportamiento de la demanda de cada mes. En la Figura 30, se presenta una comparativa de la curva promedio por tipo de día, la reconstrucción por bloques y la identificación del mapeo hora.

Figura 30. Demanda promedio real y demanda caracterizada por bloques por tipo de día año 2022



Fuente: Elaboración propia

A partir del gráfico anterior, es posible observar la forma en que la representación por bloques captura el comportamiento de la demanda promedio del año 2022 para los tres tipos de días conformados;

además, es posible observar la hora del día que corresponde a cada bloque. Para complementar la ilustración de la Figura 30, la Tabla 19 presenta el mapeo hora bloque semanal.

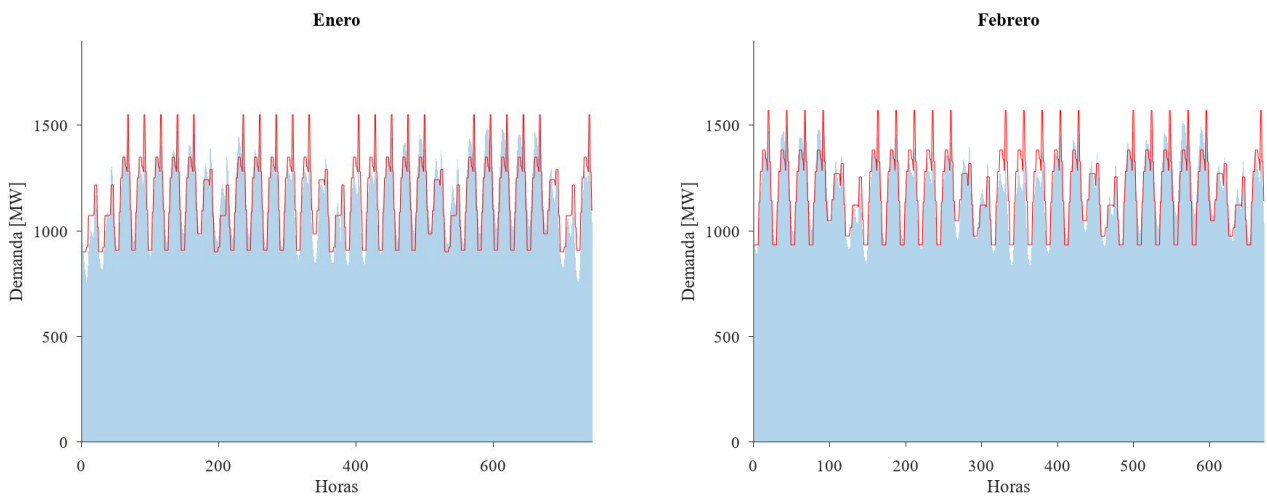
Tabla 19. Mapeo hora bloque

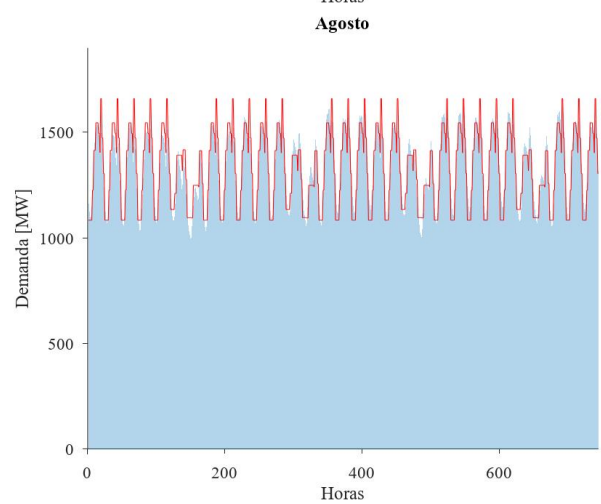
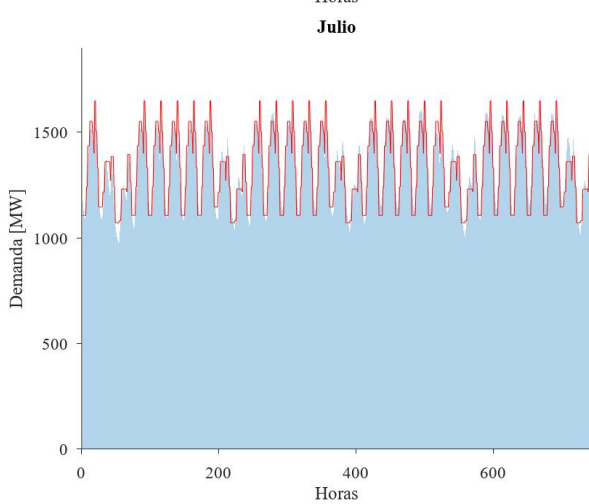
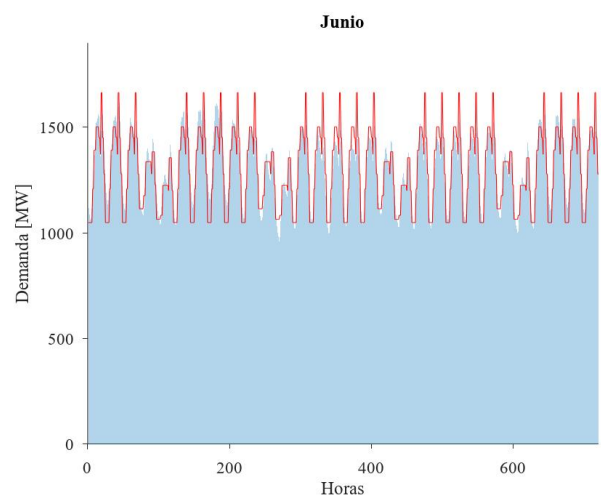
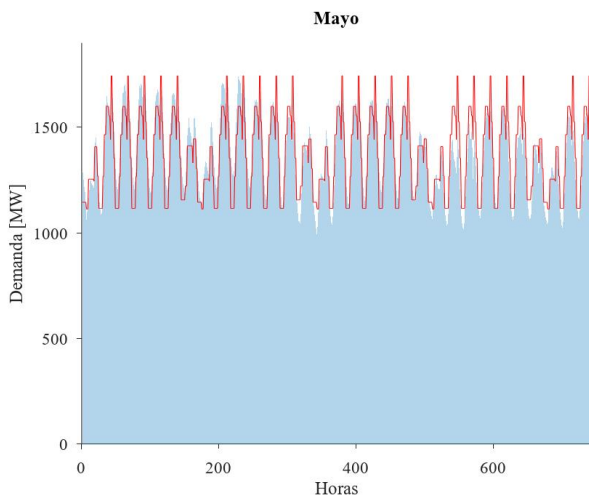
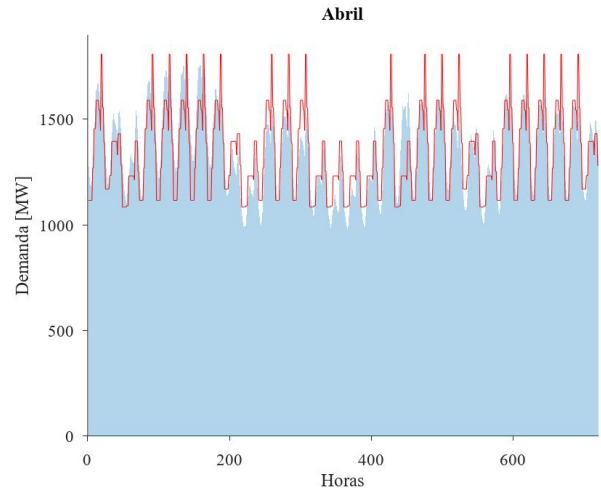
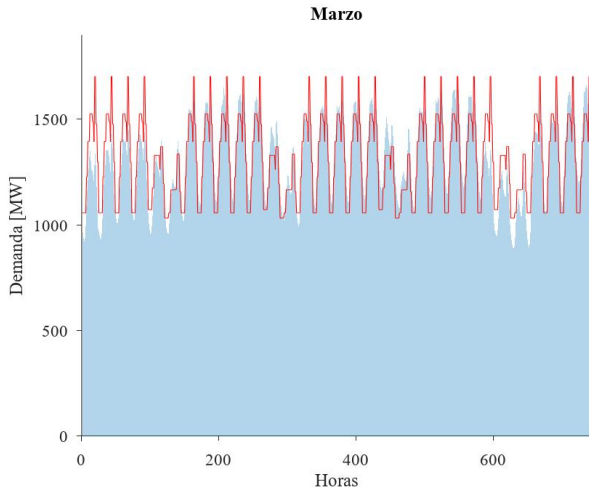
Día/Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	9	9
Martes	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	9	9
Miércoles	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	9	9
Jueves	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	9	9
Viernes	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	9	9
Sábado	10	10	10	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	13	14	14	14	14	15	15
Domingo	16	16	16	16	16	16	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	19	20	20	20	20	21	21

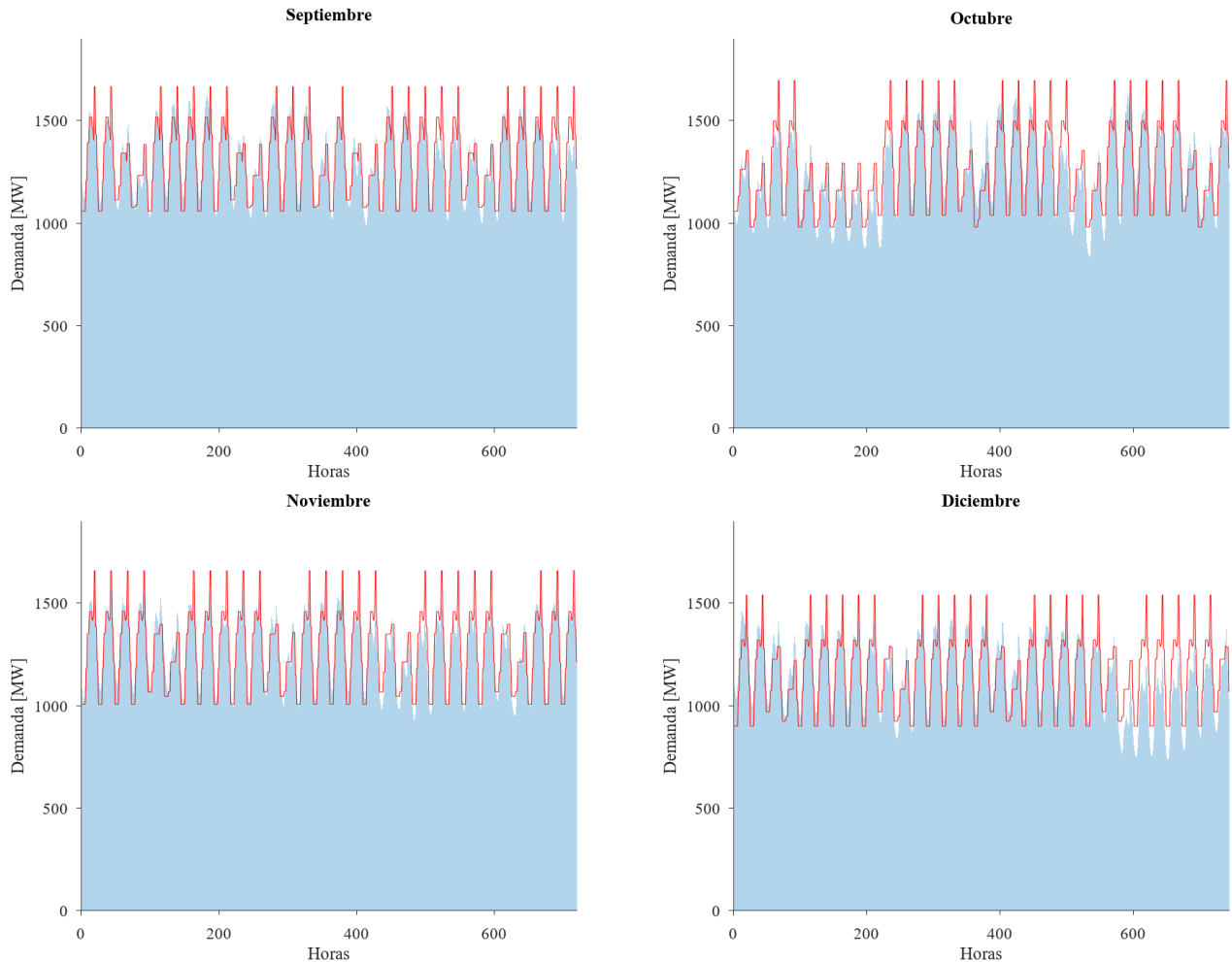
Fuente: Elaboración propia

Haciendo uso del mapeo hora-bloque, se mapea la demanda horaria de cada mes del año 2022, obteniéndose así una potencia promedio mensual por bloque horario. Una vez obtenidas estas potencias promedio, se representa en el bloque 7, que comprende las horas de 18:00 a 19:00 de los días laborales, la máxima demanda de potencia registrada en el mes. Con este criterio, se representan los momentos de mayor requerimiento de potencia, conservando la representación de la energía registrada. Como resultado, se obtiene la reconstrucción de la demanda horaria mensual en 21 bloques horarios. En la Figura 31 se presenta la reconstrucción de la demanda para cada mes del año, donde para cada gráfico, el área de color azul muestra la curva de demanda horaria registrada y la de color rojo representa la curva de demanda reconstruida.

Figura 31. Reconstrucción de las curvas de demanda horaria por mes en bloques horarios







Fuente: Elaboración propia con información del CND

Es importante resaltar que, la caracterización de la curva de demanda mensual es utilizada en la demanda proyectada por bloque para cada etapa del período de planificación.

5.3 Proyección de precios de combustibles

Diversas tecnologías de generación de energía a base de recurso térmico son consideradas, entre estos motores de combustión interna, centrales con turbinas de ciclo combinado y ciclo simple, y centrales carboneras que utilizan combustibles fósiles. En ese sentido, es necesario realizar una proyección de largo plazo de los precios de los diferentes combustibles utilizados por estas tecnologías. Por lo tanto, esta sección describe la metodología implementada y las fuentes consultadas para obtener estas proyecciones para Honduras. Dichas proyecciones fueron actualizadas en marzo de 2023. Es importante mencionar que los combustibles aquí expuestos se convierten en LHV, cuya información detallada es presentada en el Anexo C. En cuanto a los costos de internación, estos varían en función del precio FOB del combustible para el búnker, diésel y LPG. No obstante, para efectos ilustrativos en esta sección se muestra únicamente un valor promedio estimado para el año 2022.

5.3.1 Gas natural

Para determinar el precio del gas natural (GN), se utiliza una cadena de valor que contempla los principales costos asociados con el transporte del combustible hasta la posible ubicación de una central generadora en Honduras. Los eslabones de esta cadena de valor incluyen el GN referenciado al Henry Hub, el proceso de licuefacción, el transporte marítimo, la regasificación y, en caso de ser necesario, el transporte terrestre.

Inicialmente, se emplea la proyección a largo plazo de S&P Global Platts [28] en dólares constantes, consultada en marzo de 2023 y tomando como referencia el precio del GN en Henry Hub. Posteriormente, se adiciona un incremento del 15% al precio del gas natural que representa los gastos en los que puede incurrir el comprador del gas natural, como es mencionado en [29] y utilizado en [30]. Para el servicio de licuefacción en la zona cercana a Henry Hub, se revisa información pública sobre los precios de contratos y acuerdos recientes. Como resultado de consultar diversas fuentes, se estima un costo de licuefacción de 2 USD/MMBtu [30], tomando en cuenta un contrato de largo plazo que garantice el servicio [31]. Este costo también incluye el transporte por gaseoducto desde el nodo físico de Henry Hub hasta la planta licuefactora.

Posteriormente, se estima un costo de 0.5 USD/MMBtu relacionado con el transporte y la internación del combustible. Este cálculo se basa en información obtenida de Platts [28] sobre las tarifas de alquiler de buques de gas natural licuado (GNL) para el transporte desde la costa del Golfo de EE.UU., los tiempos de espera en los puertos y los costos de carga y descarga, asumiendo que el puerto de llegada en Honduras sería Puerto Cortés. Finalmente, considerando información proveniente de [30], se adopta un valor unitario medio de regasificación que sería de 1 USD/MMBtu.

5.3.2 Búnker

Para las centrales que utilizan búnker (*heavy fuel oil*), la proyección del precio del combustible a largo plazo se obtiene de acuerdo con Platts, tomando como referencia el indicador New York 6 Fuel Oil 3.0% S, el cual es actualmente utilizado por las centrales que cuentan con contratos de suministro de este combustible. Los costos asociados al transporte e internación, en promedio para el año 2022, son estimados en 0.733 USD/MMBtu. Este costo se conforma mediante el cálculo del flete marítimo a través de Platts, el seguro marítimo, el margen importador, los gastos portuarios, la comisión de los agentes de aduana, el manejo en cancha, el muestreo y análisis, y las mermas por transporte que se calculan del Sistema de Precios Paridad de Importación, Decreto 093-2017 [32]. Finalmente, los costos financieros se calculan en 0.004 USD/MMBtu de acuerdo con el borrador del *Manual de Cálculo de Costos Variables* vigente del CND [33].

5.3.3 Diésel

La proyección del precio del diésel se obtiene inicialmente a partir de la proyección a largo plazo de Platts, con referencia al indicador Gulf Coast ULS. Los costos relacionados con el transporte e internación del combustible se estiman en promedio para el año 2022 y se calculan en 0.845 USD/MMBtu.

Estos costos se determinan de manera similar al Búnker, teniendo en cuenta el flete marítimo, el seguro marítimo, el margen importador, los gastos portuarios, la comisión de los agentes de aduana, el manejo en cancha, el muestreo y análisis, así como las mermas por transporte. Finalmente, se estiman costos financieros por 0.010 USD/MMBtu.

5.3.4 LPG

Para la proyección del precio del LPG, se utiliza como base el valor promedio del precio histórico mensual obtenido de Platts para el año 2022 con referencia en Mt. Belview. Luego, para obtener las proyecciones a través del tiempo, a este valor base se le indexan tasas de crecimiento obtenidas de la proyección de largo plazo del precio real del combustible crudo, con referencia de *West Texas Intermediate* consultado en Platts. Seguido, las mermas por transporte se calculan usando el método de [32], los costos asociados al transporte e internación del combustible, el seguro y la comisión de aduana, se estiman en promedio para el año 2022 en 3.28 USD/MMBtu. Mientras que, basado en el manual de costos variables del CND, los costos financieros se calculan en 0.016 USD/MMBtu.

5.3.5 Carbón

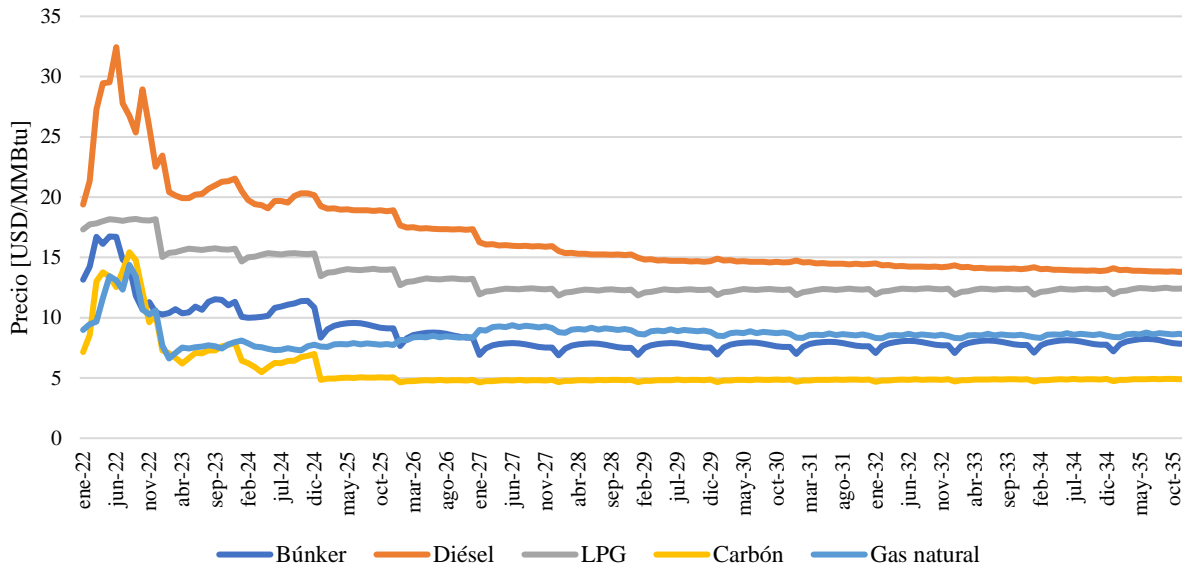
El precio del carbón se proyecta tomando como referencia el precio en Puerto Bolivar, obtenido de Platts y de referencia se toma la tarifa de transporte marítimo de carbón de un barco que saldría de Puerto Bolivar con dirección a Rotterdam, tarifa que se estima en 0.59 USD/MMBtu. Posterior, se estima el consumo que podría tener una central con un factor de planta del 85%, y se asume un sobrecosto del 5% de costos locales para el valor final del precio de combustible.

5.3.6 Resumen de proyección de precios de combustibles en puerto de Honduras

La proyección de precios de combustible en LHV es elaborada con información de largo plazo de Platts, El Sistema de Precios Paridad de Importación, el manual de costos variables del CND e información de la revista de la Comisión Administradora de Petróleo (CAP) de la SEN. Para obtener una resolución mensual de los precios de los combustibles, inicialmente se realizó un análisis del comportamiento mensual con información histórica de diez años de las variaciones mensuales del gas natural, búnker, crudo, diésel y carbón. Seguido, con el uso de un modelo ARIMA A4 M4 para pronosticar el comportamiento de un año, se replicó dicho comportamiento a partir del año 2025, esta estimación fue necesaria dado que Platts solo presenta proyecciones de corto plazo con resolución mensual hasta el año 2024.

Para este pronóstico, se aseguró que el precio promedio de los valores pronosticados resultara en el valor anual proyectado por Platts en sus proyecciones de largo plazo. La Figura 32 muestra la proyección mensual para los precios de los combustibles.

Figura 32. Proyección mensual de los precios de los combustibles en Puerto Cortés



Fuente: Elaboración propia

5.3.7 Costos de transporte terrestre

Se realiza una estimación del costo de transporte terrestre para los distintos tipos de combustible con información de la revista de la CAP de la SEN, referencia efectiva al lunes 16 de enero del año 2023. Estos costos se presentan en la Tabla 20 en ctvs. USD/MMBtu por km. En el Anexo C se encuentra una descripción detallada de los cálculos.

Tabla 20. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs USD/MMBtu por km

Puerto referencia	Diésel	Búnker	LPG	GNL
Puerto Cortés	0.518	0.571	0.784	0.940
Puerto Henecán	0.441	0.485	1.950	2.340
Puerto La Ceiba	0.115	0.127	1.574	1.889

Fuente: Elaboración propia

5.4 Caracterización de perfiles renovables

Para las centrales candidatas basadas en recursos renovables no controlables con sistema almacenamiento de energía, se realiza una reconstrucción de los perfiles históricos de producción. De modo que, el perfil de generación de energía de un sistema independiente es adaptado para un sistema híbrido (central generadora con almacenamiento), dicha adaptación consiste en trasladar energía de un determinado tiempo a otro.

Las plantas de generación solar fotovoltaica son consideradas con seguimiento en un eje con una relación DC/AC de 1.5, a la cual se le incorpora un sistema de almacenamiento que consta de baterías con 4 horas de duración y una potencia correspondiente al 20% de la capacidad AC de la central. Este incremento en la relación DC/AC implica que los módulos solares tienen una potencia 50% superior a la capacidad nominal del inversor. Para el caso de las centrales eólicas, el almacenamiento se basa en baterías

con duración de 4 horas con potencia del 10% de la capacidad de la central; por consiguiente, las capacidades de las centrales eólicas son sobredimensionadas en un 10%. Para ambas centrales, el sobredimensionamiento se realiza exclusivamente para almacenar en las baterías la energía excedente y trasladarla a las horas de máxima demanda nocturna, donde la producción de energía renovable es menor o el recurso no está disponible. Vale la pena mencionar que las centrales únicamente inyectaran a la red su capacidad sin sobredimensionar.

Para poder obtener los registros históricos horarios de generación renovable, se utiliza la herramienta *Time Series Lab* (TSL), versión 2.0.15, desarrollada por la compañía PSR. Con la utilización de esta herramienta es posible modelar el recurso renovable no convencional de fuentes eólicas y solares, mediante las estimaciones de velocidad del viento e irradiación solar, resultando en escenarios de producción de energía eléctrica en función de las características de los proyectos de generación y el recurso disponible.

A partir de TSL y la información disponible en la base de datos de la NASA, MERRA-2 (*Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications*, versión 2), se obtienen los datos de producción a nivel horario de cada una de las centrales eólicas y solares, para el período comprendido entre 2011 y 2021. Con esta información, se procede a desarrollar el perfil diario de producción de una central con almacenamiento, el cual tiene como enfoque adaptar los datos recopilados, definiendo el intervalo de tiempo en el cual se puede cargar y descargar la batería, para aprovechar las horas de mayor producción de energía y contribuir al sistema en las horas de máxima demanda nocturna.

Para construir este perfil, dos etapas son requeridas, la primera consiste en cargar la batería exclusivamente de los excedentes de energía. Para ello, se evalúan diariamente las horas en las cuales se producen excedentes de energía, comprendiendo las 0 hasta las 17 horas, es decir, aquellos instantes donde la producción fue superior a la potencia de salida de la central. Seguidamente, estos excedentes se trasladan de manera proporcional al período de mayor requerimiento de potencia nocturna del sistema, período conformado por las 18 a las 21 horas. Estas tecnologías de generación renovable, eólica y solar, se caracterizan por una producción altamente variable, influenciada por las condiciones climáticas. Como resultado de la alta variabilidad, la producción de energía podría ser insuficiente para generar excedentes que garanticen la carga completa de la batería. Por tanto, esta situación es abordada en una segunda etapa.

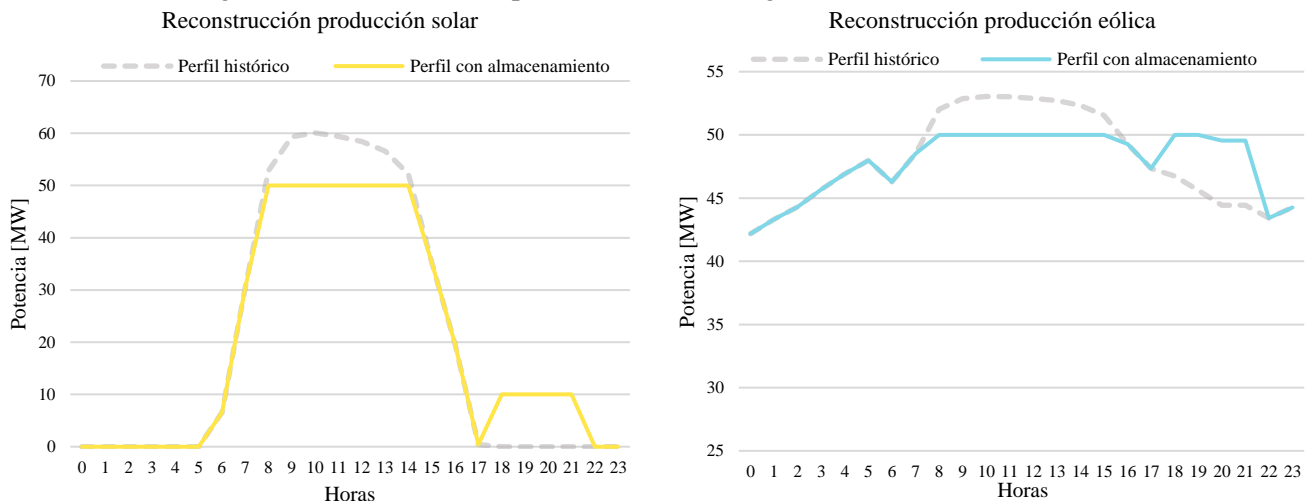
La segunda etapa consiste en analizar los perfiles de producción horarios previamente construidos. Inicialmente, se identifican los días en los que la batería no alcanzó su carga completa y se calcula el porcentaje de energía necesario para lograrlo. Una vez identificados estos días, se determinan las horas comprendidas entre las 0 y las 17, en las cuales la producción sea al menos igual a la cantidad de energía requerida para completar la carga de la batería. Esta selección de horas tiene como objetivo almacenar energía únicamente en los días con una mayor producción, evitando fluctuaciones que podrían afectar la curva característica de producción. Finalmente, la energía adicional necesaria para completar la carga de la batería se extrae proporcionalmente de las horas identificadas y se redistribuye entre el período de 18 a las 21 horas. Es importante tener en cuenta que el porcentaje de carga de la batería depende exclusivamente

de la producción diaria de energía, lo que implica que en algunos casos no será posible alcanzar una carga completa o incluso parcial.

Para ilustrar este proceso, la Figura 33 ilustra los resultados de estas etapas, mostrando los perfiles históricos de producción renovable de un día específico junto con la reconstrucción obtenida. Se destaca que las horas de mayor producción se encuentran entre las 8 y las 15 horas, durante las cuales se almacena todo el excedente de energía en la batería. Además, se observa que, a través del almacenamiento, esta energía se traslada a las horas comprendidas entre las 18 y las 21, correspondientes al momento de descarga de la batería. Cabe destacar que, los perfiles mostrados en la figura son puramente ilustrativos, siendo que en algunos escenarios no se podría alcanzar una carga total de la batería.

Por otro lado, se resalta que, a partir de la reconstrucción de los registros históricos de producción obtenidos y utilizando TSL, se generan futuros escenarios sintéticos de generación para el horizonte de estudio contemplado. Estos escenarios sintéticos son proyecciones que simulan el comportamiento futuro de la generación de energía renovable, considerando diferentes variables y factores que pueden influir en la producción.

Figura 33. Reconstrucción perfiles históricos de generación renovable variable



Fuente: Elaboración propia con información de TSL

5.5 Modelamiento de requerimientos potencia firme y reserva

La planificación de la expansión de la generación es representada como un problema de programación matemática, el cual consiste en una función objetivo que minimiza simultáneamente el valor presente neto de las inversiones en proyectos de generación y los costos operativos del sistema para un horizonte establecido. La función objetivo está sujeta a diferentes restricciones como ser el balance de energía, capacidad instalada tanto de centrales existentes como de las candidatas, cartera máxima de proyectos a construir, naturaleza de las variables de decisión, entre otras. Por lo tanto, la solución de ese problema de optimización determina la combinación óptima de las nuevas tecnologías que serán incorporadas al parque de generación, el tiempo de entrada y capacidad de cada central, considerando la incorporación de proyectos decididos y el retiro de algunas centrales existentes.

La solución encontrada debe ser una propuesta de expansión capaz de satisfacer la demanda de energía y la demanda de potencia pico en el largo plazo. En ese sentido, se incorpora un criterio de planificación con la finalidad de garantizar suficiencia en el suministro, el cual consiste en incorporar al problema de optimización, restricciones de potencia firme y restricciones de requerimientos de reserva primaria y secundaria.

Para incorporar la restricción de potencia firme, se asigna un certificado de potencia firme a cada central (candidata y existente) y un requerimiento del sistema que debe ser cumplido para cada año del horizonte de estudio. Ese certificado de potencia firme asignado a las centrales candidatas se presentó en la Sección 4.8 y para las centrales existentes se utilizó el valor determinado en el informe de potencia firme para el año 2023, el cual es elaborado por el CND [6]. La restricción de potencia firme es presentada por la ecuación (1).

$$Pf_{ex} + Pf_{can} \geq D_{max}, \quad (1)$$

donde,

$$\begin{aligned} Pf_{ex}: & \text{Potencia firme de todas las centrales existentes,} \\ Pf_{can}: & \text{Potencia firme de centrales candidatas,} \\ D_{max}: & \text{Demanda máxima para cada año.} \end{aligned}$$

Adicionalmente, se incorporan las restricciones (2) y (3) que modelan el requerimiento de reserva primaria y reserva secundaria, respectivamente. Para la restricción (2), se considera que las centrales térmicas existentes pueden proveer hasta un 3% de su despacho instantáneo, las centrales térmicas candidatas nuevas hasta un 5% y las centrales hidroeléctricas existentes y candidatas hasta un 10%. Para la reserva secundaria, la restricción (3) es formulada considerando las fluctuaciones entre generación y demanda. Para esta formulación es importante destacar que los valores de reserva relativa dependen de las horas del día, nivel de generación renovable, estación y el nivel de potencia de la demanda. Estos valores de reserva relativa son obtenidos al implementar la metodología desarrollada en [34], mientras que, para la agrupación de la reserva conjunta, se utiliza la suma geométrica de las reservas requeridas individualmente siguiendo la metodología presentada en [35]. Es importante mencionar que, estos valores de reserva se actualizaron considerando el parque actual de generación renovable, dicho procedimiento puede ser consultado en el Anexo E.

$$Rp_{ter} + Rp_{hid} \geq 0.03 * D_t, \quad (2)$$

donde,

$$\begin{aligned} Rp_{ter}: & \text{Provisión de reserva primaria de todas las centrales térmicas,} \\ Rp_{hid}: & \text{Provisión de reserva primaria de todas las centrales hidroeléctricas,} \\ D_t: & \text{Demanda en cada tiempo "t" de la simulación.} \end{aligned}$$

$$RS_{ter} + RS_{hid} \geq \sqrt{(r_s * C_s)^2 + (r_e * C_e)^2 + (r_d * D_{max})^2}, \quad (3)$$

donde,

$$RS_{ter}: \text{Provisión de reserva secundaria de todas las centrales térmicas,}$$

R_{hid} : Provisión de reserva secundaria de todas las centrales hidroeléctricas,
 r_s : reserva relativa solar en p. u.,
 r_e : reserva relativa eólica en p. u.,
 r_d : reserva relativa demanda en p. u.,
 C_s : Capacidad instalada solar,
 C_e : Capacidad instalada eólica,
 D_{max} : Demanda máxima anual del sistema.

Para la provisión de reserva secundaria de las centrales existentes, se tomaron en cuenta los montos de provisión de las centrales que forman parte del modo de control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés). En cuanto a las centrales candidatas, se propone una provisión de reserva de hasta el 20% de su capacidad. Vale la pena mencionar que estas restricciones son formuladas para los intervalos de tiempo considerados en la simulación de expansión, pudiendo estos ser representados por bloques o por horas en una caracterización por día típico.

5.6 Descripción de las herramientas de optimización utilizadas

Para resolver el problema de planificación de la expansión de la generación, se hace uso de la herramienta computacional OptGen, versión 8.0.14, desarrollada por la empresa brasileña PSR. Esta herramienta representa el problema de planificación de expansión de la generación mediante un modelo de optimización, donde su solución determina un cronograma óptimo de inversiones, minimizando el costo total de inversión y el valor esperado de los costos operativos. OptGen presenta dos estrategias de solución independientes, OptGen 1 y OptGen 2, las cuales se adaptan a los objetivos definidos por el planificador.

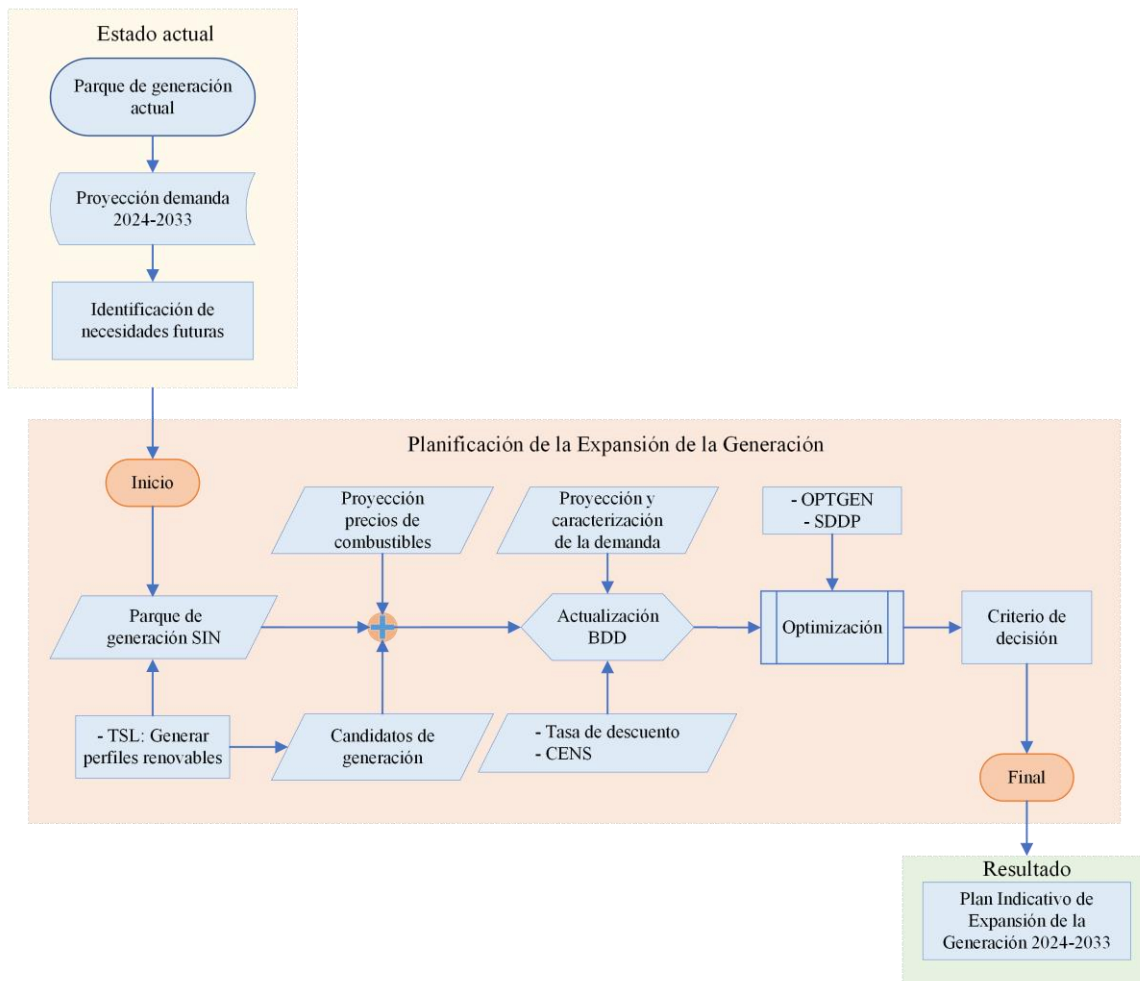
La estrategia OptGen 1 utiliza técnicas de descomposición que representa, de forma jerárquica, el módulo inversión como una etapa superior y, en la etapa inferior, la simulación de la operación del sistema es realizada mediante la herramienta SDDP con una representación por bloques de carga. Por otra parte, la estrategia OptGen 2 consigue representar el horizonte de planificación con una resolución operativa cronológica más detallada, incorporando, en una única etapa, la simulación operativa simultáneamente con las decisiones de inversión. Para garantizar tiempos computacionales razonables, internamente OptGen 2 utiliza una técnica de solución especializada que descompone el horizonte de planificación [36].

Para realizar la simulación operativa del sistema, se utiliza la herramienta computacional SDDP versión 17.2.3, la cual es desarrollada también por PSR. Con el uso de dicha herramienta, es posible estimar los costos operativos del sistema realizando un despacho económico, en el cual se toma en cuenta las características detalladas del parque de generación incluyendo sus restricciones técnicas, así como también sus costos de producción. Adicionalmente, en SDDP es posible representar la red de transmisión y sus restricciones operativas o aquellas restricciones más significativas para el análisis de la expansión de la generación. Finalmente, con SDDP se calcula la política operativa estocástica de mínimo costo del sistema tomando en cuenta los detalles operativos de las centrales generadoras, incertidumbres hidrológicas, variación de la demanda y características del sistema de transmisión [37].

5.7 Flujoograma del proceso de planificación

La Figura 34 presenta el flujoograma que resume el proceso de planificación llevado a cabo para la ejecución de este plan indicativo. El proceso inicia con la identificación del estado actual del sistema y su comportamiento al proyectar la demanda a largo plazo, con el objetivo de puntualizar las necesidades futuras. Seguidamente, teniendo en cuenta el parque de generación actual, la proyección de los precios de los combustibles, la creación de perfiles renovables y la caracterización de la demanda, se elabora una base de datos de planificación que se actualiza con la cartera de candidatos de generación y parámetros económicos. Posteriormente, utilizando herramientas de optimización descritas en la Sección 5.6, se genera un conjunto de planes de expansión. Estos planes de expansión se evalúan utilizando un criterio de decisión para, finalmente, obtener el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024-2033.

Figura 34. Flujoograma del proceso de planificación de la expansión de la generación



Fuente: Elaboración propia

6 Casos de expansión planteados y resultados obtenidos

Con la información descrita en las secciones anteriores, se conforma la base de datos tanto en OptGen como en SDDP para realizar las simulaciones pertinentes y poder determinar el plan de expansión del parque de generación. Las simulaciones son realizadas bajo un horizonte de planificación de diez años, el cual se extiende de enero 2024 hasta diciembre 2033. Se contempla que, las decisiones de inversión son realizadas en etapas anuales, asumiendo que su posible entrada en operación será en enero de cada año. Entre las opciones de estudio, se adopta que el sistema es representado sin red de transmisión, modelando únicamente algunas restricciones como ser las discutidas en la Sección 4.9. Adicionalmente, la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable se captura mediante cinco escenarios hidrológicos y cinco escenarios de producción renovable no controlable.

En este capítulo se presentan los casos de estudio planteados ante diferentes circunstancias, los resultados obtenidos, el criterio de selección para indicar el mejor plan de expansión de la generación y, además, se exploran casos alternativos al plan de expansión seleccionado. Previo a describir las características de cada caso de estudio, se presenta una simulación operativa de largo plazo en la cual no se considera la posibilidad de realizar inversiones; por consiguiente, únicamente se cuenta con el parque de generación existente para atender el crecimiento de la demanda. Posteriormente, se plantean diferentes casos de estudio para obtener, como resultado, posibles planes de expansión que permitan atender el crecimiento de la demanda considerando criterios técnicos y económicos.

Una vez determinados los posibles planes de expansión de generación, simulaciones operativas son realizadas para verificar el rendimiento de cada plan ante diferentes variaciones del crecimiento de la demanda y la proyección de precios de combustibles. Finalmente, mediante la aplicación del criterio de decisión de minimizar el máximo de los arrepentimientos, se determina el plan indicativo de expansión de la generación.

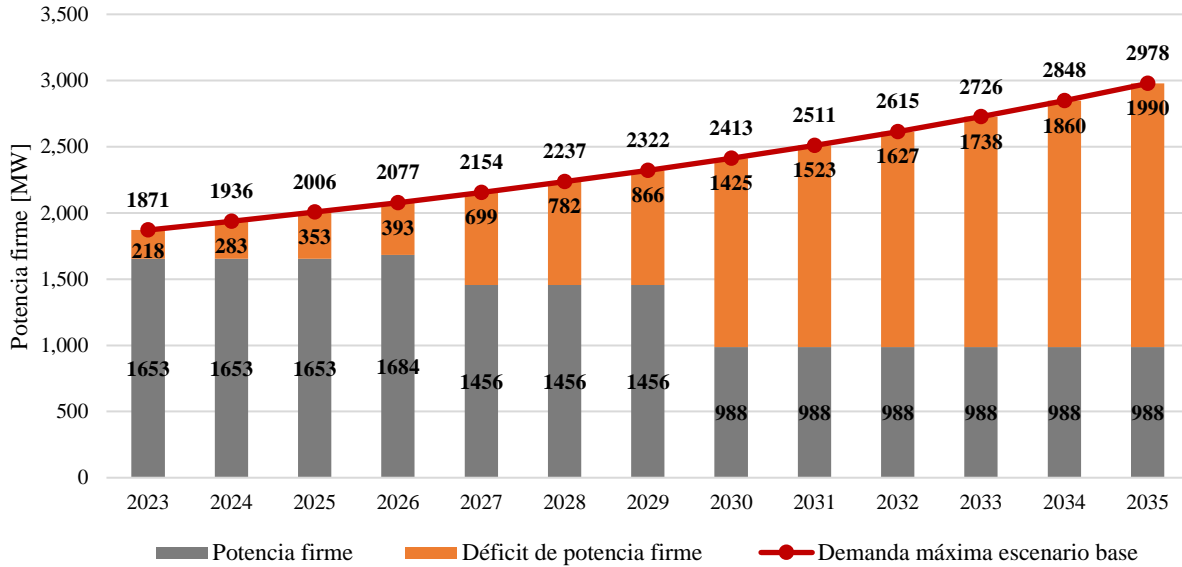
6.1 Simulación operativa de largo plazo bajo condiciones actuales

Para estimar las necesidades futuras del sistema ante el crecimiento base de la demanda, se realiza el cálculo de potencia firme y, adicionalmente, una simulación operativa de largo plazo con el parque actual de generación y las premisas planteadas, como ser retiros e ingresos de algunas centrales de generación. Para esta evaluación operativa, se utiliza la herramienta SDDP y con los resultados obtenidos, se evidencia que el parque actual de generación no cuenta con la capacidad necesaria para garantizar en el largo plazo el suministro de energía y de potencia.

Según se ilustra en la Figura 35 para el año 2027 se muestra una primera reducción de potencia firme debido al retiro de centrales térmicas sin contrato de suministro y con avanzada vida operativa como ser Lufussa Valle [82.66 MW], Elcosa [80 MW], Laeisz Meo [22 MW], Laeisz Juticalpa [13.7 MW] y Emce Choloma [48 MW], las cuales se espera que operen hasta el año 2027 en el mercado de oportunidad. Esa reducción es mitigada por el ingreso de la central hidroeléctrica el Tornillito [198MW]. Para el año 2030 se estima una segunda reducción de potencia debido a la salida de operación de Lufussa III [240

MW] y Enersa [259 MW] por la finalización de su contrato en el 2028 y asumiendo una operación en el MEO de dos años.

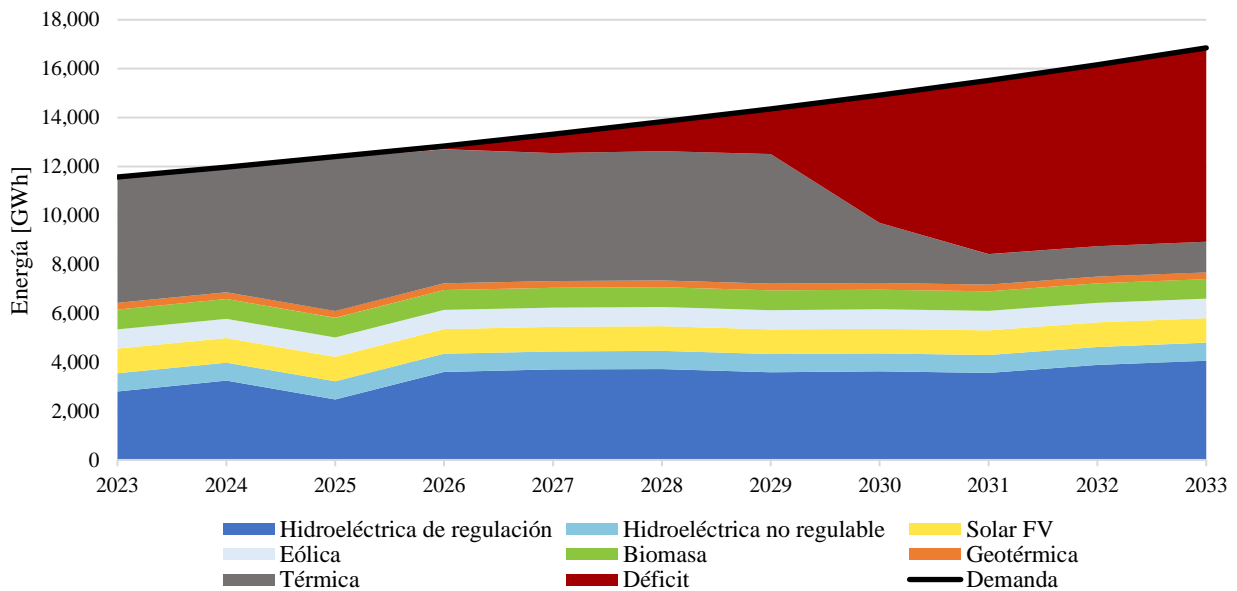
Figura 35. Potencia firme disponible y requerimiento futuro de potencia firme



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Por otro lado, al realizar la simulación operativa de largo plazo, tomando en cuenta el parque de generación existente y los retiros de centrales térmicas, se estima un déficit esperado en montos de energía para el horizonte 2024-2033, según se presenta en la Figura 36.

Figura 36. Despacho de energía anual considerando el parque actual de generación



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.2 Descripción de los casos planteados

Basado en la simulación operativa de largo plazo, descrita en la sección anterior, es evidente la necesidad de incorporar de forma económica y eficiente nuevos proyectos de generación a fin de solventar las necesidades energéticas y de potencia del sistema. Por lo que, tomando en cuenta los tres escenarios de crecimiento de demanda, discutidos en la Sección 5.1, y dos escenarios para la proyección de los precios de los combustibles, se plantean seis posibles casos para encontrar diferentes planes de expansión. En relación con los dos escenarios para la proyección de precios de los combustibles, se utiliza como escenario medio la proyección presentada en la Sección 5.3 y, a partir de este, se crea un escenario alto, el cual considera un incremento de alrededor del 10% del valor esperado. Por lo tanto, cada caso es construido considerando un escenario de proyección de crecimiento de la demanda y un escenario de proyección de precios de combustibles.

El Caso I considera los escenarios medios tanto para la proyección de crecimiento de demanda como para la proyección de precios de combustibles. En el Caso II se considera el escenario medio para la proyección de la demanda, mientras el escenario alto es adoptado para el precio de los combustibles. Para los casos III y IV se plantea el escenario alto para la proyección de la demanda combinado con el escenario medio y escenario alto para la proyección de los combustibles, respectivamente. Finalmente, para los dos últimos casos, V y VI, se adopta el escenario bajo de la proyección de la demanda tomando en cuenta el respectivo escenario de proyección de combustibles. En resumen, la Tabla 21 presenta los casos de estudio, donde “✓” significa las circunstancias evaluadas en cada uno de estos.

Tabla 21. Resumen de casos de estudio

Caso	Proyección de crecimiento de la demanda			Proyección de precios de combustibles	
	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto	Escenario medio	Escenario alto
I	-	✓	-	✓	-
II	-	✓	-	-	✓
III	-	-	✓	✓	-
IV	-	-	✓	-	✓
V	✓	-	-	✓	-
VI	✓	-	-	-	✓

Fuente: Elaboración propia

Para evaluar estos seis casos de estudio, seis bases de datos son creadas en OptGen y SDDP. Para la fase de planificación de la expansión se utiliza la estrategia OptGen 2. En esta estrategia, el comportamiento de la demanda es caracterizado por tres días típicos por mes. Mientras tanto, las propuestas de expansión obtenidas de OptGen 2, son validadas operativamente utilizando la herramienta SDDP, donde la demanda es caracterizada mediante los 21 bloques descritos en la Sección 5.2.

6.3 Resultados de los casos planteados

Para los seis casos de estudio planteados anteriormente, se realizan simulaciones utilizando OptGen 2, estrategia que determina un plan de expansión de la generación para cada caso. Para efectos de referencia, cada plan de expansión obtenido es identificado según el caso de estudio realizado, en otras palabras, el Plan de Expansión I corresponde a la solución obtenida al evaluar las condiciones del Caso I y así para los casos subsiguientes. Seguidamente, de forma prospectiva, cada plan de expansión es

evaluado operativamente en el largo plazo, considerando la proyección base tanto del crecimiento de la demanda como de los precios de los combustibles (escenarios medios). Para esta evaluación operativa, se utiliza la herramienta SDDP y sus resultados son presentados en las subsecciones siguientes.

6.3.1 Resultados para el Caso I: Plan de Expansión I

El Caso I es construido para un escenario medio de proyección de demanda y un escenario medio de proyección de precios de los combustibles. Este caso contempla, como opciones de expansión, todos los candidatos de generación mencionados en la Sección 4.8. Como resultado, se obtuvo un plan de expansión, denotado como Plan de Expansión I, con un costo de inversión total y costos fijos de O&M contabilizados en 2,746.07 MUSD, y un costo operativo de 1,988.17 MUSD. Este plan presenta el cronograma de capacidad instalada por tecnología según se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión I

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	100	100	-	-	-	-	100
Motor diésel*	20	-	-	-20	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel*	240	-	-	-240	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	500	-	-	-
Térmica a carbón	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	220	50	140	-	50	-	-	100
Eólica + Batería	-	-	-	150	-	220	-	-	-	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	98	-	173	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	-	50	-	-	-	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

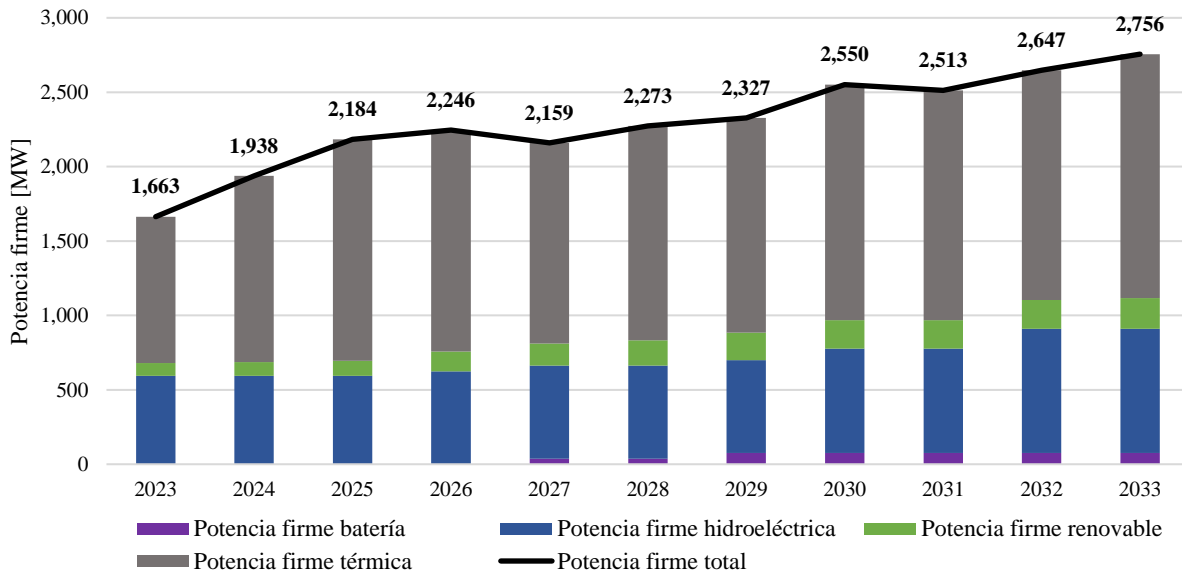
De los resultados anteriores se observa que, en el año 2024, son incorporadas centrales de emergencia de rápida instalación, totalizando 240 MW operando con LPG y una central de motores a base de diésel de 20 MW para acarrear el déficit de generación y potencia firme actual. Adicional a estas centrales, se instala una central de carbón de 22 MW y 50 MW de una central solar con almacenamiento integrado. Para los años 2025 y 2026, este plan propone el ingreso de la central de ciclo combinado a gas natural de 250 MW de capacidad y 270 MW de generación solar con almacenamiento integrado. Estos ingresos son complementados con la entrada en operación de la central hidroeléctrica El Tornillito.

Para período 2027-2029, los resultados indican el ingreso de una central de ciclo combinado a gas natural de 250 MW y 200 MW para generación a base de búnker. El ingreso de estas capacidades coincide con el retiro de las centrales térmicas que operan en el mercado de oportunidad y el retiro de operación de las centrales de emergencia establecidas para operar en un corto plazo. En este mismo período, se obtiene la incorporación de 190 MW y 370 MW de capacidad para generación solar fotovoltaica y eólica con almacenamiento, respectivamente. Como consecuencia a la instalación de este monto de generación renovable, 100 MW de almacenamiento de energía en baterías independientes son instalados.

A partir del año 2030, los resultados indican la instalación de 500 MW compuestos por dos centrales de ciclo combinado a gas natural, coincidiendo con el retiro de las centrales de búnker, Lufussa III y Enersa. Adicionalmente, en este plan se observa el ingreso de 100 MW de una central de motores a gas natural y 100 MW de una central de motores de búnker. Finalmente, en los años 2030 y 2032, se instalan dos centrales hidroeléctricas, las cuales están inspiradas en los proyectos estatales.

Además de la capacidad instalada, los resultados de este plan muestran, para todo el horizonte, la evolución de la potencia firme en la Figura 37. Evidentemente, la mayor contribución de potencia firme es provista por generación térmica; sin embargo, existe una contribución significativa de potencia proveniente de centrales hidroeléctricas grandes y de generación renovable compuesta por solares fotovoltaicas y eólicas con almacenamiento integrado, centrales de biomasa no estacionales y centrales hidroeléctricas pequeñas. Además, se contabiliza la contribución provista por los sistemas de almacenamiento independientes.

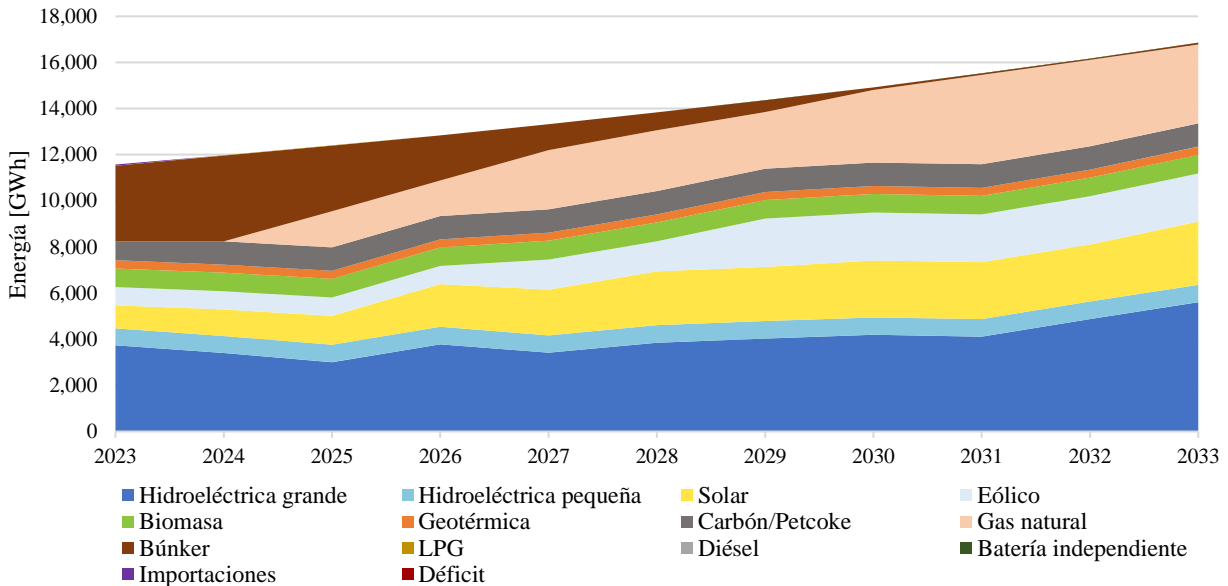
Figura 37. Potencia firme para el Plan de Expansión I



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Como un estudio prospectivo que busca evaluar el comportamiento de incorporaciones y retiros del parque de generación propuestos por este plan de expansión, se realiza una simulación operativa de largo plazo, considerando los escenarios esperados en demanda y combustibles (proyecciones de crecimiento medio). La evaluación operativa se ilustra en la Figura 38, donde es posible observar que, en los primeros años, la producción térmica cuenta con un componente predominante de generación a base de búnker. Posteriormente, dicha generación se ve desplazada principalmente por las centrales de ciclo combinado a gas natural, limitando su despacho para únicamente cubrir el crecimiento de la demanda.

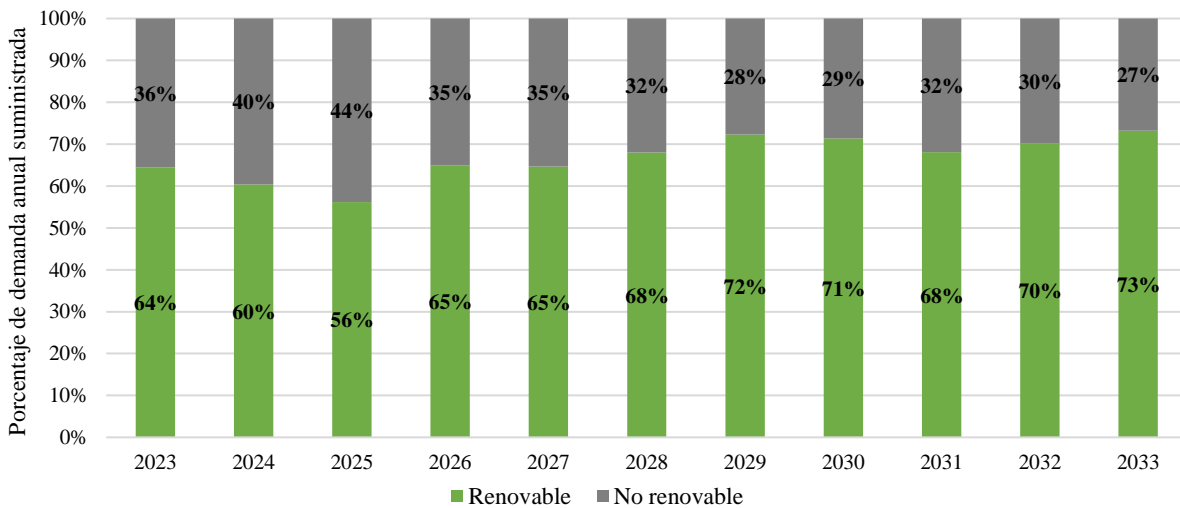
Figura 38. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión I



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

En cuanto a la renovabilidad, la Figura 39 muestra que a partir del año 2026 el porcentaje de demanda suministrada por generación renovable supera significativamente el porcentaje de generación térmica, conllevando a alcanzar porcentajes de renovabilidad superiores al 70% en algunos años del horizonte de estudio.

Figura 39. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión I



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.3.2 Resultados para el Caso II: Plan de Expansión II

Este caso se planteó considerando una proyección de crecimiento medio de la demanda base y una proyección alta para los precios de los combustibles. Como resultado se obtuvo un plan de expansión que

implica un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,057.96 MUSD, y un costo operativo de 2,221.62 MUSD. Este plan de expansión presenta el cronograma de adiciones según se contabiliza en Tabla 23.

Tabla 23. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión II

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	100	-	-	-	100	100	100
Motor diésel*	20	-	-	-20	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel*	240	-	-	-240	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	250	-	-	-
Térmica a carbón	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	270	50	100	100	40	-	-	-
Eólica + Batería	-	-	-	150	120	100	-	-	-	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	271	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	20	20	-	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	50	50	-	-	-	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	150	-	-	-

*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Comparado con el Plan de Expansión I, los resultados para el período 2024-2026 presentan un cronograma similar de adiciones de generación, exceptuando la capacidad instalada de la generación solar, la cual asciende hasta un monto de 370 MW acumulados durante este período. Dicho incremento en la capacidad instalada podría estar influenciado por el efecto de la proyección alta de precios de combustibles.

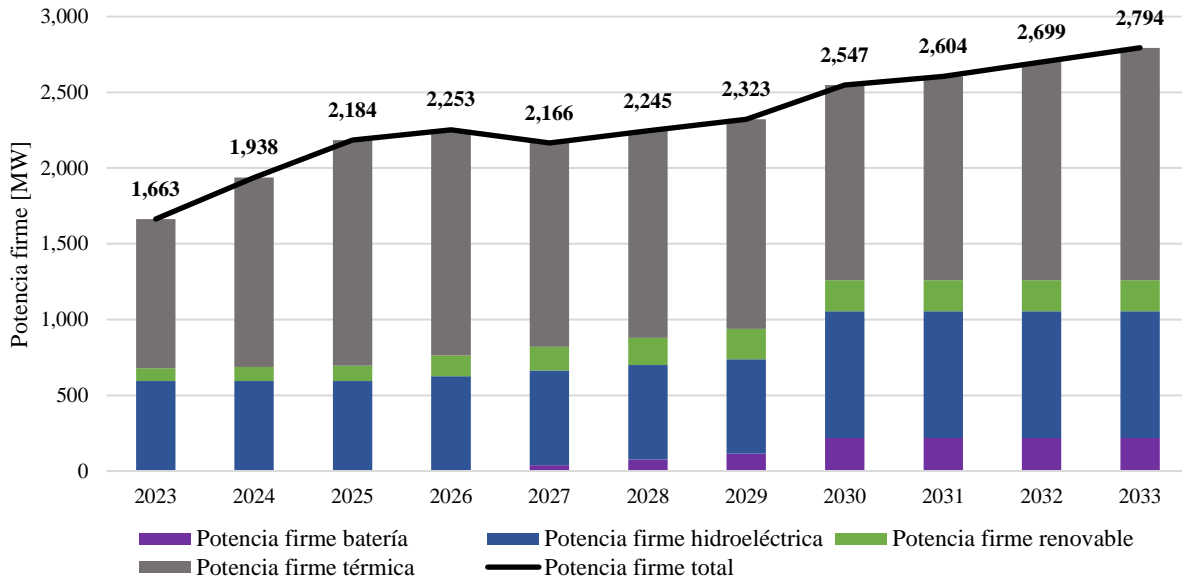
Para el período comprendido entre 2027 y 2029, los resultados muestran la incorporación de 250 MW y 370 MW de generación solar fotovoltaica y eólica ambas con almacenamiento integrado, respectivamente. Para ese mismo período se identifica la necesidad de almacenamiento independiente en baterías con una capacidad de 150 MW, 40 MW de generación renovable con recurso geotérmico y, en cuanto a la generación térmica con combustibles fósiles, se agrega un ciclo combinado a gas natural de 250 MW y 100 MW de generación a base de búnker.

Para el año 2030, se destaca la instalación de una central de ciclo combinado a gas natural con capacidad de 250 MW y la instalación de los dos proyectos hidroeléctricos estatales. Otro resultado importante de resaltar es la instalación de 150 MW de capacidad de almacenamiento por hidroeléctrica de bombeo. A partir del año 2031, este plan estima la instalación de 300 MW y 100 MW de motores a base de búnker y de gas natural, respectivamente.

Los resultados indican que, la instalación de grandes montos de generación renovable posibilita la instalación de 300 MW de capacidad de almacenamiento. No obstante, esta alta penetración de generación renovable evita la instalación de una central de ciclo combinado, cuando se compara con la propuesta encontrada en el Plan Expansión I. Finalmente, para los últimos años del horizonte de planificación, se instala generación térmica flexible (centrales de motores) para atender el crecimiento de la demanda.

Para este plan, la potencia firme es presentada en la Figura 40. En contraste con el Plan de Expansión I, un mayor aporte de potencia firme por las centrales renovables se visualiza en el año 2028. A partir del año 2030, se incrementa el aporte a la potencia firme por parte de las centrales hidroeléctricas y de almacenamiento. Es importante recalcar que, al planificar con una proyección alta para los precios de combustibles, la solución evidencia la necesidad de invertir en generación renovable y en almacenamiento para compensar dicha integración.

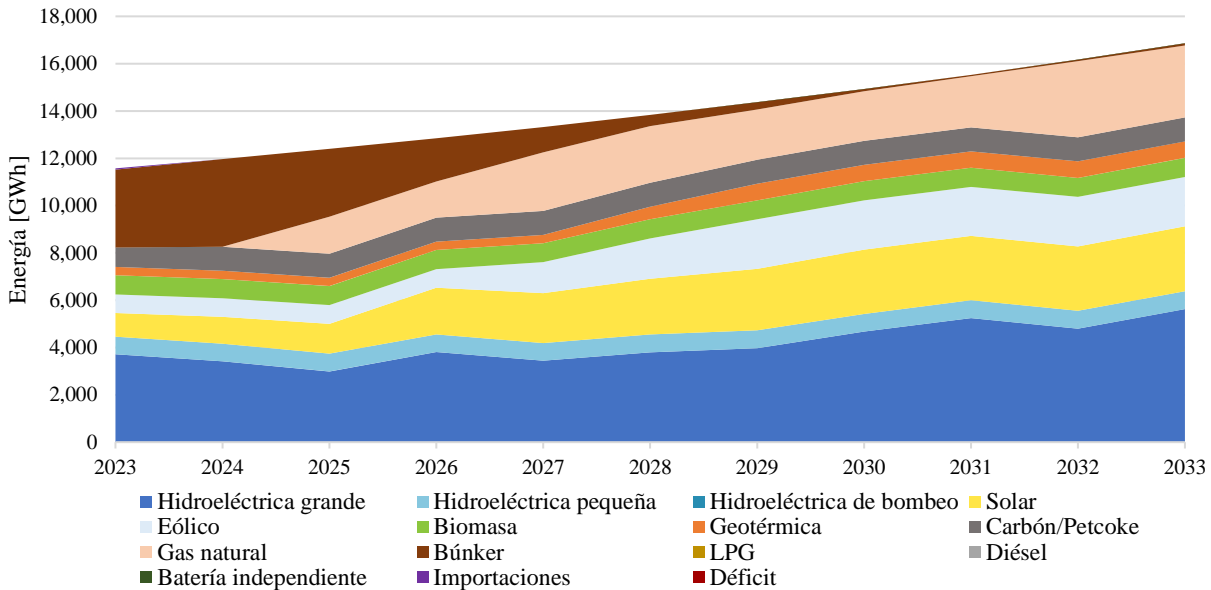
Figura 40. Potencia firme para el Plan de Expansión II



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Mediante la evaluación operativa de largo plazo, considerando proyecciones medias de crecimiento de demanda y de combustibles, la Figura 41 muestra el despacho anual de energía por recurso. Como es ilustrado en la figura, las centrales térmicas de búnker son desplazadas debido al ingreso de la generación a base de gas natural, por lo que su despacho se restringe para cubrir el crecimiento de la demanda. Comparado con el despacho obtenido para el Plan de Expansión I, se puede observar que, a partir del año 2027, el despacho de gas natural se reduce debido a la alta penetración de generación renovable y la incorporación de las centrales geotérmicas.

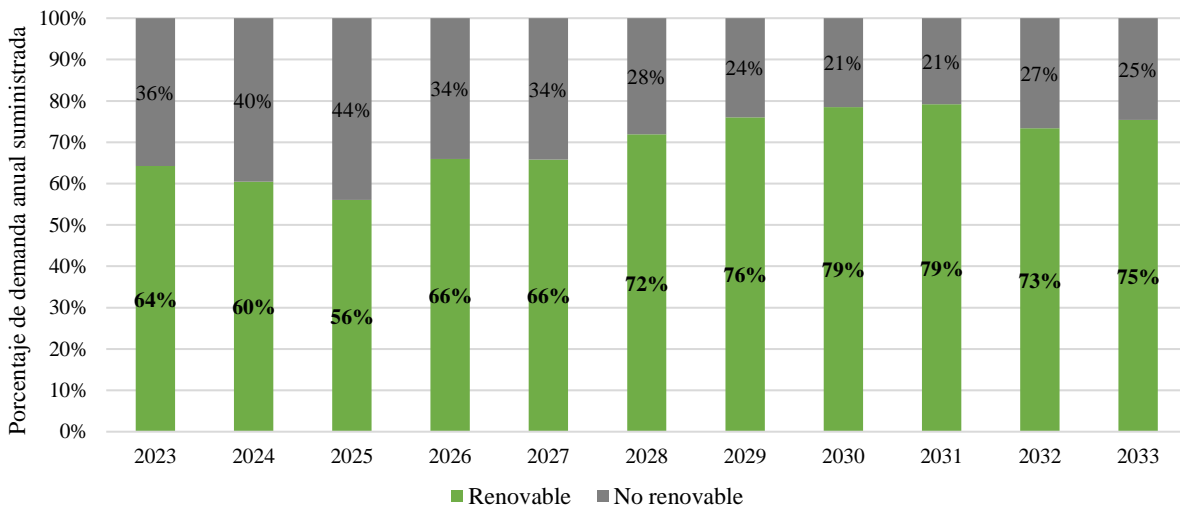
Figura 41. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión II



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Finalmente, la renovabilidad podría alcanzar índices superiores al 70% a partir del año 2028, siendo que, para el final del horizonte se lograría hasta un 75% de renovabilidad, según se ilustra en la Figura 42.

Figura 42. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión II



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.3.3 Resultados para el Caso III: Plan de Expansión III

Bajo escenarios de proyección de crecimiento alto para la demanda y proyección media para los precios de los combustibles, se determinó el Plan de Expansión III con un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 2,671.29 MUSD y un costo operativo de 2,523.53 MUSD. De forma similar a los

resultados presentados en las secciones previas, la Tabla 24 describe las tecnologías propuestas a ser instaladas, donde se identifica su capacidad y el año tentativo para entrada en operación.

Tabla 24. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión III

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	-	100	-	100	100	100
Motor diésel*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	250	-	-	500	-	-	500	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	320	-	190	-	-	-	-	50
Eólica + Batería	-	-	-	50	-	170	50	-	-	100
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	98	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
Batería independiente	-	-	-	50	50	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

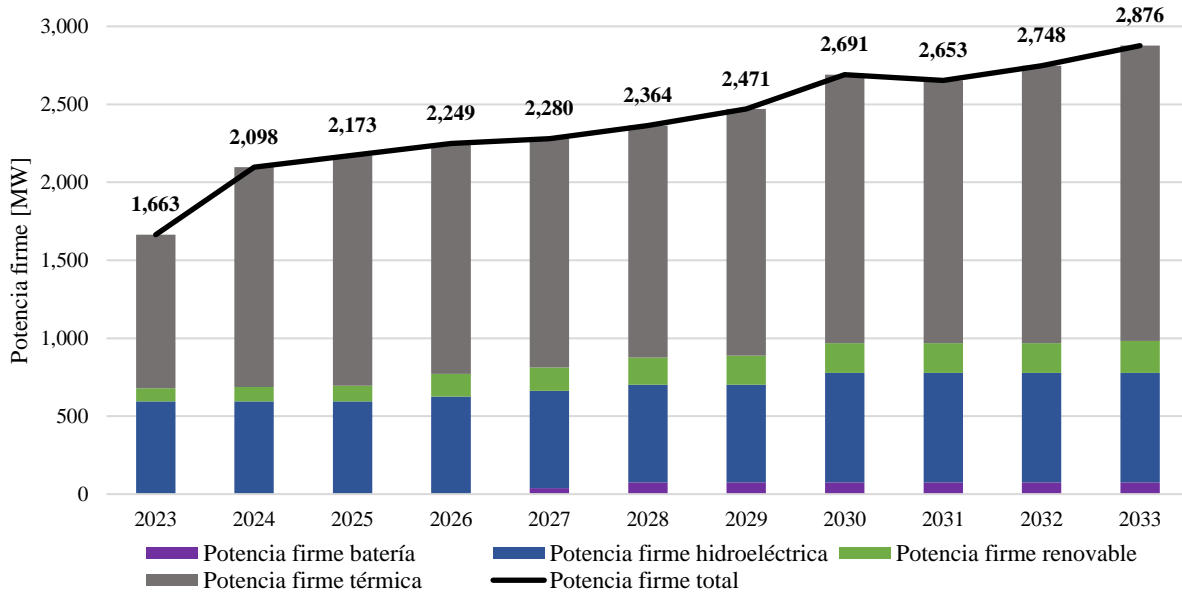
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Con la solución obtenida, es importante analizar que, en el año 2024, este plan propone instalar 270 MW de turbinas de LPG y una central de ciclo combinado de 250 MW, operando con LPG únicamente en ese año. Uno de los aspectos a destacar de este plan, es la instalación de generación solar fotovoltaica con almacenamiento integrado, que hasta el 2026 acumula una capacidad instalada de 420 MW.

Con el retiro de las centrales de emergencia, en el año 2027 se visualiza la incorporación de 500 MW de dos centrales de ciclo combinado a gas natural. Para los años 2028 y 2029, se integran a la matriz energética una central geotérmica de 20 MW, una central de almacenamiento independiente de 50 MW, 190 MW adicionales de generación solar y 170 MW de generación eólica. A partir del año 2030, se estima la incorporación de 500 MW de dos centrales de ciclo combinado a gas natural y la incorporación de una central hidroeléctrica de 98 MW. Finalmente, se instalan centrales con motores de combustión interna para acompañar el crecimiento de la demanda y, en el último año, una central geotérmica y centrales de generación solar fotovoltaica y eólica ambas con almacenamiento integrado.

Comparando la propuesta de expansión obtenida en este plan con el Plan de Expansión II, es posible observar que, a partir del año 2027, la potencia firme es considerablemente superior, según se ilustra en la Figura 43. Evidentemente, el mayor aporte de potencia firme al sistema proviene de generación térmica, siendo la contribución de potencia firme de las centrales hidroeléctricas inferior a las contribuciones estimadas en los planes anteriores, esto debido a la instalación de solamente un proyecto hidroeléctrico estatal.

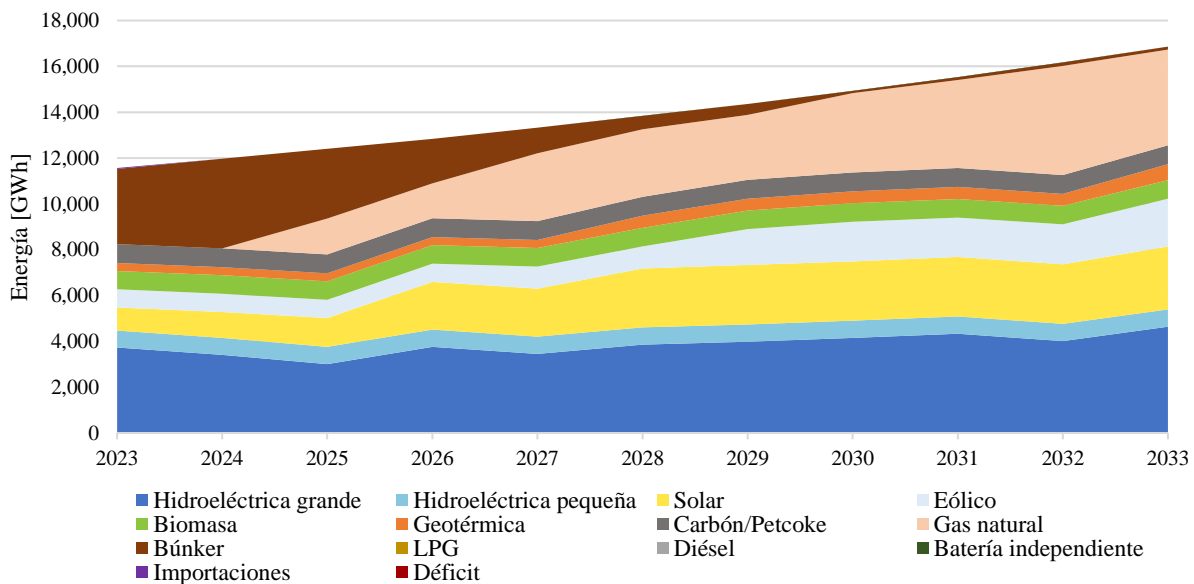
Figura 43. Potencia firme para el Plan de Expansión III



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Realizando la simulación operativa, la Figura 44 muestra el desplazamiento de la generación térmica de búnker a medida que se incorpora gradualmente la generación a base de gas natural.

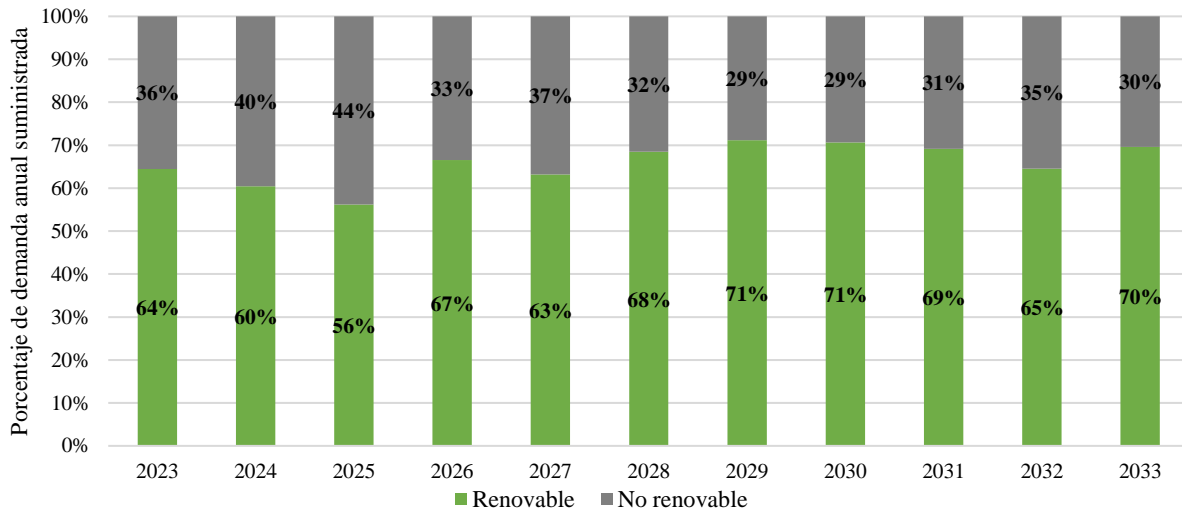
Figura 44. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión III



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Por otro lado, la renovabilidad resulta relativamente menor que los valores encontrados en las simulaciones realizadas en los planes de expansión previos. En ese sentido, se identifica en la Figura 45 que hasta el año 2029, la renovabilidad es inferior al 70%, registrando la máxima contribución de los recursos renovables en los años 2029 y 2030.

Figura 45. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión III



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.3.4 Resultados para el Caso IV: Plan de Expansión IV

A diferencia del Caso III, para el Caso IV se considera la proyección alta de precios de los combustibles. La solución de este caso propone un plan de expansión que estima un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,021.75 MUSD, agregado un costo operativo de 2,393.10 MUSD. Como es esperado, debido a la consideración de planificar con una proyección alta de precios de combustibles, este plan tiene un costo total mayor que el encontrado para el Plan de Expansión III. La propuesta de adiciones al parque de generación, propuesta en este plan, se resumen en la Tabla 25.

Tabla 25. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión IV

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	-	100	100	100	100	-
Motor diésel*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	250	-	-	500	-	-	250	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	320	-	120	-	50	50	20	-
Eólica + Batería	-	-	-	270	-	100	-	-	-	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	271	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	-	-	-	-	50	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

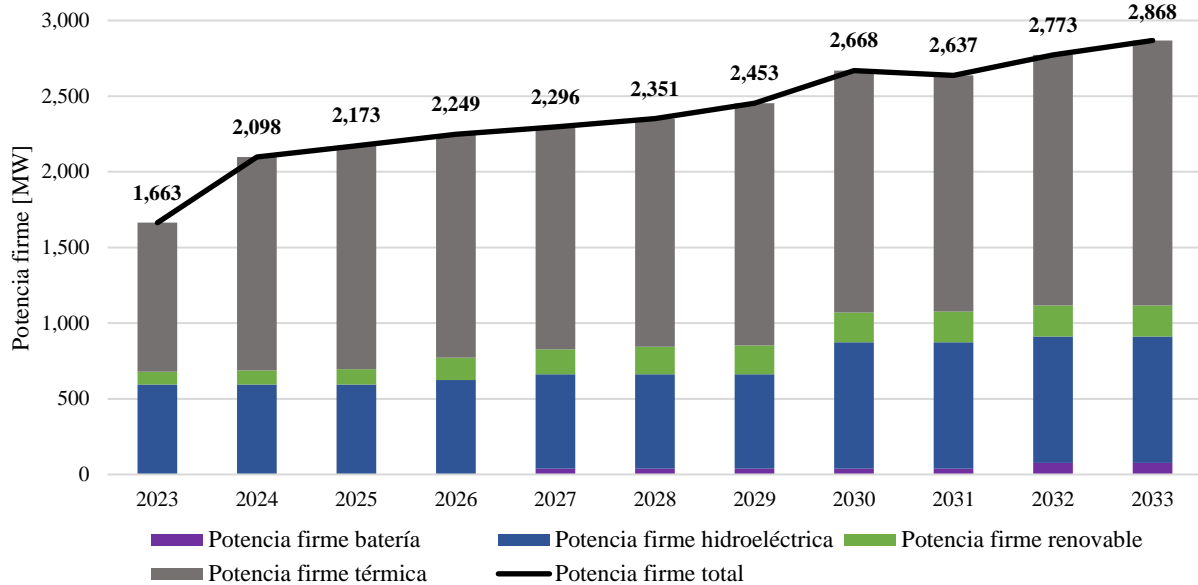
*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Comparando con el Plan de Expansión III, para el horizonte 2024-2027, se observan las mismas propuestas de adición al parque de generación. No obstante, una mayor penetración de generación eólica con almacenamiento es planteada para ser incorporada durante el período 2027-2029. Otro aspecto importante de resaltar es la instalación de una única central ciclo combinado a gas natural con capacidad

de 250 MW para el año 2030, complementada con las dos centrales hidroeléctricas, iniciativas del estado. En términos de potencia firme, este plan muestra valores similares al plan anterior, difiriendo levemente en algunos años como lo ilustra la Figura 46.

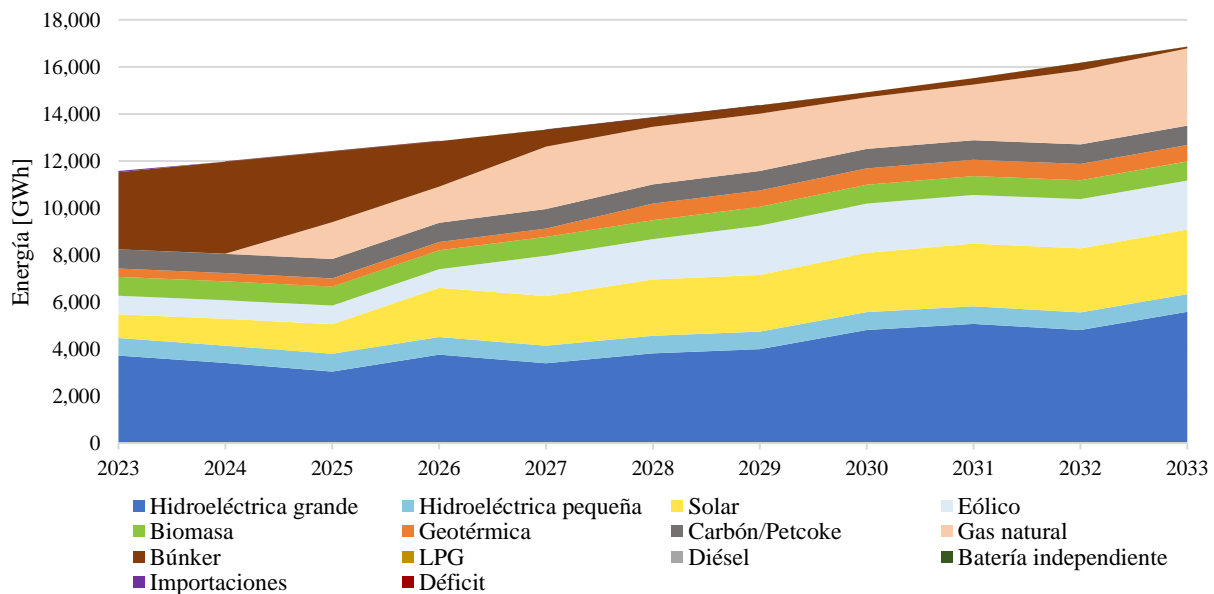
Figura 46. Potencia firme para el Plan de Expansión IV



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Evaluando operativamente la propuesta encontrada en este plan de expansión, el despacho de energía mostrado en la Figura 47, resalta que la participación de la generación a base de gas natural es menor si se compara con el despacho presentado por el Plan de Expansión III.

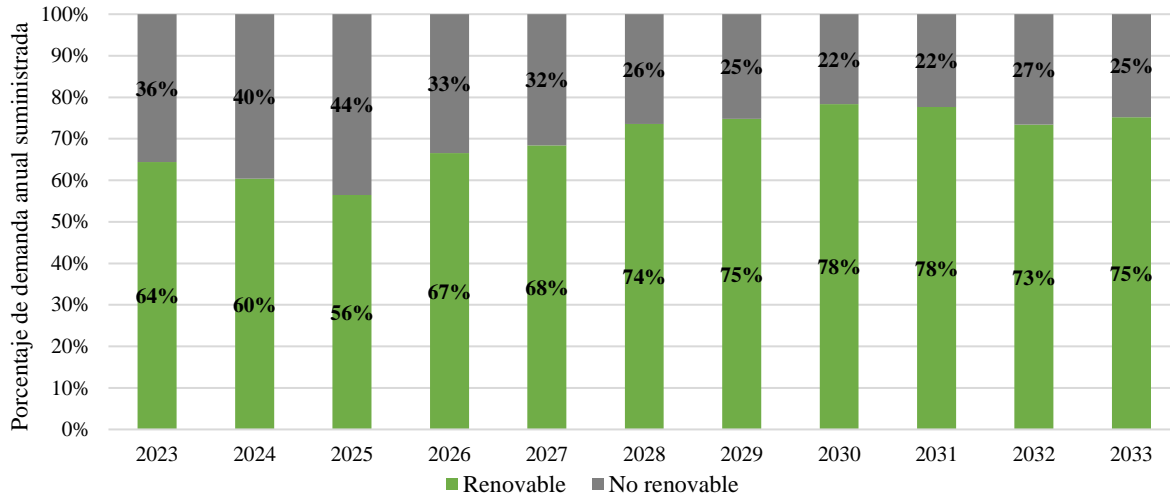
Figura 47. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión IV



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Acorde a la Figura 48, este plan evidencia índices de renovabilidad superiores al 70% a partir del año 2028, logrando una renovabilidad máxima de 78% para el año 2030, fecha en la se incorporan los proyectos hidroeléctricos.

Figura 48. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión IV



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.3.5 Resultados para el Caso V: Plan de Expansión V

En las secciones anteriores se presentaron los resultados obtenidos para proyecciones media y alta en el crecimiento de la demanda, en esta sección se describen los resultados obtenidos para el Caso V, que se caracteriza por ser planteado considerando el escenario de crecimiento bajo de demanda y proyección media para los precios de combustible. Como resultado, se determina un plan de expansión con un costo de inversión total y costos fijos de O&M de 2,621.84 MUSD y un costo operativo de 1,919.42 MUSD. El monto de inversión está constituido por la incorporación de diversas centrales las cuales son resumidas en la Tabla 26.

Tabla 26. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Motor diésel*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	500	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	220	50	50	90	-	-	50	100
Eólica + Batería	-	-	-	220	-	100	-	-	50	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	98	173	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	-	50	-	-	50	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

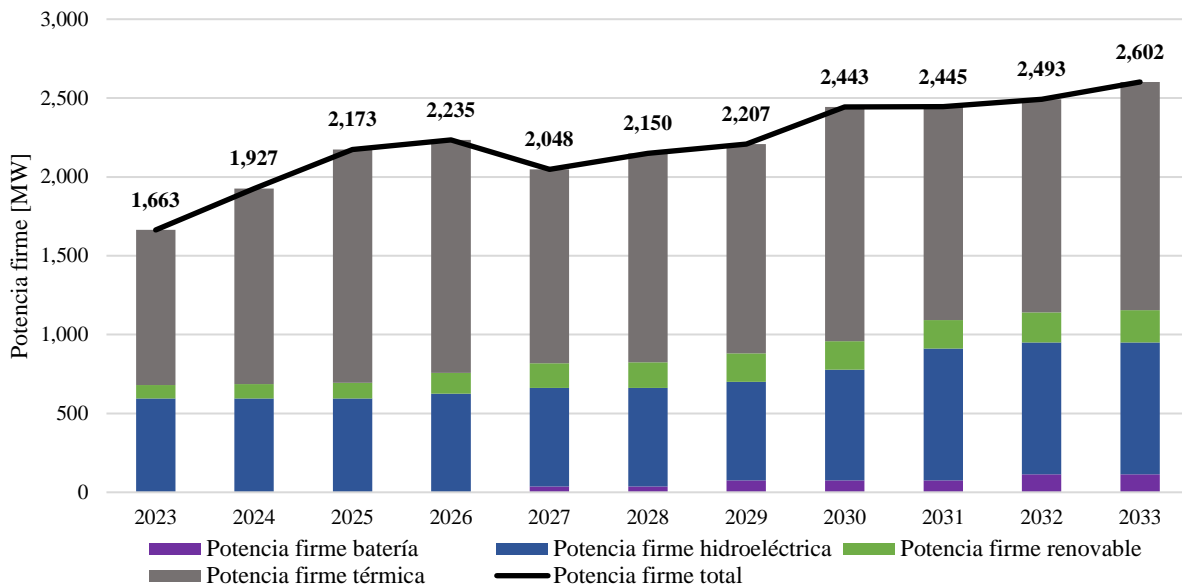
*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Para la propuesta encontrada en este plan, se destaca la incorporación de 320 MW, acumulada hasta el 2026, de generación solar fotovoltaica con almacenamiento integrado. Monto que incrementa en el período 2027-2029 con un adicional de 190 MW y, en este mismo período, se incorporan 320 MW de generación eólica con almacenamiento integrado, 100 MW de almacenamiento independiente en baterías y una central de ciclo combinado a gas natural de 250 MW.

Se evidencia que, en años posteriores se incorporan dos centrales de ciclo combinado a gas natural, dos centrales hidroeléctricas, una central con baterías independientes y centrales de generación solar y eólica ambas con almacenamiento integrado. En términos de la potencia firme anual del sistema ilustrada en la Figura 49, es esperado que se encuentran menores valores a los planes expuestos anteriormente, debido a que este plan fue evaluado para el escenario de crecimiento bajo de demanda.

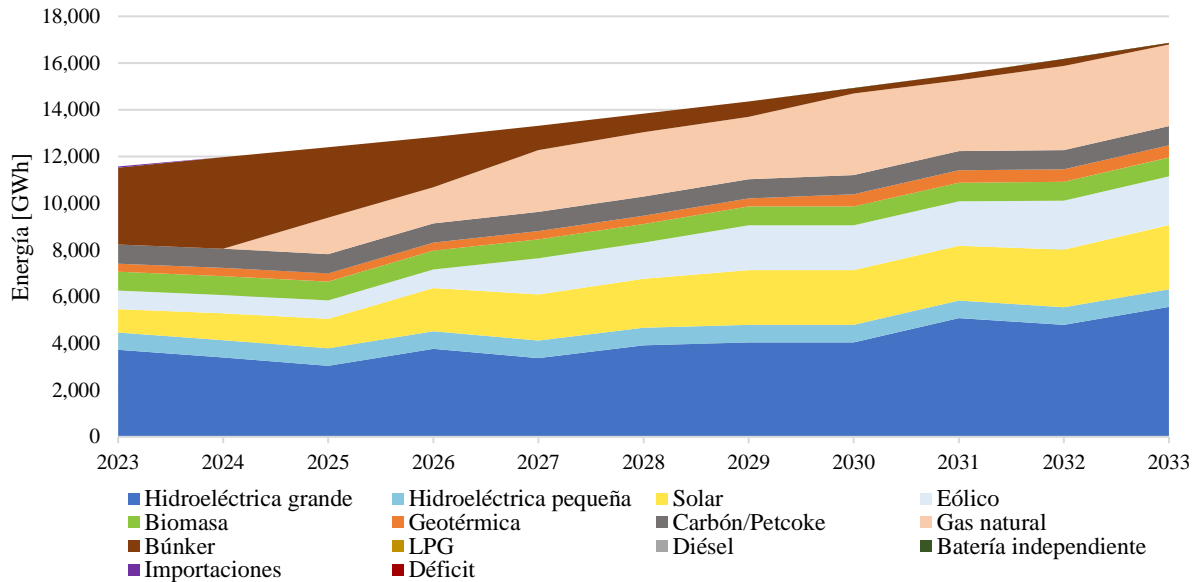
Figura 49. Potencia firme para el Plan de Expansión V



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Como ha sido discutido en las secciones previas, la producción de energía a partir de generación a base de búnker es desplazada por la generación a base de gas natural, según se presenta en la Figura 50.

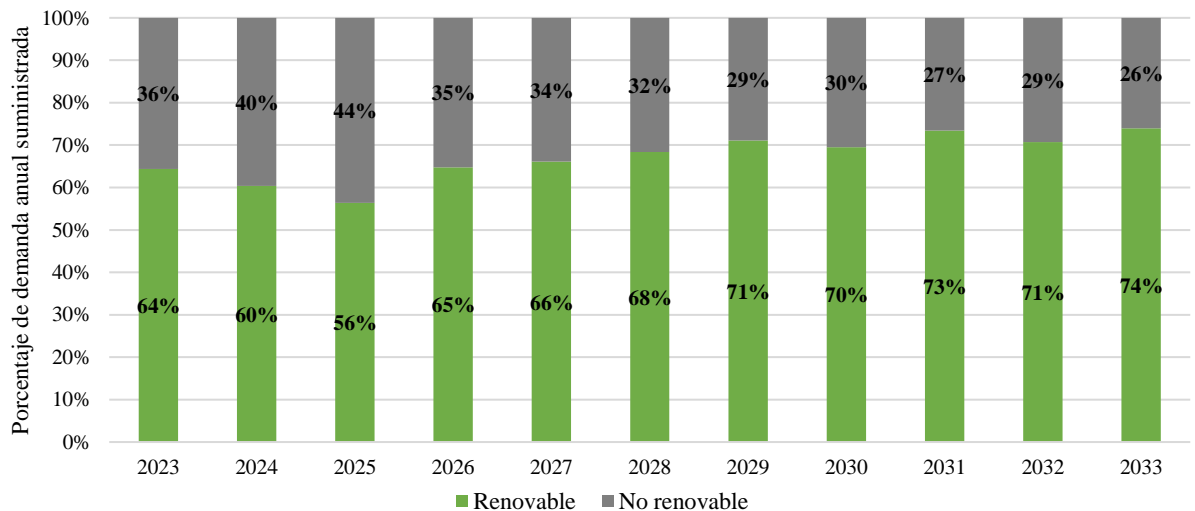
Figura 50. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Basado en las adiciones planteadas por este plan de expansión, se logran índices de renovabilidad superiores al 70% a partir del año 2029, registrando un índice máximo de 74% para el año 2033.

Figura 51. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.3.6 Resultados para el Caso VI: Plan de Expansión VI

Finalmente, considerando un escenario de proyección baja de crecimiento de la demanda y proyección alta de los precios de los combustibles, se determina el Plan de Expansión VI, el cual acarrea un costo de inversión total y costos fijos de O&M de 2,734.52 MUSD, y un costo operativo de 1,837.27 MUSD. Dicho costo resulta mayor al valor encontrado para el Plan de Expansión V, esto debido a los

altos precios de los combustibles adoptados. Las propuestas de expansión de este plan son presentadas en la Tabla 27.

Tabla 27. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión VI

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	-	-	-	100	100	-
Motor diésel*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	500	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	220	50	100	140	50	-	-	-
Eólica + Batería	-	-	-	220	50	100	-	-	-	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	10	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	98	-	-	173
Geotérmica	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	50	50	-	-	-	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

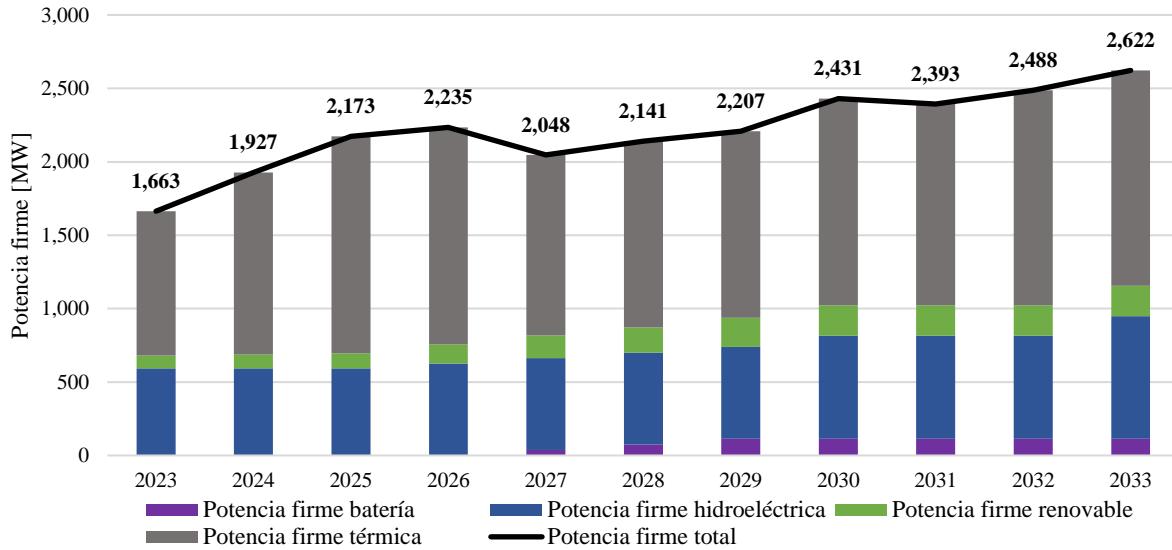
*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Basado en los resultados presentados en la tabla anterior, es posible identificar que, hasta el año 2027, el cronograma de adiciones muestra propuestas similares al Plan de Expansión V. Para los años 2028 y 2029, la solución propone incorporar una mayor capacidad instalada de generación renovable variable, complementada con una capacidad acumulada de 150 MW de almacenamiento independiente. Para el 2030, se adicionan 500 MW de dos centrales de ciclo combinado a gas natural, 50 MW de generación solar con almacenamiento integrado y el primer proyecto hidroeléctrico estatal de 98 MW. Finalmente, en años posteriores se encuentra la incorporación de generación térmica de búnker para abastecer el crecimiento de la demanda y la instalación del segundo proyecto hidroeléctrico.

Para este plan de expansión, se presenta la potencia firme anual en la Figura 52, a partir de la cual se observa características similares a las presentadas por el Plan de Expansión V. Donde se espera la misma potencia firme hasta el 2027 y, posteriormente, diferencias leves pueden ser encontradas.

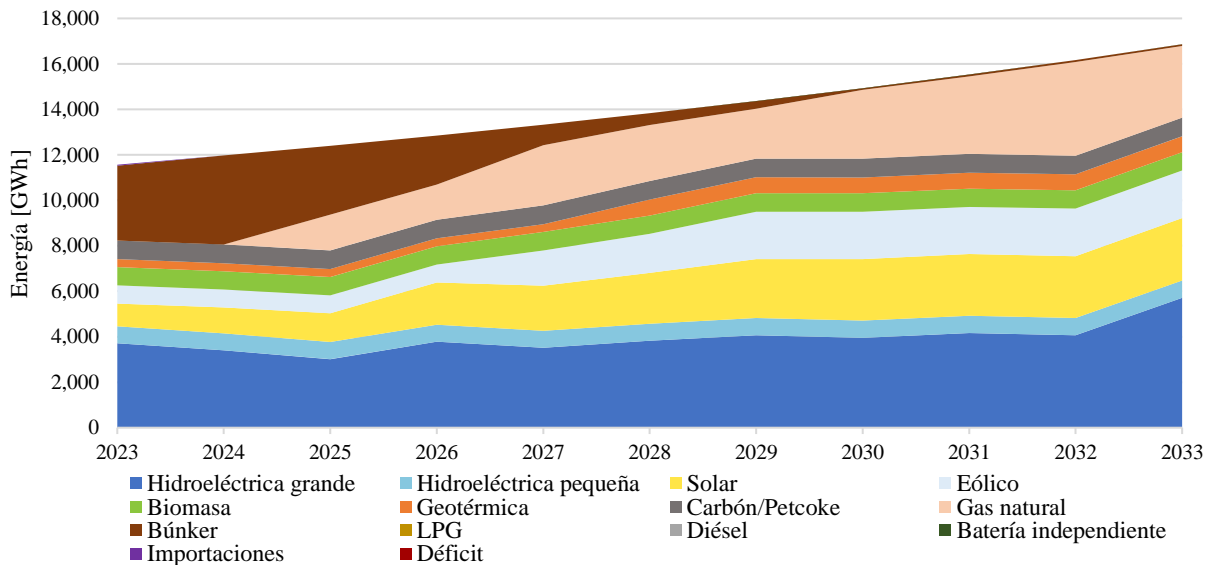
Figura 52. Potencia firme para el Plan de Expansión VI



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Bajo la evaluación operativa de largo plazo, este plan de expansión presenta características similares en la producción de energía eléctrica con respecto al Plan de Expansión V, ese comportamiento puede ser observado en la Figura 53. Como fue identificado en los despachos de energía anual de los planes anteriores, la generación a base de búnker resulta ser desplazada por la producción de energía eléctrica a base de gas natural.

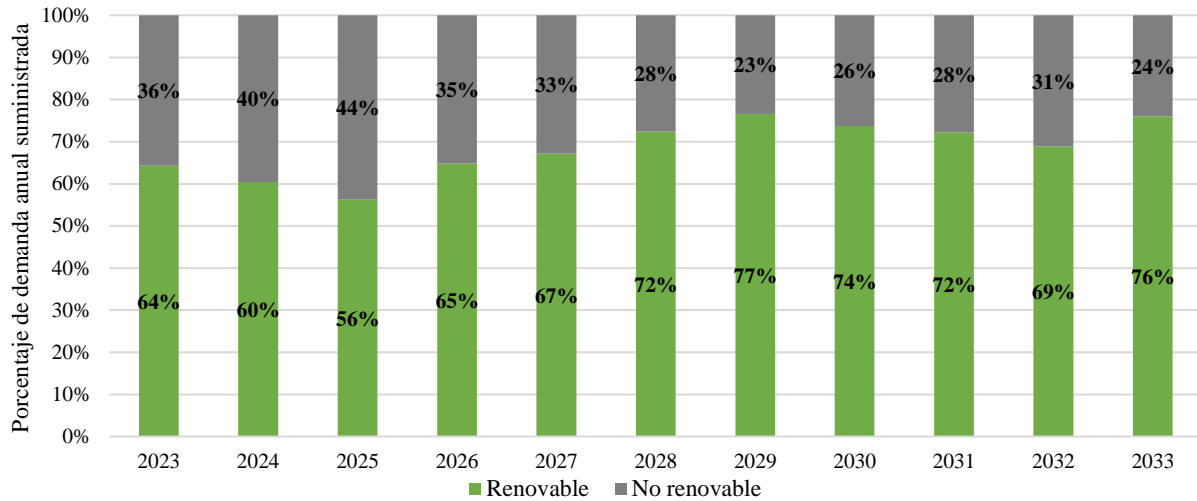
Figura 53. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión VI



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Finalmente, la Figura 54 muestra que los índices de renovabilidad esperados alcanzan valores superiores al 70% a partir del 2028, exceptuando el año 2032 que ronda en 69%. Bajo la propuesta de expansión de este plan, es posible lograr un índice máximo de 77% registrado para el año 2029.

Figura 54. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión VI



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.4 Resumen de planes de expansión

En resumen, la Tabla 28 muestra los resultados obtenidos de los planes de expansión. Para cada plan se agrupa la capacidad total instalada de las centrales térmicas, renovables, sistemas de almacenamiento independiente y se incluyen las centrales térmicas de emergencia, las cuales son instaladas en el 2024 y retiradas en el 2027.

Tabla 28. Resumen de capacidad instalada por recurso para cada plan de expansión

Plan	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
I	Térmica	22	250	-	350	100	-	500	100	-	100	1,422
	Térmica emergencia*	260	-	-	-260	-	-	-	-	-	-	-
	Renovable	50	54	418	200	140	220	148	-	173	100	1,503
	Almacenamiento	-	-	-	50	-	50	-	-	-	-	-
II	Térmica	22	250	-	350	-	-	250	200	100	100	1,272
	Térmica emergencia*	260	-	-	-260	-	-	-	-	-	-	-
	Renovable	50	54	468	200	240	220	311	-	-	-	1,543
	Almacenamiento	-	-	-	50	50	50	150	-	-	-	-
III	Térmica	250	-	-	500	-	100	500	100	100	100	1,650
	Térmica emergencia*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-	-
	Renovable	50	54	518	50	210	170	148	-	-	170	1,370
	Almacenamiento	-	-	-	50	50	-	-	-	-	-	-
IV	Térmica	250	-	-	500	-	100	350	100	100	100	1,500
	Térmica emergencia*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-	-
	Renovable	50	54	518	270	160	100	321	50	20	-	1,543
	Almacenamiento	-	-	-	50	-	-	-	-	50	-	-
V	Térmica	-	250	-	250	100	-	500	-	-	100	1,200
	Térmica emergencia*	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-	-
	Renovable	50	54	418	270	50	190	118	173	100	100	1,523
	Almacenamiento	-	-	-	50	-	50	-	-	50	-	-
VI	Térmica	-	250	-	250	-	-	500	100	100	-	1,200
	Térmica emergencia	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-	-
	Renovable	50	54	418	270	190	250	148	-	-	173	1,553
	Almacenamiento	-	-	-	50	50	50	-	-	-	-	-

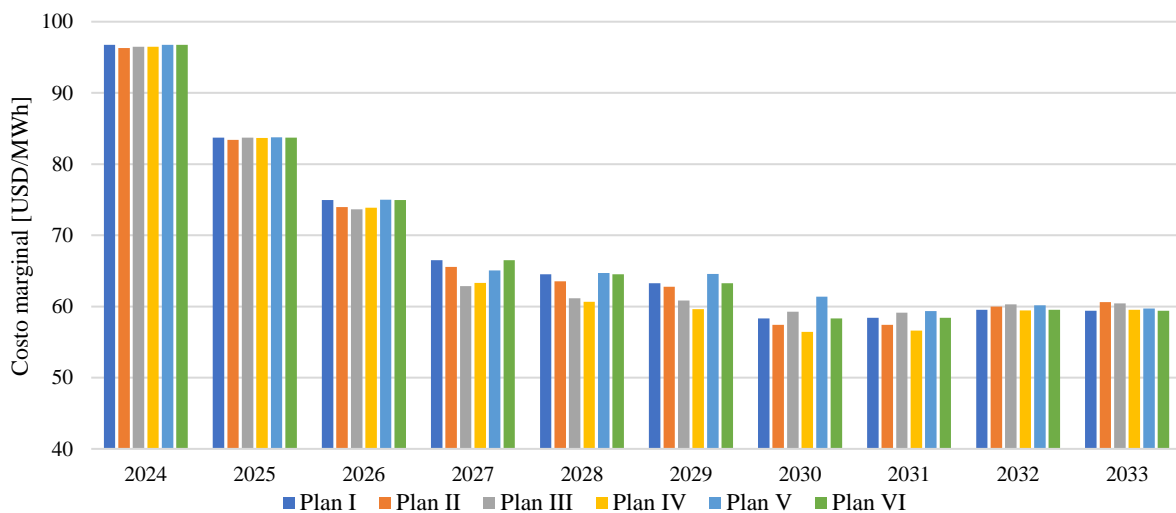
*Nota: Centrales de emergencia que se retiran en el año 2027

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Comparando el Plan I con el Plan II, se visualiza que el primero cuenta con una mayor instalación de centrales térmicas, mientras el Plan II difiere con la instalación de 200 MW en sistemas de almacenamiento para complementar la penetración de generación renovable acumulada al año 2030. En cuanto al Plan de Expansión III, se identifica que una de sus principales diferencias con respecto al Plan IV, ocurre en el año 2030 al instalar 500 MW de centrales de ciclo combinado, mientras en el Plan IV se instala una única central de ciclo combinado y una central hidroeléctrica con 173 MW de capacidad. En cuanto a los planes V y VI, se observa que los montos totales de generación instalada son muy parecidos, únicamente difieren en 30 MW de generación renovable variable.

En la Figura 55 se muestran los costos marginales promedio anuales de cada plan de expansión. Es posible identificar que, para el mediano plazo, período 2027-2029, los planes que tienen un mejor costo marginal son los planes III y IV, aquellos que fueron realizados bajo una condición de crecimiento alto de la demanda, esto se debe a la instalación de generación con bajo costo operativo. Sin embargo, al final del horizonte se estima que los costos marginales promedio tienden a valores próximos.

Figura 55. Costos marginales promedios durante el horizonte de estudio para cada plan de expansión



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Otro aspecto importante para comparar es la reducción de emisiones de CO₂. Para cuantificarlas, se asocia la producción de energía eléctrica con los factores de emisiones de cada tipo de combustible. Estos factores de emisión son obtenidos del informe publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), referencia [38]. Los valores para los factores de emisión correspondientes a cada tipo de combustible se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Factores de emisiones de CO₂ referenciales por tipo de combustible

Combustible	kgCO₂/TJ
Residual	77,400
Diésel	74,100
Petcoke	97,500
Carbón bituminoso	94,600
Gas natural	56,100
Gas licuado de petróleo	63,100

Fuente: Elaboración con información de IPCC [38]

Para calcular los factores de emisión de CO₂ asociados con la producción de energía eléctrica, se relacionan los factores presentados anteriormente, convertidos a valores en LHV, con los rendimientos y los *Heat Rates* característicos de las diferentes tecnologías de generación térmica. El resultado se presenta en la Tabla 30.

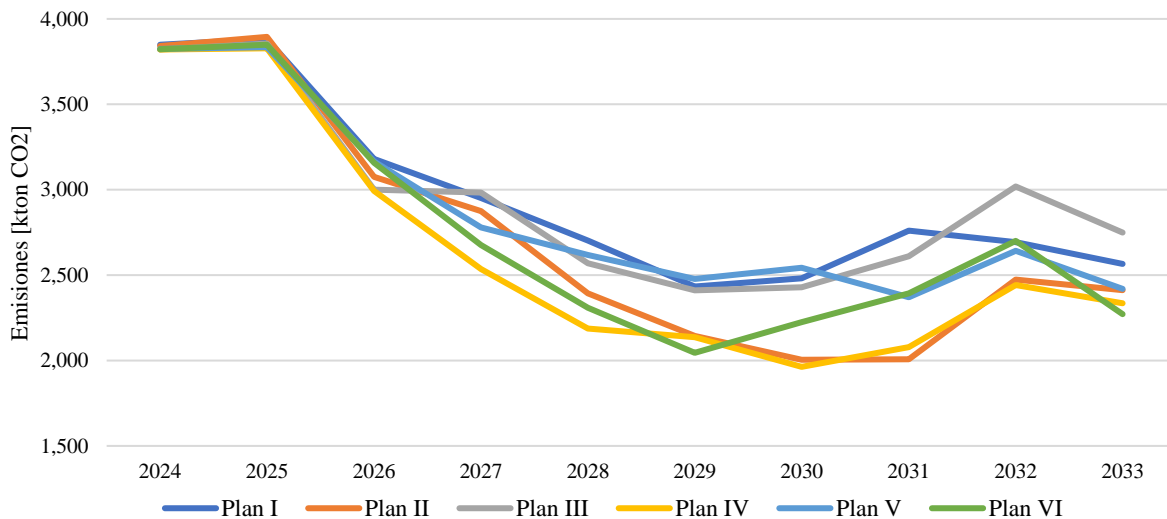
Tabla 30. Factores de emisiones de CO₂ categorizados por tipo de tecnología de generación y combustible

Tecnología de generación	Combustible	tCO ₂ /MMBtu	Heat Rate LHV [MMBtu/MWh]	tCO ₂ /MWh
Motores de combustión interna	Búnker	0.082	7.580	0.619
Motores de combustión interna	Diésel	0.078	7.940	0.621
Motores de combustión interna	Gas natural licuado	0.059	5.726	0.339
Carbón	Petcoke	0.103	8.638	0.889
Turbinas de gas	Carbón bituminoso	0.100	8.638	0.862
Turbinas de gas	Gas licuado de petróleo	0.067	9.380	0.624
Turbinas de gas	Gas natural licuado	0.059	6.960	0.412
Ciclo combinado a gas natural	Gas natural licuado	0.059	6.960	0.412

Fuente: Elaboración propia

En ese contexto, se presenta la Figura 56 para evidenciar que, debido a la instalación de las centrales de emergencia durante el período 2024-2026, todos los planes de expansión muestran niveles similares de emisiones de CO₂. A partir del año 2027, se puede apreciar que los planes de expansión II, IV y VI, planificados para circunstancias de altos precios de los combustibles, resultaron con menores emisiones en comparación con aquellos planificados para la proyección media.

Figura 56. Emisiones de CO₂ contabilizadas para cada plan de expansión durante el horizonte de estudio



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Comparando las emisiones estimadas para el período 2024-2033, se visualizan reducciones significativas en cada uno de los planes de expansión. Se destaca que el Plan de Expansión VI presenta una reducción de 41% comparando las emisiones del año inicial con respecto a las del año final del horizonte. Mientras que, el Plan de Expansión III tiene la menor reducción de emisiones al final del

horizonte, alcanzando una tasa de 28%. La Tabla 31 resume los porcentajes de reducción de emisiones de cada plan, teniendo como referencia el año inicial de estudio.

Tabla 31. Porcentajes de reducción de emisiones de CO₂ para cada plan de expansión

Año	Plan I	Plan II	Plan III	Plan IV	Plan V	Plan VI
2024	-	-	-	-	-	-
2025	1%	1%	1%	0%	0%	1%
2026	17%	20%	21%	22%	17%	17%
2027	23%	25%	22%	34%	27%	30%
2028	30%	38%	33%	43%	32%	40%
2029	37%	44%	37%	44%	35%	47%
2030	36%	48%	36%	49%	34%	42%
2031	28%	48%	32%	46%	38%	37%
2032	30%	36%	21%	36%	31%	29%
2033	33%	37%	28%	39%	37%	41%

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.5 Criterio de decisión y plan de expansión seleccionado

Uno de los principales objetivos del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación es servir de insumo para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión. En ese sentido, resulta necesario definir un criterio de decisión para indicar el mejor plan de expansión de la generación del conjunto de las seis propuestas de expansión presentadas anteriormente. Por lo tanto, se adopta el criterio de minimizar el máximo de los arrepentimientos, el cual busca seleccionar la opción de expansión que minimice la posibilidad de experimentar un gran arrepentimiento ante escenarios de incertidumbre.

Inicialmente, se evalúa el rendimiento de los seis planes de expansión ante dos diferentes escenarios operativos. Estos escenarios son conformados para dos condiciones, la primera denominada como escenario bajo es constituida por la proyección de crecimiento bajo de la demanda y la proyección media para los precios de combustibles. Mientras tanto, la segunda condición se presenta como el escenario alto y se conforma con la proyección de crecimiento alto de la demanda y la proyección alta para el precio de los combustibles. A diferencia de los escenarios utilizados para la planificación, estos escenarios son planteados para una resolución horaria con 15 escenarios hidrológicos y de producción renovable variable, buscando una operación detallada de cada plan.

Los resultados de cada plan de expansión, para estos dos escenarios operativos, son presentados en la Tabla 32, incluyendo su respectivo costo total de inversión y los costos operativos. Los costos operativos incluyen costos variables de O&M, costo variable de los combustibles, costos de energía no suministrada y costos por penalidad de violación de restricciones de reserva primaria y secundaria. Estos costos son dados en valor presente, utilizando una tasa de descuento del 9%.

Tabla 32. Resumen de costos de inversión y costos operativos de cada plan de expansión

Plan de Expansión	Costo total de inversión [MUSD]	Costo operativo escenario alto [MUSD]	Costo operativo escenario bajo [MUSD]
I	2,746.07	2,551.44	1,755.88
II	3,057.96	2,389.95	1,611.23
III	2,671.29	2,612.61	1,817.60
IV	3,021.75	2,405.40	1,627.42
V	2,621.84	2,594.62	1,772.25
VI	2,734.52	2,492.68	1,696.49

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Con la información presentada en la tabla anterior, es posible cuantificar el rendimiento de cada plan de expansión mediante un indicador denominado costo medio del sistema. Este indicador se calcula como la división del costo total de cada plan de expansión entre la demanda energética total del horizonte. Al igual que el costo operativo de cada escenario, la demanda energética es traída a valor presente aplicando la tasa de descuento del 9%. El cálculo de este indicador se resume aplicando la ecuación (4).

$$C_{medio\ sistema} = \frac{CT}{\sum_0^{10} \frac{D_i}{(1 + td)^i}}, \quad (4)$$

donde,

$C_{medio\ sistema}$: Costo del sistema en valor presente,
 $C_{op\ vp}$: Costo operativo en valor presente,
 $C_{inv\ vp}$: Costo de inversión total en valor presente,
 CT : $C_{op\ vp} + C_{inv\ vp}$,
 D_i : Demanda en el año i ,
 td : Tasa de descuento.

En la Tabla 33 se presentan los valores de los costos medios del sistema para cada uno de los planes de expansión en cada escenario operativo. Este indicador se utiliza para aplicar el criterio de minimizar el máximo de arrepentimientos. Inicialmente, para cada escenario operativo se identifica el plan de expansión que tuvo el mejor rendimiento, el cual es definido como aquel plan que presenta el menor costo medio. Para los dos escenarios, se identifica que el Plan de Expansión V tuvo el mejor rendimiento, logrando el menor costo medio.

Tabla 33. Costos medios para los planes de expansión en cada escenario

Plan de Expansión	Costo medio	
	escenario alto [USD/MWh]	escenario bajo [USD/MWh]
I	50.66	46.71
II	52.10	48.45
III	50.53	46.57
IV	51.90	48.24
V	49.88	45.59
VI	49.98	45.97
MIN	49.88	45.59

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Una vez identificados los valores mínimos de la tabla anterior, se procede a construir la matriz de riesgo, la cual consiste en determinar las distancias entre cada valor y el menor encontrado, en otras

palabras, al costo medio de cada escenario operativo se le resta el mínimo costo encontrado. Como resultado, la Tabla 34 presenta la matriz de arrepentimientos.

Tabla 34. Matriz de arrepentimientos para cada plan de expansión

Plan de Expansión	Escenario alto	Escenario bajo	MAX
I	0.78	1.12	1.12
II	2.21	2.85	2.85
III	0.64	0.98	0.98
IV	2.01	2.65	2.65
V	0.00	0.00	0.00
VI	0.10	0.38	0.38
	MIN		0.00

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

En seguida, de los dos escenarios, se identifican las máximas diferencias obtenidas para cada plan, construyendo la columna con las máximas distancias. Finalmente, de la columna con las máximas distancias, se identifica la menor de estas, siendo cero y, por consiguiente, el menor arrepentimiento. Por lo tanto, se identifica que el Plan de Expansión V presenta el mejor rendimiento.

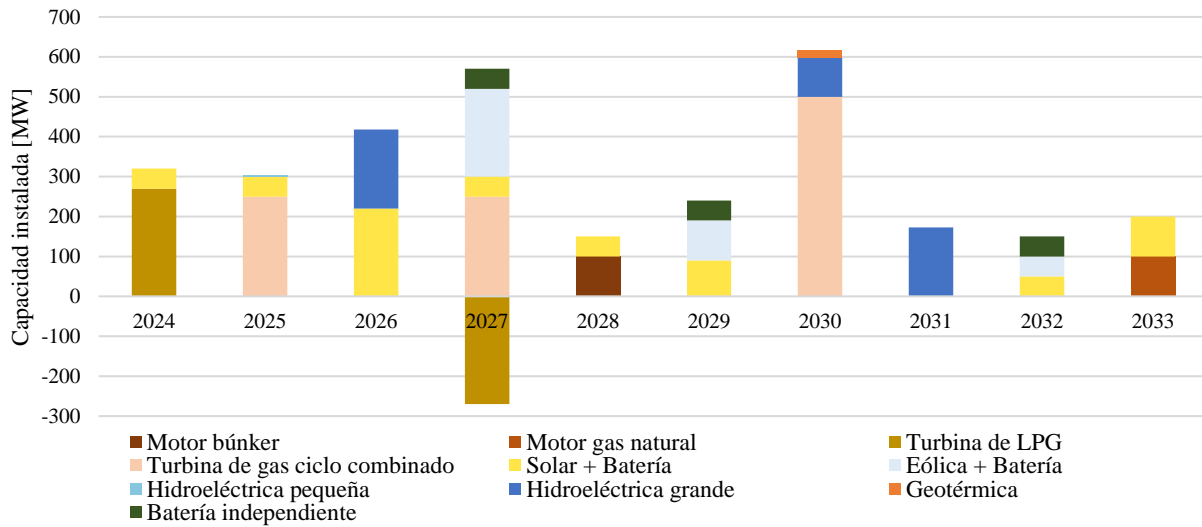
Entre las principales características que se pueden destacar del Plan de Expansión V, es que fue planificado para una proyección de demanda baja y una proyección media de los precios de los combustibles. Como resultado, este plan cuenta con la menor cantidad de generación térmica instalada, predominando dentro de estas, las centrales de ciclo combinado a gas natural. A pesar de haber sido planificado para una demanda baja, este plan muestra el mejor rendimiento en situaciones de alto crecimiento de demanda debido al criterio de incorporar restricciones de potencia firme y reserva. Este criterio conllevó a contar con una capacidad adicional como margen de suficiencia, garantizando un suministro robusto y confiable incluso en momentos de mayor requerimiento energético.

La propuesta de expansión se ilustra en la Figura 57, donde se presenta el cronograma de adiciones al parque de generación, especificando el tipo de tecnología incorporada. Para efectos de validación, se realiza una simulación operativa considerando la proyección de crecimiento medio de la demanda y la proyección media de los precios de los combustibles. De esta simulación, se toma para cada año, el valor máximo proyectado de demanda y el despacho de las centrales generadoras para atender dicho valor máximo. El resultado se visualiza en la Figura 58, que muestra el suministro por recurso de esta demanda máxima; además se incluye, mediante la línea punteada, la potencia firme del sistema. Como fue discutido anteriormente, al planificar con la restricción de potencia firme se evidencia que, es posible garantizar el suministro aún en momentos de mayor requerimiento.

La Figura 59 presenta la simulación del despacho económico, con la proyección media de demanda y proyección media de los precios de los combustibles, para una semana de abril del año 2027, 2030 y 2032, siendo este mes caracterizado por una demanda alta. En la Figura 59 (a), se muestra una participación importante de las centrales de gas natural y las centrales de búnker. Por su parte la Figura 59 (b) muestra como el gas natural desplaza al búnker, el cual pasa a operar en horas punta, comportamiento similar es ilustrado para el año 2032 en la Figura 59 (c). Se destaca que para el año 2032, la Figura 59 (c) ilustra una mayor participación de los sistemas de almacenamiento independiente, que complementan a las centrales renovables, y, por consiguiente, suministran energía en horas punta.

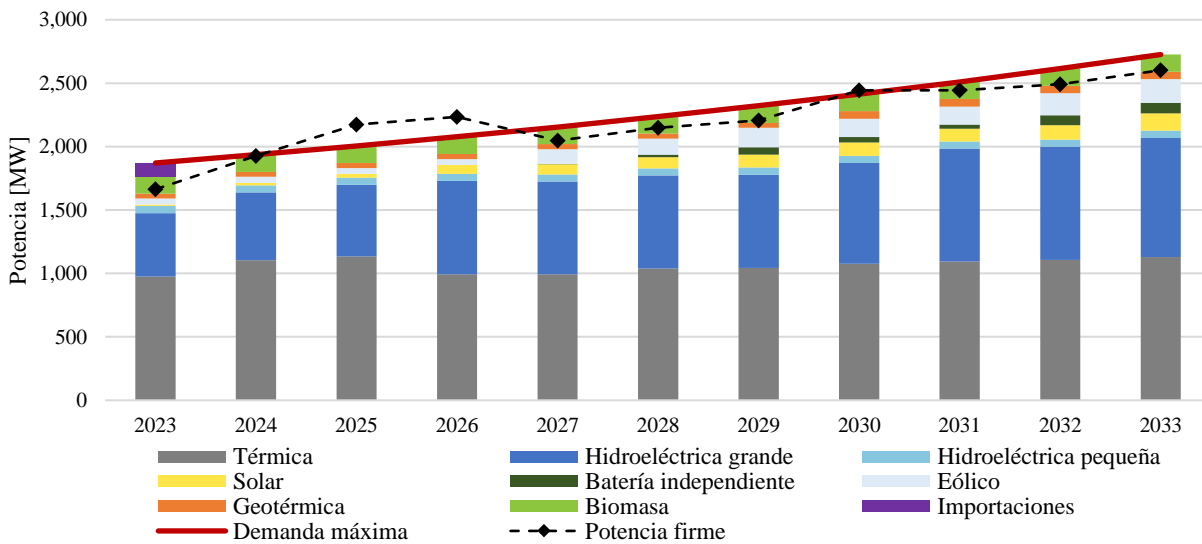
Adicionalmente, en la Figura 60 se muestra el despacho económico para una semana de octubre del año 2027, 2030 y 2032, este mes es caracterizado por contar con alta producción de generación hidroeléctrica y menor demanda que el mes de abril. En la Figura 60 (a), se muestra que las centrales de búnker únicamente operan en las horas punta nocturnas, mientras el ciclo combinado sigue operando como central base. Similar a lo observado para el mes de abril, la Figura 60 (b) muestra la participación de los sistemas de almacenamiento, al suministrar energía en horas punta. Finalmente, en la Figura 60 (c) se percibe como la producción hidroeléctrica incrementa debido a la disponibilidad del recurso y a la incorporación de los proyectos hidroeléctricos.

Figura 57. Cronograma de capacidad adicionada de tecnologías de generación del Plan de Expansión V



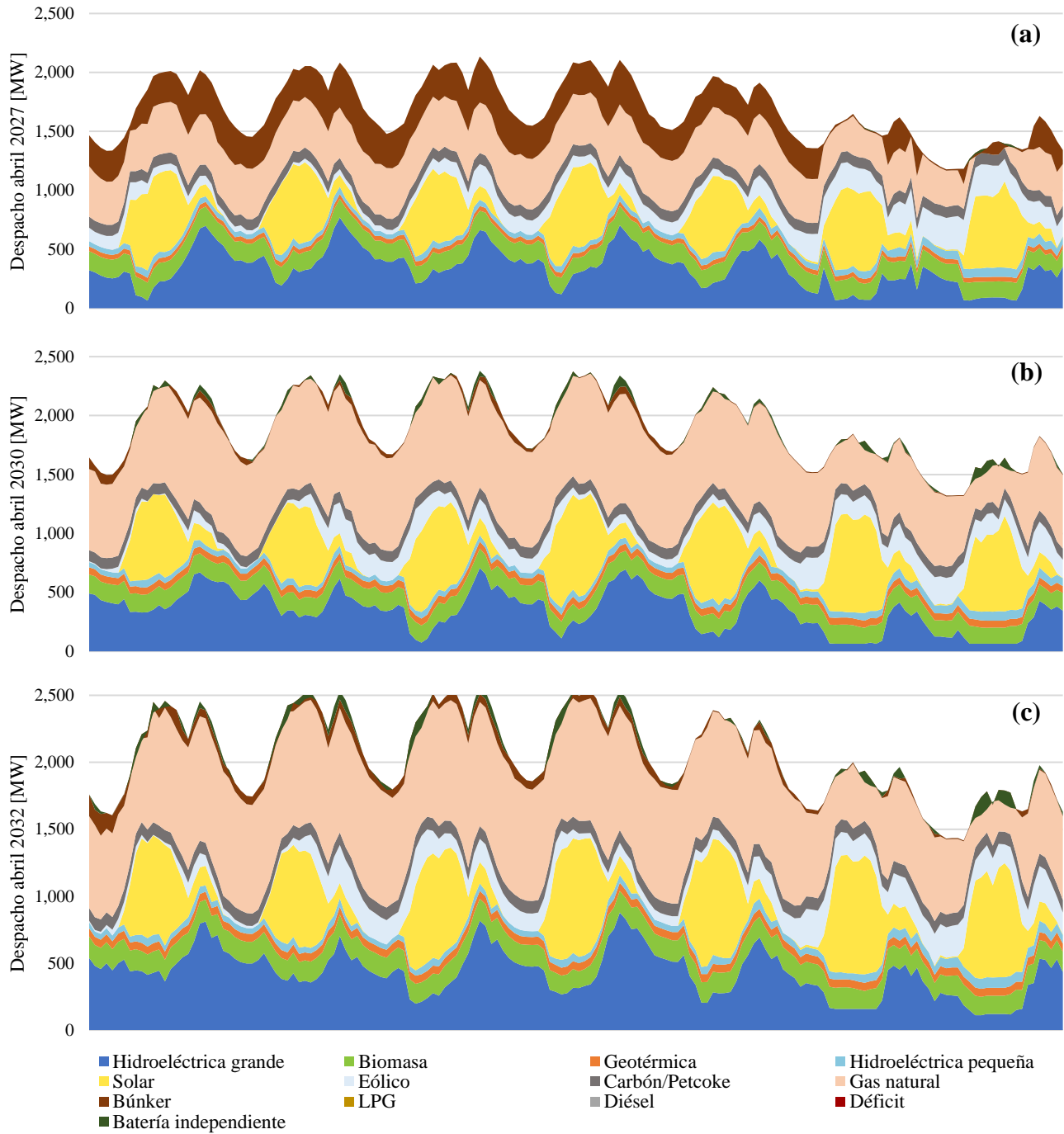
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Figura 58. Comparación de demanda máxima anual para proyección de crecimiento medio, despacho de generación por recurso y potencia firme del sistema



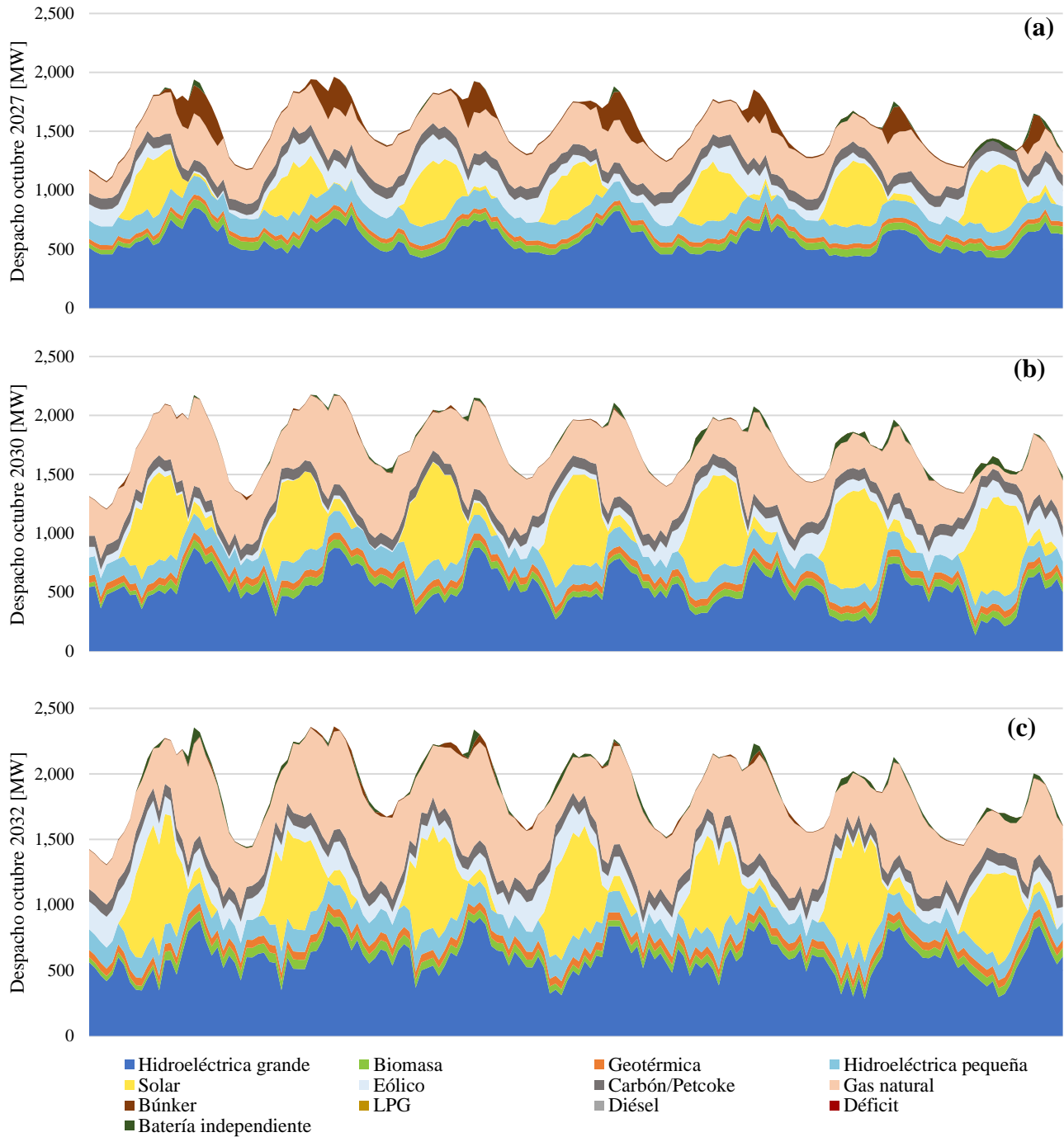
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Figura 59. Despacho horario de una semana del mes de abril para el año a) 2027, b) 2030 y c) 2032



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

Figura 60. Despacho horario de una semana del mes de octubre para el año a) 2027, b) 2030 y c) 2032



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos

6.6 Casos alternativos de estudio

En esta sección se exploran casos adicionales de estudio, con el objetivo de identificar posibles propuestas de expansión como otras alternativas al Plan de Expansión V. Para plantear estos casos, se consideran las mismas premisas y mismos criterios de planificación discutidos en secciones previas. Además, se adoptan las mismas condiciones establecidas para planificar el Plan de Expansión V, siendo estas, la proyección de crecimiento bajo para la demanda y la proyección media para los precios de los combustibles.

6.6.1 Construcción de casos alternativos

Adicionalmente a las consideraciones analizadas en los casos de expansión estudiados anteriormente, tres casos alternativos son conformados con diferentes condiciones entre sí. Dado que estos casos se evalúan como alternativos al Plan de Expansión V, para efectos de referencia, estos son denotados como casos V-a, V-b y V-c, los cuales se describen a seguir.

Para el Caso V-a se explora una propuesta de expansión adicional, la cual es considerada como una alternativa de inversión decidida dentro del horizonte de estudio. Dicha alternativa consiste en la ampliación de la central hidroeléctrica El Cajón con una turbina adicional de 75 MW, para la cual se asume la entrada en operación para el año 2027. Para esta ampliación se estima un costo de inversión requerido, utilizando como referencia el costo de una central hidroeléctrica de embalse de gran escala obtenido del informe de IRENA [14]. Sin embargo, se descartan todos los costos relacionados con la obra civil, ya que se asume la expansión para una central existente en el país, la cual ya cuenta con estas facilidades. Por lo tanto, para esta ampliación se adopta un costo total de inversión estimado en 148.01 MUSD. Además, basado en EIA [15], el costo fijo de O&M adoptado es de 47.06 USD/kW-año.

Análogamente al caso anterior, el Caso V-b plantea otra ampliación decidida para la central hidroeléctrica El Cajón. Dicha ampliación consiste en dos turbinas que totalizan 150 MW, disponibles a partir del año 2027. El costo de inversión de esta obra se calcula a partir del costo previamente estimado para la instalación de una turbina adicional. A este costo se le adicionan los costos relacionados con el equipo eléctrico y mecánico, lo que implica en una inversión total de 196.85 MUSD. Por otra parte, para el costo fijo de O&M se adopta el mismo costo de 47.06 USD/kW-año.

Finalmente, en el Caso V-c se explora la incorporación de dos candidatos híbridos como posibles propuestas de expansión que competirían con la cartera de candidatos planteada en la Sección 4.8. Estos candidatos híbridos están compuestos por almacenamiento por bombeo y generación solar, los cuales están inspirados por una iniciativa de construcción de ese tipo de proyectos, para la cual se realizó una exploración del posible potencial del recurso y de los posibles costos incurridos. El primer candidato híbrido contaría con una capacidad de 640 MW, el cual podría producir hasta 2,336 GWh, de los cuales aproximadamente el 56% sería producido directamente por el complejo solar y el resto sería descargado por el sistema de almacenamiento. Con dicha información, un análisis es realizado para estimar la capacidad necesaria del parque solar teniendo en cuenta la eficiencia del sistema de almacenamiento, por lo que dicha capacidad resulta en 1,240 MW. Para el segundo candidato híbrido se considera una

capacidad de 380 MW, de forma similar al candidato anterior, un análisis es realizado para estimar el tamaño del parque solar, siendo necesario aproximadamente 812 MW para producir hasta 1,560.54 GWh al año.

Para la estimación de los costos de estos proyectos híbridos se considera la misma información de costos estimada para las centrales solares sin almacenamiento y centrales de almacenamiento por bombeo. Debido al tamaño de este proyecto, se incluyen, al costo de inversión de este, el posible costo de la infraestructura de transmisión requerida para conectar el punto donde se localiza el recurso solar con el punto de localización del recurso del almacenamiento por bombeo.

6.6.2 Resultados para el Caso V-a: Plan de Expansión V-a

Como resultado de la evaluación de este caso alternativo se obtuvo un plan de expansión, denotado como Plan de Expansión V-a, con un costo de inversión total y costos fijos de O&M de 2,621.03 MUSD y, para las condiciones planteadas, se encontró un costo operativo de 2,007.20 MUSD. La solución de este caso alternativo presenta, en la Tabla 35, el cronograma de capacidad instalada para cada tecnología considerada.

Tabla 35. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V-a

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100
Motor diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	250	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	220	-	190	-	-	-	-	150
Eólica + Batería	-	-	-	50	-	220	-	-	100	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	75	-	-	271	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	-	50	100	-	-	-	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

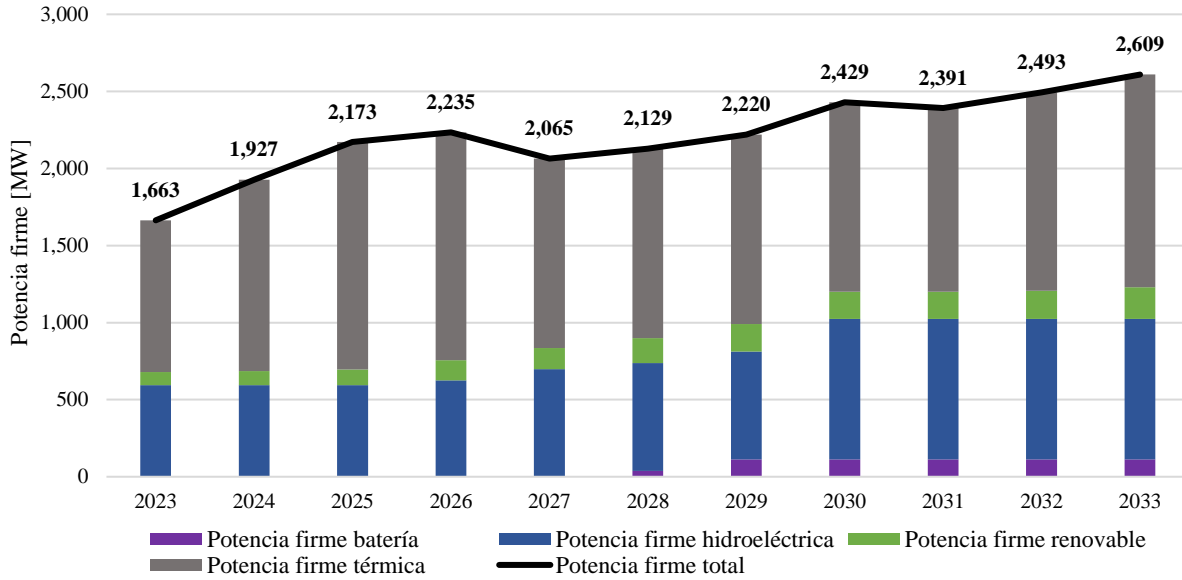
Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

La solución encontrada en este caso alternativo revela la instalación de una capacidad total térmica de 1,150 MW, capacidad total renovable de 1,578 MW y capacidad total de almacenamiento de 150 MW. Como esperado, al considerar la ampliación de la central El Cajón, nuevas propuestas de inversión surgen para los años posteriores a su incorporación. Entre las principales características de este Plan de Expansión V-a, se puede destacar la instalación de dos centrales de ciclo combinado a gas natural en los años 2027 y 2030. Para el período 2030-2033, se encuentra la instalación de una capacidad total de 400 MW para centrales a base de búnker. Además, se instalan 50 MW y 100 MW de capacidad de almacenamiento en baterías en los años 2028 y 2029, respectivamente.

Con el cronograma de inversión encontrado, este plan presenta valores de potencia firme anual como se ilustra en la Figura 61. Evidentemente, para el período 2024-2026, este plan alternativo presenta

la misma potencia firme que el Plan de Expansión V, siendo a partir del año 2027 que surgen algunas variaciones debido a las incorporaciones de generación encontradas en este Plan V-a.

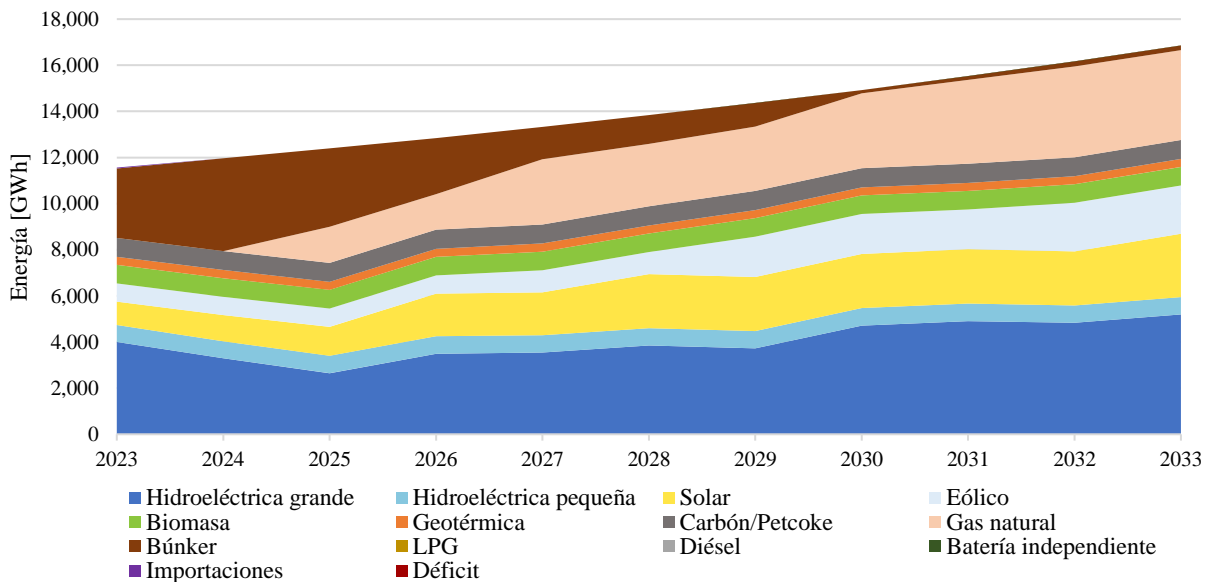
Figura 61. Potencia firme para el Plan de Expansión V-a



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Análogamente a los resultados presentados en secciones previas, se realiza una simulación operativa de largo plazo mediante bloques, considerando proyecciones medias de demanda y combustible. Esta simulación operativa muestra el despacho presentado en la Figura 62.

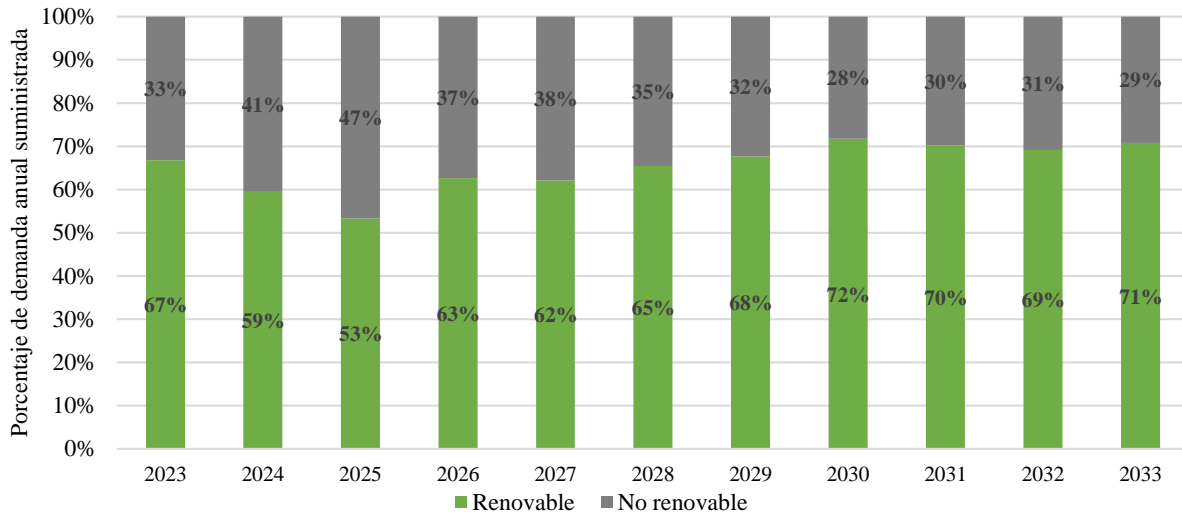
Figura 62. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V-a



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Para la solución encontrada en este plan de expansión, a diferencia del Plan de Expansión V, índices de renovabilidad superiores al 70% son alcanzados hasta el año 2030, siendo que para este año se estima el máximo índice con 72%. Esta información puede ser analizada con la Figura 63.

Figura 63. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V-a



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

6.6.3 Resultados para el Caso V-b: Plan de Expansión V-b

Para este caso alternativo se explora la posibilidad de la ampliación de la central hidroeléctrica El Cajón con la adición de dos turbinas de 75 MW cada una. La solución de este caso revela el Plan de Expansión V-b, cuyo cronograma de incorporaciones a la matriz energética se presenta en la Tabla 36. Este plan implica un costo de inversión total y costos fijos de O&M de 2,662.31 MUSD, con un costo operativo de 2,240.22 MUSD.

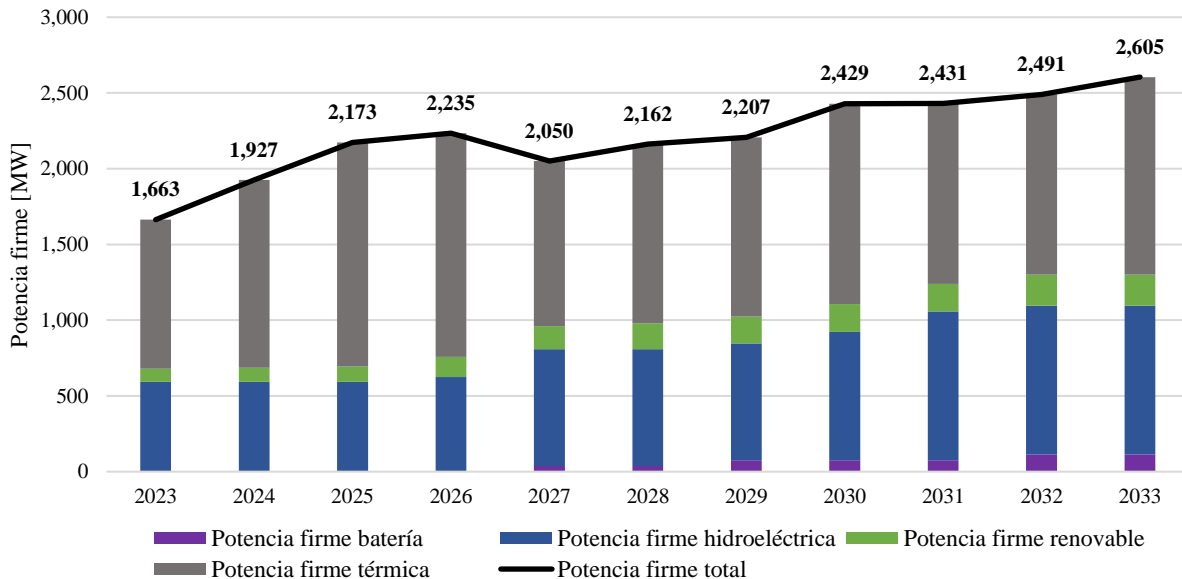
Tabla 36. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V-b

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Motor diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	-	-	-	500	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar + Batería	50	50	220	100	100	-	40	-	100	-
Eólica + Batería	-	-	-	100	50	100	-	-	120	-
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	150	-	-	98	173	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Batería independiente	-	-	-	50	-	50	-	-	50	-
Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Basado en el cronograma de adiciones, para este plan se determina una instalación total de generación térmica de 1,050 MW, 1,673 MW de capacidad total renovable y 150 MW de capacidad de almacenamiento. Como puede ser observado, la incorporación adicional de 150 MW a la central El Cajón, permite reducir la capacidad instalada térmica en 100 MW y 150 MW, comparando con el Plan de Expansión V-a y con el Plan de Expansión V, respectivamente. En relación con la potencia firme, considerando que este plan es planificado para una proyección de crecimiento bajo de la demanda, se obtienen valores similares a los encontrados en las soluciones del Plan de Expansión V y V-a, según se ilustra en la Figura 64.

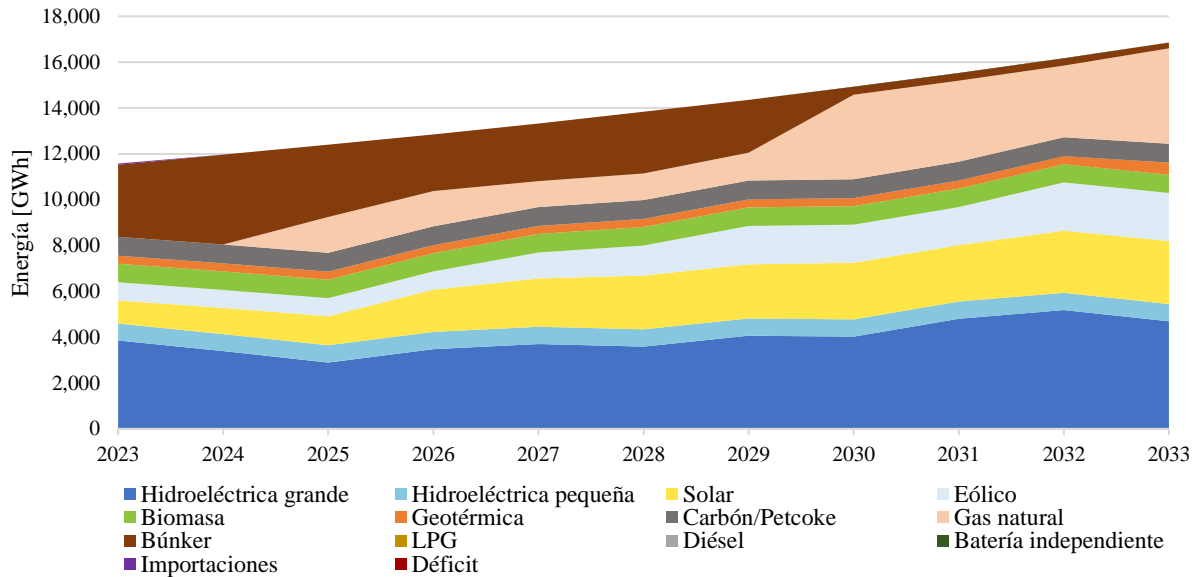
Figura 64. Potencia firme para el Plan de Expansión V-b



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

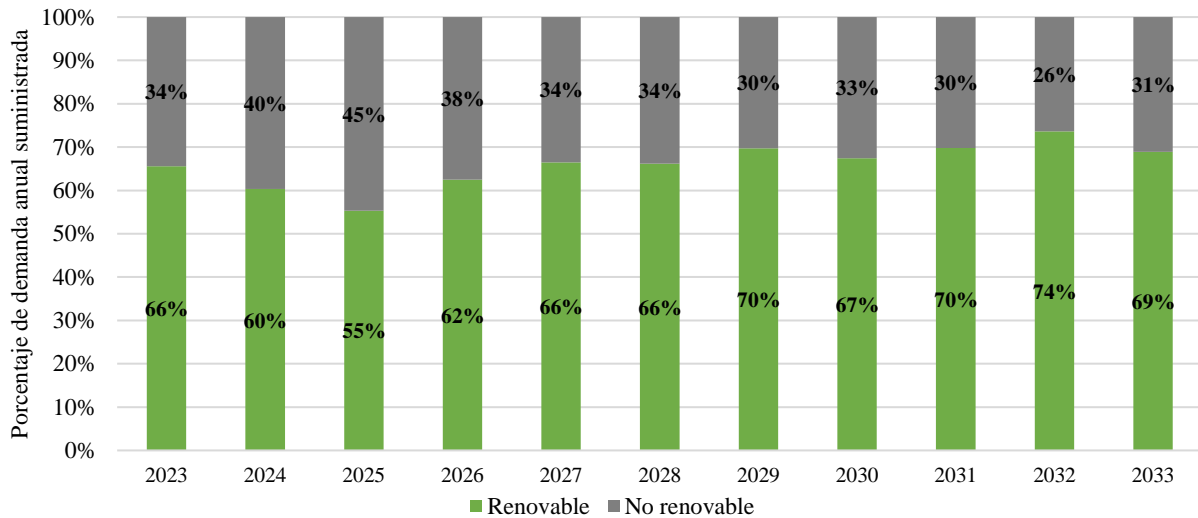
Análogamente a los casos anteriores y para fines comparativos, la Figura 65 presenta el despacho anual por recurso, considerando las proyecciones medias de crecimiento de demanda y precios de los combustibles. Por otra parte, es posible destacar que con la ampliación de la central El Cajón, para algunos años se alcanzan índices de renovabilidad superiores al 70%, estimando un índice máximo de 74% para el año 2032, según se ilustra en la Figura 66.

Figura 65. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V-b



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Figura 66. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V-b



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

6.6.4 Resultados para el Caso V-c: Plan de Expansión V-c

En este caso alternativo se exploró la posibilidad de incluir dos candidatos híbridos dentro de la cartera de candidatos de generación. La solución de este caso determina un costo de inversión total y costos fijos de O&M de 3,079.66 MUSDD, con un costo operativo de 1,771.49 MUSDD. Esta solución revela un cronograma de expansión presentado en la Tabla 37.

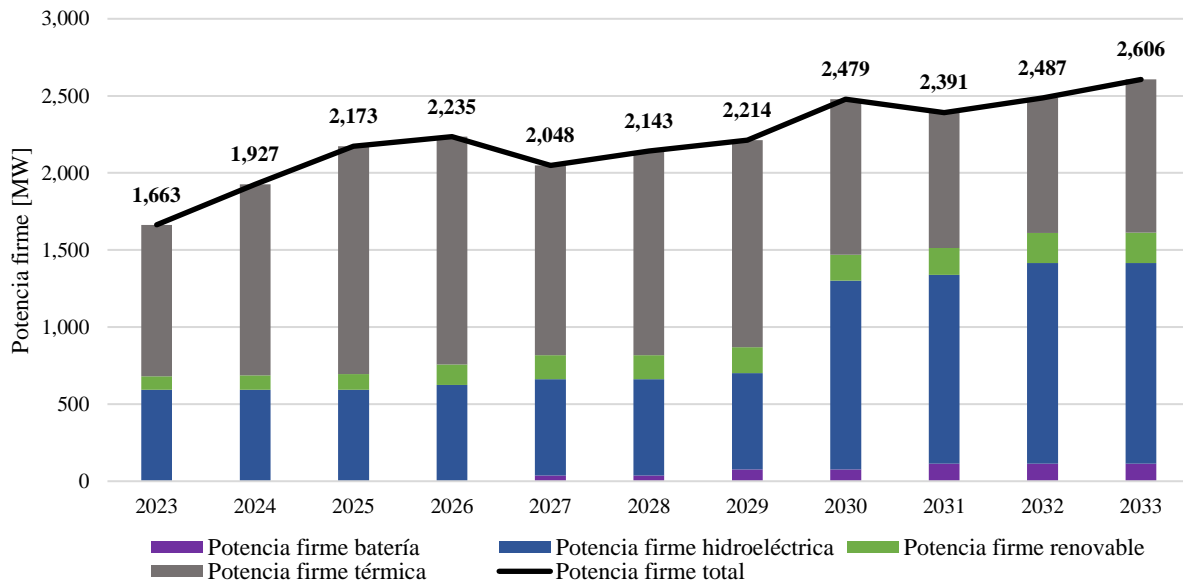
Tabla 37. Cronograma de capacidad adicionada por tecnologías de generación: Plan de Expansión V-c

Tecnología	Capacidad en MW instalada por año									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Motor búnker	-	-	-	-	100	-	-	-	-	100
Motor diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor dual búnker/gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de LPG/diésel	270	-	-	-270	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas ciclo combinado	-	250	-	250	-	-	-	-	-	-
Térmica a carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22
Solar + Batería	50	50	220	100	-	50	-	50	140	-
Eólica + Batería	-	-	-	120	-	100	-	-	-	50
Hidroeléctrica pequeña	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica grande	-	-	198	-	-	-	-	-	98	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Batería independiente	-	-	-	50	-	50	-	50	-	-
Central híbrida I: Solar + bombeo	-	-	-	-	-	-	640	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

A partir del cronograma mostrado en la tabla anterior, es posible observar que para el año 2030, la solución encontrada muestra la incorporación de un candidato híbrido con capacidad de 640 MW. Comparando este cronograma de expansión con el propuesto por el Plan de Expansión V, es posible identificar que para el año 2030 se instala únicamente este proyecto, el cual desplaza la hidroeléctrica de capacidad de 98 MW para el año 2032, prescindiendo de la instalación de 500 MW de turbinas de gas de ciclo combinado y de la instalación de la hidroeléctrica con capacidad de 173 MW. Con este cronograma de inversión, es posible alcanzar valores de potencia firme similares a los encontrados en el Plan de Expansión V, según se ilustra en la Figura 67.

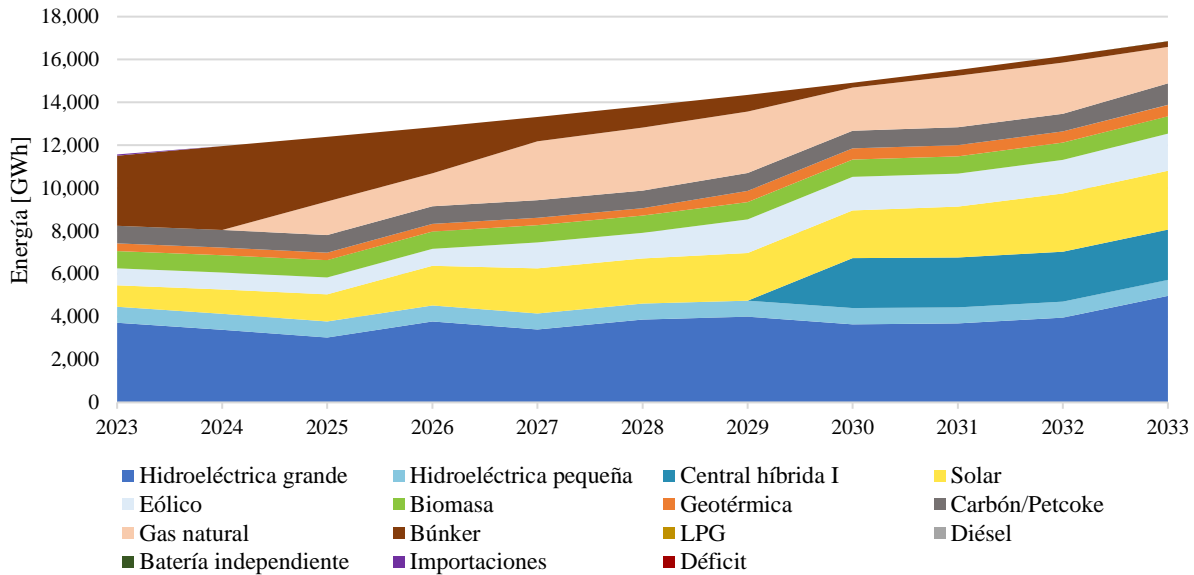
Figura 67. Potencia firme para el Plan de Expansión V-c



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Con esta propuesta de expansión, la Figura 68 muestra el despacho por recurso para cada año del horizonte de expansión, considerando las proyecciones medias para la demanda y precios de los combustibles.

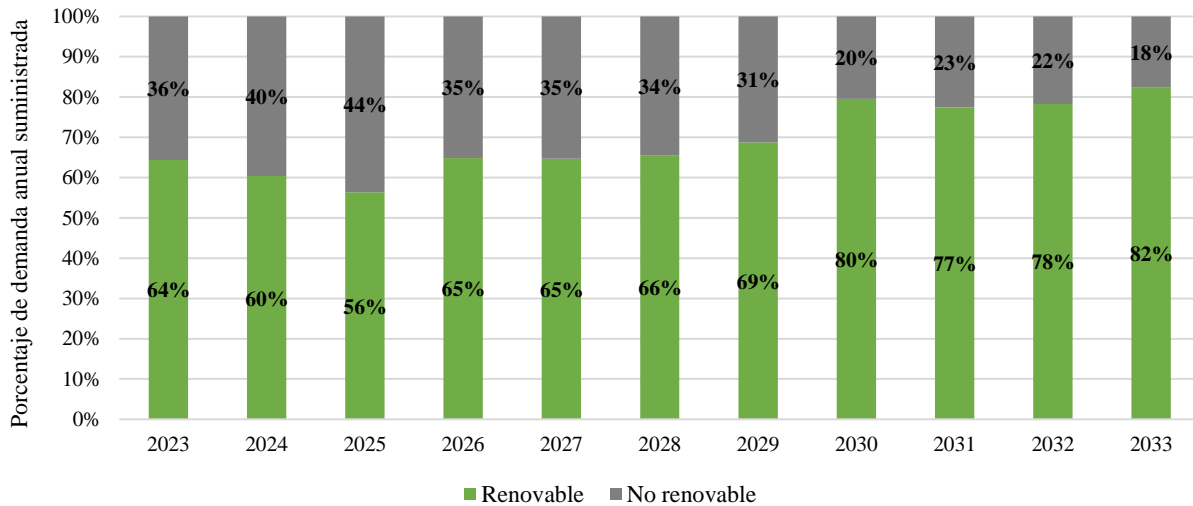
Figura 68. Despacho de energía anual para el Plan de Expansión V-c



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Por otro lado, analizando los índices de renovabilidad de esta propuesta de expansión, se presenta la Figura 69, de la cual es posible observar que, a partir del año 2030, se estiman altos índices de renovabilidad, alcanzando un valor máximo de 82% para el año 2033.

Figura 69. Porcentaje de renovabilidad del Plan de Expansión V-c



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos

Es importante esclarecer que, dado el tamaño del proyecto, la incorporación de este candidato con una capacidad de 640 MW podría requerir de estudios adicionales como ser validaciones eléctricas en la red de transmisión y análisis de contingencia. Por lo tanto, vale la pena destacar que estos estudios están fuera del alcance del objetivo del Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

7 Conclusiones

El CND tiene la responsabilidad, cada dos años, de elaborar el PIEG, en el cual busca identificar alternativas de expansión de generación, al menor costo posible, para suplir las necesidades energéticas en el largo plazo. La elaboración del PIEG considera la proyección del crecimiento de la demanda, proyección de los precios de los combustibles, entradas y retiros decididos de centrales generadoras, una cartera de centrales candidatas, restricciones sistémicas y restricciones inherentes de cada tecnología de generación. Para la adecuada elaboración del PIEG, es crucial el uso de herramientas especializadas de optimización, las cuales facilitan el proceso de planificación al determinar la mejor opción de inversión en generación entre todas las combinaciones posibles.

El proceso de planificación ha incorporado ciertos criterios como ser el cumplimiento de potencia firme, cumplimiento de reserva primaria y la provisión de reserva secundaria y una adecuada caracterización del comportamiento de la demanda. Estos criterios están basados en la necesidad de garantizar la suficiencia y calidad de suministro del sistema y en la necesidad de capturar la variabilidad de la demanda y de la generación renovable no controlable, la operación de sistemas de almacenamiento de energía y la flexibilidad de centrales convencionales. Tomando en cuenta las premisas y criterios, fueron conformados seis casos de estudio bajo dos escenarios prospectivos y como resultado se obtuvo seis diferentes planes de expansión. Cada plan fue evaluado mediante el cálculo de un costo medio del sistema y utilizando un criterio de decisión, se determinó la mejor opción de expansión.

A partir de los resultados obtenidos se observa que, el plan de expansión seleccionado incurre en el mínimo costo de inversión y, además, presenta el mejor rendimiento al evaluar un escenario operativo con una proyección de crecimiento alto para la demanda. Para el plan de expansión seleccionado se identifica un cronograma de adición de nuevas centrales, el cual totaliza una capacidad adicionada de 2,873 MW, siendo de este 42% correspondiente a la capacidad de centrales térmicas, 53% a la incorporación de generación basada en recursos renovables y 5% a la incorporación de almacenamiento independiente.

Evidentemente, los resultados muestran que se requiere de una contribución significativa de centrales térmicas para atender el crecimiento de la demanda y cumplir con los criterios de planificación adoptados. Por otra parte, los costos competitivos y la posibilidad de contribuir con requerimientos de potencia firme, dado el almacenamiento integrado, hacen posible la incorporación de montos significativos de centrales renovables no controlables. Adicionalmente, se identifica la necesidad de incorporar progresivamente al parque de generación, el almacenamiento independiente. Finalmente, se estima que la contribución energética anual por recursos renovables logra índices significativos durante el horizonte de estudio, pudiendo llegar a valores superiores al 70% a partir del año 2029.

Referencias

- [1] Empresa Nacional de Energía Eléctrica -ENEE, "Boletines Estadísticos," [Online]. Available: <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>.
- [2] Banco Central de Honduras - BCH, "Producto Interno Bruto Trimestral Honduras," [Online]. Available: <https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/producto-interno-bruto-trimestral>. [Accessed Abril 2023].
- [3] Empresa Nacional de Energía Eléctrica - ENEE, «Boletines Estadísticos,» [En línea]. Available: http://www.enee.hn/planificacion/2023/Boletin_Estadistico_FEBRERO-2023.pdf.
- [4] Centro Nacional de Despacho - CND, "Informe Anual Operación del Mercado," [Online]. Available: <https://ods.org.hn/informe-anual-operacion-del-mercado/>.
- [5] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE, "Norma Técnica de Potencia Firme," [Online]. Available: <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>.
- [6] Centro Nacional de Despacho - CND, "Informe Anual de Potencia Firme Centrales Generadores 2023," [Online]. Available: <https://ods.org.hn/informe-anual-de-potencia-firme-para-el-ano-2023/>.
- [7] Ente Operador Regional - EOR, "Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)," [Online]. Available: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2023/07/RMER-30062023.pdf>.
- [8] Sistema de Integración Centroamericana - SICA, "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central," [Online]. Available: https://www.sica.int/documentos/tratado-marco-del-mercado-electrico-de-america-central_1_1295.html.
- [9] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE, "Mercado Eléctrico Regional," [Online]. Available: <https://crie.org.gt/mer/>.
- [10] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE, "Resolución No. CRIE-P-20-2014," 5 septiembre 2014. [Online]. Available: <https://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2014/09/RESOLUCION-CRIE-P-20-2014.pdf>.
- [11] Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos, "Perspectiva Climática Estacional Noviembre 2022 - Marzo 2023 Honduras," 2022.
- [12] Mercados Energéticos Consultores, "Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Países de Centroamérica," Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), 2018.
- [13] Consejo de Electrificación de América Central - CEAC, "Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, Período 2019 - 2035," 2017.
- [14] International Renewable Energy Agency - IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2021," Abu Dhabi, 2022.
- [15] U.S Energy Information Administration - EIA, "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2023: Electricity Market Module," Washington, DC, 2023.

- [16] National Renewable Energy Laboratory - NREL, "Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants," Golden, CO, 2017.
- [17] Solar Power World, "Solar inverters and clipping: What DC/AC inverter load ratio is ideal?," Solar Power World, 8 Julio 2016. [Online]. Available: <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/solar-inverters-clipping-dcac-inverter-load-ratio-ideal/>. [Accessed 6 Marzo 2023].
- [18] Aurora Solar, "How to choose the right size solar power inverter," Aurora Solar, [Online]. Available: [https://aurorasolar.com/blog/choosing-the-right-size-inverter-for-your-solar-design-a-primer-on-inverter-clipping/#:~:text=A%201%3A0.8%20ratio%20\(or,potential%20losses%20and%20improving%20efficienc y..](https://aurorasolar.com/blog/choosing-the-right-size-inverter-for-your-solar-design-a-primer-on-inverter-clipping/#:~:text=A%201%3A0.8%20ratio%20(or,potential%20losses%20and%20improving%20efficienc y..) [Accessed 6 Marzo 2023].
- [19] Pacific Northwest National Laboratory - PNNL, "2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment," 2022.
- [20] K&M Advisors, "Asesoría en Evaluación Económica y Financiera y Estructuración de Proyectos Geotérmicos en Honduras," 2021.
- [21] F. Arrellano, G. García, J. González and J. Tovar, "Catálogo de Costos de Inversión en Transmisión," 2022.
- [22] Gas Turbine World - GTW, "2020 GTW Handbook," Pequot Publishing Inc., Fairfield CT, 2020.
- [23] U. S. Energy Information Administration - EIA, "Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies," Washington, DC, 2020.
- [24] Entura, "Pumped Hydro Cost Modelling," Cambridge TAS, 2018.
- [25] International Renewable Energy Agency - IRENA, "Flexibility In Conventional Power Plants," 2019.
- [26] ElectraNet, "Generator Technicacl and Cost Parameters," aurecon, 2020.
- [27] Empresa Nacional de Energía Eléctrica - ENEE, "Proyección de Demanda de Energía Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional 2021-2035.," Noviembre 2020. [Online]. Available: [http://www.enee.hn/Subgerencia%20planificacion/2021/DCTO%20_PROY_DEM_ELECT_2021_2035_TRES_ESCENARIOS%20FINAL%20\(09-11-20\).pdf](http://www.enee.hn/Subgerencia%20planificacion/2021/DCTO%20_PROY_DEM_ELECT_2021_2035_TRES_ESCENARIOS%20FINAL%20(09-11-20).pdf). [Accessed 2023].
- [28] S&P Global Platts, "Dimensions," Marzo 2023. [Online]. Available: <https://dimensionspira.spglobal.com/>.
- [29] OpenMarkets, "cmegroup.com," 01 09 2021. [Online]. Available: <https://www.cmegroup.com/openmarkets/commodities/2021/how-the-u-s--became-the-world-s-lng-price-setter.html>.
- [30] Unidad de Planeación Minero Energética, "Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural: Documento de Consulta," Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2020.
- [31] Center for Strategic & International Studies - CSIS, 2019. [Online]. Available: <https://www.csis.org/blogs/energy-headlines-versus-trendlines/how-much-does-us-lng-cost-europe#:~:text=Estimated%20liquefaction%20fees%20also%20came%20from%20Cheniere%E2%80%99s%20publicly,recent%20contracts%20are%20understood%20to%20be%20around%20%242%20FM>.
- [32] Diario La Gaceta Honduras, "Sistema de Precios Paridad de Importación, Decreto 093-2017," 2017.

- [33] Centro Nacional de Despacho - CND, "Borrador: Manual para el cálculo y la declaración de costos variables de generación al operador del sistema," 2022.
- [34] Consorcio Ecofys Netherlands B.V, Energynautics GmbH y Quantum América, *Análisis Técnico y Económico de Máxima Penetración de Energía Eólica y Solar en la Red Eléctrica de Honduras*, Banco Mundial, 2016.
- [35] Grupo Mercados Energéticos Consultores, "Asistencia Técnica para la Integración de Tecnologías de Energía Renovable Variable en la Red Eléctrica de Honduras," World Bank Group, 2018.
- [36] PSR - Energy Consulting and Analytics, "OptGen - Manual de Metodología," Ver. 8.0, Rio de Janeiro, Brasil.
- [37] PSR - Energy Consulting & Analytics, "SDDP Manual del Usuario," Ver. 17.2, Rio Janeiro, Brasil.
- [38] Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC, "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories," Chapter 2, Stationary Combustion, [Online]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf.