

# Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026 – 2035

---

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema



## Control del documento

| <b>Versión</b>          | <b>Fecha de publicación</b> |
|-------------------------|-----------------------------|
| Borrador PIEG 2026-2035 | 05/09/2025                  |
| Enviado para aprobación | 31/10/2025                  |
| Aprobación condicionada | 09/03/2026                  |

## Recepción de comentarios y observaciones

| <b>Fecha de inicio</b> | <b>Fecha límite</b> |
|------------------------|---------------------|
| 05/09/2025             | 16/09/2025          |

## Requerimientos CREE

| <b>Oficio recibido</b>                 | <b>Fecha de recepción</b> | <b>Oficio de respuesta</b> | <b>Fecha de respuesta</b> |
|----------------------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| CREE-368-2025                          | 26/09/2025                | DPES-CND-058-X-2025        | 17/10/2025                |
| Auto Requerimiento PERT-PIEG 2026-2035 | 31/12/2025                | DPES-CND-001-I-2026        | 15/01/2026                |

## Aprobación condicionada del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2026-2035

| <b>Oficio recibido</b> | <b>Fecha de recepción</b> | <b>Oficio de respuesta</b> | <b>Fecha de respuesta</b> |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| Acuerdo CREE-06-2026   | 28/01/2026                | DPES-CND-011-III-2026      | 09/03/2026                |

## Contenido

|                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Lista de figuras .....                                                                                 | 5  |
| Lista de tablas .....                                                                                  | 7  |
| Acrónimos y siglas de uso general.....                                                                 | 8  |
| Resumen ejecutivo.....                                                                                 | 9  |
| 1 Introducción.....                                                                                    | 14 |
| 1.1 Objetivo.....                                                                                      | 14 |
| 1.2 Estructura del informe.....                                                                        | 15 |
| 2 Marco legal e institucional del subsector eléctrico .....                                            | 16 |
| 2.1 Marco institucional del subsector eléctrico .....                                                  | 16 |
| 2.1.1 Funciones de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía .....                             | 16 |
| 2.1.2 Funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.....                                    | 16 |
| 2.1.3 Funciones del operador del sistema eléctrico nacional.....                                       | 17 |
| 2.2 Marco legal concerniente a la planificación de la expansión del sistema eléctrico .....            | 17 |
| 2.3 Marco legal del mercado eléctrico regional.....                                                    | 18 |
| 3 Panorama del subsector eléctrico nacional.....                                                       | 19 |
| 3.1 Registro histórico del crecimiento de la demanda de energía eléctrica .....                        | 19 |
| 3.2 Análisis del comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica.....                      | 20 |
| 3.3 Descripción del consumo eléctrico por región .....                                                 | 23 |
| 3.4 Evolución de la matriz de generación de energía eléctrica .....                                    | 24 |
| 3.5 Mercado eléctrico de oportunidad nacional.....                                                     | 29 |
| 3.6 Potencia firme del sistema.....                                                                    | 30 |
| 3.7 Mercado eléctrico regional.....                                                                    | 30 |
| 4 Premisas y criterios para la planificación de expansión de la generación.....                        | 33 |
| 4.1 Prospectivas del parque de generación existente y restricciones de transmisión.....                | 33 |
| 4.1.1 Nuevas incorporaciones y ampliaciones previstas al parque de generación existente.....           | 33 |
| 4.1.2 Retiro de centrales generadoras durante el horizonte de estudio .....                            | 34 |
| 4.1.3 Resumen de incorporaciones, ampliaciones y retiros previstos en el parque de generación .....    | 35 |
| 4.1.4 Restricciones de la red de transmisión del sistema eléctrico .....                               | 35 |
| 4.2 Conformación de candidatos para la expansión de la generación.....                                 | 36 |
| 4.2.1 Consideraciones generales de los candidatos de generación .....                                  | 36 |
| 4.2.2 Conjunto de candidatos de generación térmica .....                                               | 37 |
| 4.2.3 Conjunto de candidatos de generación renovable .....                                             | 38 |
| 4.2.4 Conjunto de candidatos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías.....       | 38 |
| 4.2.5 Conjunto de candidatos de sistemas híbridos .....                                                | 39 |
| 4.2.6 Conjunto de candidatos inspirados en centrales térmicas existentes .....                         | 40 |
| 4.2.7 Resumen de candidatos de expansión de la generación .....                                        | 40 |
| 4.3 Costos de inversión y de operación y mantenimiento de tecnologías de generación.....               | 41 |
| 4.3.1 Consideraciones generales de los costos de inversión y de operación y mantenimiento.....         | 41 |
| 4.3.2 Costos de inversión de motores de combustión interna.....                                        | 42 |
| 4.3.3 Costos de inversión de turbinas de gas en ciclo abierto .....                                    | 43 |
| 4.3.4 Costos de inversión de turbinas de gas en ciclo combinado.....                                   | 43 |
| 4.3.5 Costos de inversión de la tecnología eólica.....                                                 | 43 |
| 4.3.6 Costos de inversión de la tecnología geotérmica.....                                             | 43 |
| 4.3.7 Costos de inversión de la tecnología hidroeléctrica.....                                         | 44 |
| 4.3.8 Costos de inversión de la tecnología solar fotovoltaica.....                                     | 44 |
| 4.3.9 Costos de inversión del sistema de almacenamiento de energía en baterías.....                    | 44 |
| 4.3.10 Costos de inversión del sistema híbrido compuesto por eólica y batería.....                     | 45 |
| 4.3.11 Costos de inversión del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y almacenamiento ..... | 45 |
| 4.3.12 Resumen de los costos de inversión y de O&M de las tecnologías de generación.....               | 46 |
| 4.3.13 Costos de inversión de los candidatos inspirados en centrales térmicas existentes .....         | 47 |
| 4.4 Parámetros económicos y ambientales .....                                                          | 47 |
| 4.4.1 Tasa de descuento.....                                                                           | 47 |
| 4.4.2 Costo de la energía no suministrada.....                                                         | 48 |
| 4.4.3 Factores de emisión de dióxido de carbono.....                                                   | 48 |
| 5 Proceso de planificación de la expansión de la generación .....                                      | 50 |
| 5.1 Caracterización del comportamiento de la demanda de energía eléctrica.....                         | 50 |

|       |                                                                                          |    |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.1.1 | Caracterización por día típico.....                                                      | 51 |
| 5.1.2 | Caracterización por bloques cronológicos representativos.....                            | 51 |
| 5.2   | Proyección a largo plazo de la demanda de energía eléctrica.....                         | 53 |
| 5.3   | Proyección a largo plazo de los precios de los combustibles.....                         | 55 |
| 5.3.1 | Consideraciones adoptadas para la proyección de los precios de los combustibles .....    | 55 |
| 5.3.2 | Proyección del precio del búnker .....                                                   | 56 |
| 5.3.3 | Proyección del precio del diésel .....                                                   | 56 |
| 5.3.4 | Proyección del precio del carbón .....                                                   | 56 |
| 5.3.5 | Proyección del precio del gas natural.....                                               | 56 |
| 5.3.6 | Resumen de la proyección de los precios de los combustibles.....                         | 57 |
| 5.3.7 | Costos de transporte terrestre .....                                                     | 58 |
| 5.4   | Generación de escenarios renovables .....                                                | 58 |
| 5.4.1 | Caudales hidrológicos para centrales hidroeléctricas regulables .....                    | 58 |
| 5.4.2 | Escenarios de generación para centrales hidroeléctricas no regulables y de biomasa ..... | 59 |
| 5.4.3 | Escenarios de generación para centrales solar fotovoltaica y eólica.....                 | 59 |
| 5.5   | Modelamiento de restricciones incorporadas al problema de expansión .....                | 60 |
| 5.5.1 | Restricción de potencia firme.....                                                       | 60 |
| 5.5.2 | Restricciones de reserva.....                                                            | 60 |
| 5.5.3 | Restricciones para sistemas híbridos .....                                               | 61 |
| 5.6   | Descripción de las herramientas de optimización utilizadas.....                          | 61 |
| 5.7   | Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación .....           | 62 |
| 6     | Escenarios planteados para la expansión y resultados obtenidos.....                      | 64 |
| 6.1   | Simulación a largo plazo del sistema de generación previsto.....                         | 64 |
| 6.2   | Descripción de los casos de estudios.....                                                | 66 |
| 6.2.1 | Conformación de los escenarios de expansión .....                                        | 66 |
| 6.2.2 | Conformación de los escenarios operativos para validar las propuestas de expansión.....  | 67 |
| 6.3   | Resultados de los escenarios de expansión.....                                           | 67 |
| 6.3.1 | Resultados del Escenario de Expansión I.....                                             | 68 |
| 6.3.2 | Resultados del Escenario de Expansión II.....                                            | 71 |
| 6.3.3 | Resultados del Escenario de Expansión III .....                                          | 75 |
| 6.3.4 | Resultados del Escenario de Expansión IV .....                                           | 78 |
| 6.3.5 | Resultados del Escenario de Expansión V .....                                            | 81 |
| 6.3.6 | Resultados del Escenario de Expansión VI .....                                           | 85 |
| 6.3.7 | Resumen de los resultados de los escenarios de expansión .....                           | 88 |
| 6.4   | Criterio de decisión y selección del plan indicativo de expansión de la generación.....  | 90 |
| 6.4.1 | Resultados de las simulaciones operativas para cada escenario de expansión .....         | 91 |
| 6.4.2 | Cálculo del costo medio del sistema para cada escenario operativo.....                   | 91 |
| 6.4.3 | Matriz de arrepentimiento y escenario de expansión seleccionado .....                    | 92 |
| 6.5   | Discusión del plan indicativo de expansión de la generación.....                         | 93 |
| 7     | Conclusiones.....                                                                        | 94 |
|       | Referencias .....                                                                        | 95 |

## Lista de figuras

|                                                                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Resumen de la capacidad instalada del parque de generación de energía eléctrica en 2024.....                        | 9  |
| Figura 2. Proyección de la demanda máxima de potencia, potencia firme disponible y déficit asociado.....                      | 10 |
| Figura 3. Resumen del conjunto de candidatos de expansión de la generación clasificados por el tipo de tecnología.....        | 10 |
| Figura 4. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del PIEG 2026-2035.....                              | 13 |
| Figura 5. Potencia firme del PIEG 2026-2035.....                                                                              | 13 |
| Figura 6. Demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia suministrada para el período 2007-2024.....               | 19 |
| Figura 7. Curvas de duración de carga para el período 2021-2024.....                                                          | 20 |
| Figura 8. Diagramas de caja para la demanda horaria de potencia del primer y segundo semestre para 2023 y 2024.....           | 21 |
| Figura 9. Rango de variación de la demanda total de potencia para el 2023 y 2024.....                                         | 22 |
| Figura 10. Perfiles promedio de la curva de demanda por día de la semana de los años 2023 y 2024.....                         | 23 |
| Figura 11. Composición del consumo de energía eléctrica por región para el período 2007-2024.....                             | 24 |
| Figura 12. Consumo total de energía eléctrica por región para el período 2007-2024.....                                       | 24 |
| Figura 13. Evolución de la capacidad instalada del parque de generación en el período 2007-2024.....                          | 25 |
| Figura 14. Capacidad instalada renovable y no renovable para el período 2007-2024.....                                        | 26 |
| Figura 15. Capacidad instalada en el SIN por tecnología para el período 2021-2024.....                                        | 26 |
| Figura 16. Capacidad instalada del parque de generación de energía eléctrica en 2024.....                                     | 27 |
| Figura 17. Generación de energía eléctrica por tecnología para el período 2007-2024.....                                      | 27 |
| Figura 18. Contribución porcentual a la producción de energía eléctrica por recurso energético para el período 2021-2024..... | 28 |
| Figura 19. Contribución por recurso e importaciones para el período 2007-2024.....                                            | 29 |
| Figura 20. Potencia firme por tecnología para el año 2025.....                                                                | 30 |
| Figura 21. Sistema de interconexión eléctrica para los países de América Central.....                                         | 31 |
| Figura 22. Transacciones de energía entre Honduras y el MER para 2023 y 2024.....                                             | 32 |
| Figura 23. Importaciones netas de energía de Honduras para el período 2007-2024.....                                          | 32 |
| Figura 24. Incorporaciones, ampliaciones y retiros previstos en el parque de generación para el período 2026-2035.....        | 35 |
| Figura 25. Resumen del conjunto de candidatos de expansión de la generación clasificados por el tipo de tecnología.....       | 41 |
| Figura 26. Perfil del consumo eléctrico promedio por día de la semana para el año 2024.....                                   | 50 |
| Figura 27. Clasificación de días típicos.....                                                                                 | 51 |
| Figura 28. Caracterización por bloques cronológicos representativos a partir de día típico.....                               | 52 |
| Figura 29. Proyecciones del crecimiento de la demanda eléctrica para el período 2025-2035.....                                | 55 |
| Figura 30. Proyección mensual de los precios de los combustibles.....                                                         | 57 |
| Figura 31. Escenarios sintéticos de generación renovable variable.....                                                        | 59 |
| Figura 32. Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación.....                                      | 63 |
| Figura 33. Proyección de la demanda máxima de potencia, potencia firme disponible y déficit asociado.....                     | 65 |
| Figura 34. Generación anual de energía eléctrica del parque de generación previsto para el período 2026-2035.....             | 65 |
| Figura 35. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión I.....                                            | 69 |
| Figura 36. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión I.....                                                      | 69 |
| Figura 37. Potencia firme total del Escenario de Expansión I.....                                                             | 70 |
| Figura 38. Requerimiento y contribución total de reserva del Escenario de Expansión I.....                                    | 71 |
| Figura 39. Contribución de reserva primaria y secundaria del Escenario de Expansión I.....                                    | 71 |
| Figura 40. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión II.....                                           | 72 |
| Figura 41. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión II.....                                                     | 73 |
| Figura 42. Potencia firme total del Escenario de Expansión II.....                                                            | 73 |
| Figura 43. Requerimiento y contribución total de reserva del Escenario de Expansión II.....                                   | 74 |
| Figura 44. Contribución de reserva primaria y secundaria del Escenario de Expansión II.....                                   | 74 |
| Figura 45. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión III.....                                          | 76 |
| Figura 46. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión III.....                                                    | 76 |
| Figura 47. Potencia firme total del Escenario de Expansión III.....                                                           | 77 |
| Figura 48. Requerimiento y contribución total de reserva del Escenario de Expansión III.....                                  | 78 |
| Figura 49. Contribución de reserva primaria y secundaria del Escenario de Expansión III.....                                  | 78 |
| Figura 50. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión IV.....                                           | 79 |
| Figura 51. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión IV.....                                                     | 80 |
| Figura 52. Potencia firme total del Escenario de Expansión IV.....                                                            | 80 |
| Figura 53. Requerimiento y contribución total de reserva del Escenario de Expansión IV.....                                   | 81 |
| Figura 54. Contribución de reserva primaria y secundaria del Escenario de Expansión IV.....                                   | 81 |
| Figura 55. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión V.....                                            | 82 |
| Figura 56. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión V.....                                                      | 83 |
| Figura 57. Potencia firme total del Escenario de Expansión V.....                                                             | 83 |

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 58. Requerimiento y contribución total de reserva del Escenario de Expansión V .....        | 84 |
| Figura 59. Contribución de reserva primaria y secundaria del Escenario de Expansión V .....        | 84 |
| Figura 60. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión VI .....               | 86 |
| Figura 61. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión VI.....                          | 86 |
| Figura 62. Potencia firme total del Escenario de Expansión VI.....                                 | 87 |
| Figura 63. Requerimiento y contribución total de reserva del Escenario de Expansión VI .....       | 88 |
| Figura 64. Contribución de reserva primaria y secundaria del Escenario de Expansión VI .....       | 88 |
| Figura 65. Costo marginal promedio para cada escenario de expansión.....                           | 89 |
| Figura 66. Emisiones de CO <sub>2</sub> para cada escenario de expansión .....                     | 90 |
| Figura 67. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del PIEG 2026-2035 ..... | 93 |

## Lista de tablas

|                                                                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Resumen de las características adoptadas para cada escenario de expansión .....                                   | 11 |
| Tabla 2. Resumen de las características de cada escenario operativo .....                                                  | 11 |
| Tabla 3. Resultados de costos de inversión y costos operativos de cada escenario de expansión.....                         | 12 |
| Tabla 4. Matriz de arrepentimiento.....                                                                                    | 12 |
| Tabla 5. Demanda máxima de potencia suministrada para el período 2007-2024.....                                            | 20 |
| Tabla 6. Rangos de variación trimestral de la demanda total [MW] para los años 2021 al 2024.....                           | 22 |
| Tabla 7. Centrales generadoras que participan en el mercado eléctrico de oportunidad.....                                  | 29 |
| Tabla 8. Nuevas incorporaciones previstas en el parque de generación para el período 2026-2035.....                        | 33 |
| Tabla 9. Retiros previstos en el parque de generación para el período 2026-2035 .....                                      | 34 |
| Tabla 10. Vida útil y tiempo de desarrollo de las tecnologías de generación .....                                          | 36 |
| Tabla 11. Conjunto de candidatos de generación térmica.....                                                                | 37 |
| Tabla 12. Heat rate y rendimiento del conjunto de candidatos de generación térmica .....                                   | 37 |
| Tabla 13. Parámetros de flexibilidad de candidatos de generación térmica con capacidad superior a 100 MW .....             | 38 |
| Tabla 14. Conjunto de candidatos de generación renovable .....                                                             | 38 |
| Tabla 15. Conjunto de candidatos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías .....                      | 38 |
| Tabla 16. Conjunto de candidatos de sistemas híbridos.....                                                                 | 39 |
| Tabla 17. Conjunto de candidatos de sistemas híbridos con almacenamiento superior al 30%.....                              | 39 |
| Tabla 18. Conjunto de candidatos inspirados en centrales térmicas existentes.....                                          | 40 |
| Tabla 19. Resumen de costos de inversión, operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías de generación .....      | 46 |
| Tabla 20. Costos de inversión de los candidatos inspirados en centrales térmicas existentes.....                           | 47 |
| Tabla 21. Costo de la energía no suministrada para cada bloque.....                                                        | 48 |
| Tabla 22. Factores de emisiones de CO <sub>2</sub> para cada tipo de combustible .....                                     | 48 |
| Tabla 23. Factores de emisiones de CO <sub>2</sub> categorizados por tipo de tecnología y combustible utilizado .....      | 49 |
| Tabla 24. Mapeo hora bloque .....                                                                                          | 53 |
| Tabla 25. Proyección media del crecimiento de la demanda eléctrica .....                                                   | 54 |
| Tabla 26. Proyección alta y baja del crecimiento de la demanda eléctrica .....                                             | 54 |
| Tabla 27. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs. USD/MMBtu.....                                      | 58 |
| Tabla 28. Clasificación de la potencia firme total según el estado comercial del parque de generación previsto.....        | 65 |
| Tabla 29. Resumen de las consideraciones adoptadas para conformar cada escenario de expansión .....                        | 66 |
| Tabla 30. Resumen de las consideraciones adoptadas para conformar cada escenario operativo.....                            | 67 |
| Tabla 31. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión I.....                 | 68 |
| Tabla 32. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión I.....                             | 70 |
| Tabla 33. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión I .....  | 70 |
| Tabla 34. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión II .....               | 72 |
| Tabla 35. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión II.....                            | 73 |
| Tabla 36. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión II ..... | 74 |
| Tabla 37. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión III .....              | 75 |
| Tabla 38. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión III .....                          | 77 |
| Tabla 39. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión III..... | 77 |
| Tabla 40. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión IV .....               | 79 |
| Tabla 41. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión IV .....                           | 80 |
| Tabla 42. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión IV ..... | 81 |
| Tabla 43. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión V .....                | 82 |
| Tabla 44. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión V .....                            | 83 |
| Tabla 45. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión V.....   | 84 |
| Tabla 46. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión VI.....                | 85 |
| Tabla 47. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión VI.....                            | 87 |
| Tabla 48. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión VI ..... | 87 |
| Tabla 49. Resumen de capacidad instalada para cada escenario de expansión.....                                             | 89 |
| Tabla 50. Porcentajes de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> para cada escenario de expansión .....                  | 90 |
| Tabla 51. Resumen de costos de inversión y costos operativos de cada escenario de expansión .....                          | 91 |
| Tabla 52. Costos medios para cada escenario de expansión .....                                                             | 92 |
| Tabla 53. Matriz de arrepentimiento.....                                                                                   | 92 |

## 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 del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Otros acrónimos y siglas son definidos conforme resulte necesario en todo el documento.

|                 |                                                                            |
|-----------------|----------------------------------------------------------------------------|
| BOP             | Balance of Plant                                                           |
| CENS            | Costo de la Energía no Suministrada                                        |
| CND             | Centro Nacional de Despacho                                                |
| CO <sub>2</sub> | Dióxido de carbono                                                         |
| CREE            | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica                                   |
| EIA             | Energy Information Administration                                          |
| ENEE            | Empresa Nacional de Energía Eléctrica                                      |
| EPC             | Engineering, Procurement, and Construction                                 |
| FDP             | Función de Densidad de Probabilidad                                        |
| GTW             | Gas Turbine World                                                          |
| IRENA           | International Renewable Energy Agency                                      |
| LGIE            | Ley General de la Industria Eléctrica                                      |
| LHV             | Low Heating Value                                                          |
| LPG             | Liquefied Petroleum Gas                                                    |
| MEO             | Mercado Eléctrico de Oportunidad                                           |
| MER             | Mercado Eléctrico Regional                                                 |
| 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                             |
| SIN             | Sistema Interconectado Nacional                                            |
| TSL             | Time Series Lab                                                            |



## Resumen ejecutivo

El Centro Nacional de Despacho (CND), como operador del sistema eléctrico de Honduras, tiene la responsabilidad de elaborar bienalmente el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), el cual abarca un horizonte de planificación de diez años. Este plan tiene como objetivo identificar las tecnologías de generación más adecuadas que podrían ser incorporadas al sistema eléctrico nacional, en función de las proyecciones del crecimiento de la demanda de energía y potencia, y conforme a las directrices establecidas en el marco regulatorio vigente. Además, el PIEG sirve como insumo para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión, el cual debe entregarse a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Para la elaboración del PIEG, resulta fundamental comprender tanto la composición de la matriz eléctrica como la evolución del consumo de energía eléctrica. En los últimos años, la capacidad instalada del sistema de generación de energía eléctrica ha mostrado un crecimiento sostenido. En 2021 se registraron 2,829.9 MW, incrementándose en 4.96% en 2022 y alcanzando 2,981.1 MW en 2023. Para 2024, la capacidad instalada llegó a 3,296.83 MW, impulsada principalmente por la incorporación de centrales térmicas de arrendamiento. La Figura 1 presenta esta capacidad clasificada según el tipo de recurso energético utilizado.

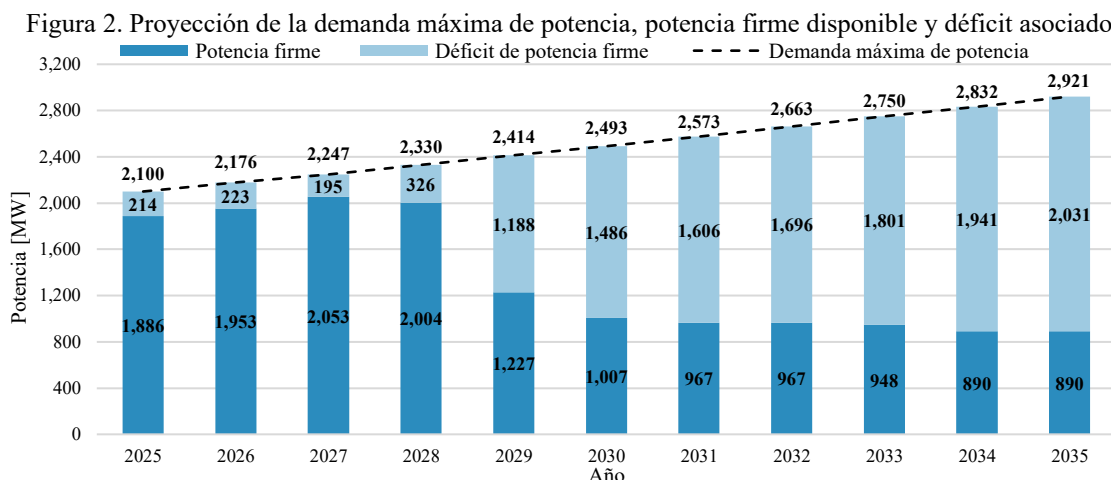
Figura 1. Resumen de la capacidad instalada del parque de generación de energía eléctrica en 2024



Fuente: Elaboración propia.

Durante el horizonte de planificación 2026-2035 se contemplan tanto incorporaciones como retiros previstos en el parque de generación. Entre estas incorporaciones, se destacan 119 MW provenientes de una central solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento en baterías. En cuanto a los retiros, los más relevantes se plantean para los años 2029 y 2030, con 886.06 MW y 276.52 MW, respectivamente. Estas reducciones se asocian a la salida de centrales térmicas que operan en el mercado eléctrico de oportunidad y a la finalización de algunos contratos de suministro. En total, se estima que durante este período se retiran alrededor de 1,342.62 MW de capacidad.

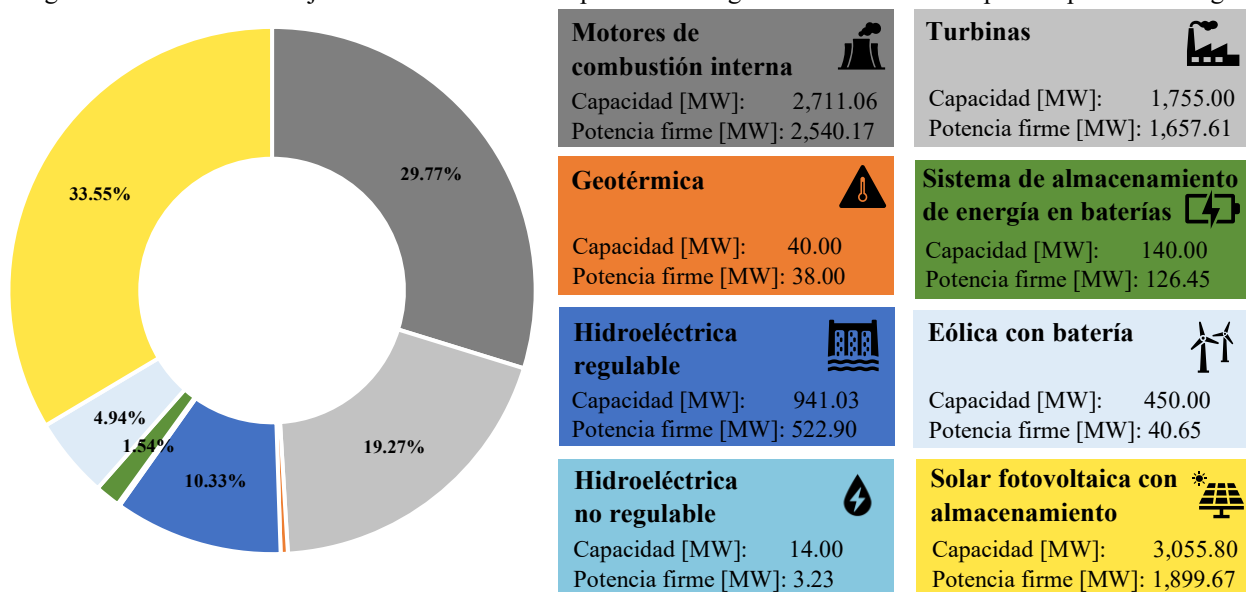
Por otro lado, al analizar la evolución reciente de la demanda eléctrica, en 2023 el consumo de energía aumentó en 4.4% y la demanda máxima de potencia en 1.7%, respecto a 2022. Esa tendencia se acentuó en 2024, con crecimientos de 7.2% y 7.1%, respectivamente, frente a 2023. A partir de este comportamiento histórico, surge la necesidad de proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica a largo plazo. Para ello, se utilizan diversos enfoques analíticos, entre los que destacan los modelos econométricos, los modelos autorregresivos, las técnicas de análisis de tendencias y los modelos estadísticos de difusión. Con base en la prospectiva del parque de generación y en la proyección de la demanda eléctrica para el período 2026-2035, la Figura 2 presenta la demanda máxima de potencia y la potencia firme disponible en cada año del horizonte de estudio.



Fuente: Elaboración propia.

De la figura anterior se observa que, con la proyección prevista del parque de generación, se estiman déficits significativos de potencia firme a lo largo del período analizado. Para hacer frente a esta situación, se conforma un conjunto de tecnologías candidatas de generación, con el fin de identificar las mejores señales de expansión. Este conjunto de tecnologías candidatas se inspira en las iniciativas de desarrolladores privados y gubernamentales, evaluaciones del potencial de los recursos renovables del país y en las tendencias regionales. En total, se considera una capacidad candidata de 9,106.89 MW, de la cual se cuenta con una potencia firme de 6,828.68 MW. Esta capacidad candidata se distribuye por tipo de tecnología, tal como se muestra en la Figura 3, donde se puede observar que el 49.04% del total, corresponde a la capacidad candidata para generación térmica, mientras que el 50.96% proviene de la generación candidata basada en recursos renovables.

Figura 3. Resumen del conjunto de candidatos de expansión de la generación clasificados por el tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia.

Para cada tecnología candidata de generación, sus costos de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) se obtienen de diversas fuentes de referencias, entre ellas la consultoría titulada *Elaboración de un catálogo de costos de inversión en tecnologías de generación*, desarrollada por la empresa chilena INODÚ para el CND, así como publicaciones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por su acrónimo en inglés), la

Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) y el Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico (PNNL, por sus siglas en inglés). Cabe destacar que estos valores son de carácter referencial y estimativo, ya que el costo real de un proyecto dependerá de factores que pueden incidir en la inversión, como ser: sus condiciones particulares, ubicación, características del sitio, dinámica del mercado e inflación.

Además de la conformación del conjunto de tecnologías candidatas, el proceso de planificación requiere de la elaboración de proyecciones de los precios de los combustibles, la caracterización del comportamiento del consumo eléctrico a lo largo del horizonte de estudio, la generación de escenarios sintéticos renovables, la incorporación de restricciones técnicas, la adopción de parámetros económicos como tasa de descuento y costo de energía no suministrada, entre otros aspectos. Con la base de datos consolidada, se analizan seis casos de estudio para explorar diferentes escenarios de expansión. Dichos escenarios consideran la sensibilidad frente a variaciones en la proyección de la demanda, los precios de los combustibles, los costos de inversión y los costos fijos de O&M en tecnologías renovables variables y baterías. Las características de cada escenario se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Resumen de las características adoptadas para cada escenario de expansión

| Escenario de Expansión | Proyección del crecimiento de la demanda eléctrica |      | Proyección de los precios de los combustibles |      | Proyección de los costos de inversión y de O&M |          |
|------------------------|----------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------|------|------------------------------------------------|----------|
|                        | Media                                              | Alta | Media                                         | Alta | Moderada                                       | Avanzada |
| I                      | ✓                                                  | -    | ✓                                             | -    | ✓                                              | -        |
| II                     | ✓                                                  | -    | -                                             | ✓    | ✓                                              | -        |
| III                    | -                                                  | ✓    | ✓                                             | -    | ✓                                              | -        |
| IV                     | -                                                  | ✓    | -                                             | ✓    | ✓                                              | -        |
| V                      | ✓                                                  | -    | -                                             | ✓    | -                                              | ✓        |
| VI                     | -                                                  | ✓    | ✓                                             | -    | -                                              | ✓        |

Fuente: Elaboración propia.

Para resolver cada escenario de expansión se emplea la herramienta computacional OptGen, a partir de la cual se identifican alternativas específicas que atienden las condiciones definidas en cada caso. Posteriormente, con el fin de evaluar el desempeño de dichos escenarios de expansión, se plantean dos escenarios operativos cuyas características se describen en la Tabla 2. Estas validaciones se realizan mediante SDDP, utilizando una resolución temporal horaria para caracterizar la demanda eléctrica y 25 escenarios sintéticos renovables. El escenario operativo medio considera proyecciones medias de crecimiento de demanda y de precios de los combustibles, mientras que el escenario operativo alto incorpora las proyecciones altas para estos parámetros, además de condiciones de baja hidrología, para simular los posibles impactos de la variabilidad climática sobre la generación de energía eléctrica.

Tabla 2. Resumen de las características de cada escenario operativo

| Escenario operativo | Proyección del crecimiento de la demanda eléctrica |      | Proyección de los precios de los combustibles |      | Escenarios de baja hidrología |
|---------------------|----------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------|------|-------------------------------|
|                     | Media                                              | Alta | Media                                         | Alta |                               |
| Medio               | ✓                                                  | -    | ✓                                             | -    | -                             |
| Alto                | -                                                  | ✓    | -                                             | ✓    | ✓                             |

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3 presenta para cada escenario de expansión, los resultados de las simulaciones operativas, así como el costo total de inversión, que incluye los costos fijos de O&M y los costos de interconexión para determinados proyectos. Estos costos se expresan en valor presente, aplicando una tasa de descuento del 10.13% y tomando como referencia el año inicial de simulación 2025. Del análisis de los resultados se desprende que el Escenario de Expansión IV presenta los menores costos operativos en ambas validaciones, a pesar de que este registra el mayor costo total de inversión. En contraste, bajo la validación del escenario alto, el Escenario de Expansión I muestra el costo operativo más elevado, mientras que en el escenario operativo medio, este corresponde al Escenario de Expansión III. Por último, los menores costos de inversión se observan en los Escenarios de Expansión III y V.

Tabla 3. Resultados de costos de inversión y costos operativos de cada escenario de expansión

| Escenario de Expansión | Costo total de inversión [MUSD] | Costo operativo [MUSD] |                 |
|------------------------|---------------------------------|------------------------|-----------------|
|                        |                                 | Escenario alto         | Escenario medio |
| I                      | 3,827.86                        | 2,928.11               | 2,255.85        |
| II                     | 3,783.59                        | 2,870.48               | 2,219.22        |
| III                    | 3,710.56                        | 2,910.63               | 2,270.67        |
| IV                     | 3,862.56                        | 2,818.38               | 2,200.33        |
| V                      | 3,708.28                        | 2,906.44               | 2,232.75        |
| VI                     | 3,780.73                        | 2,858.53               | 2,223.64        |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

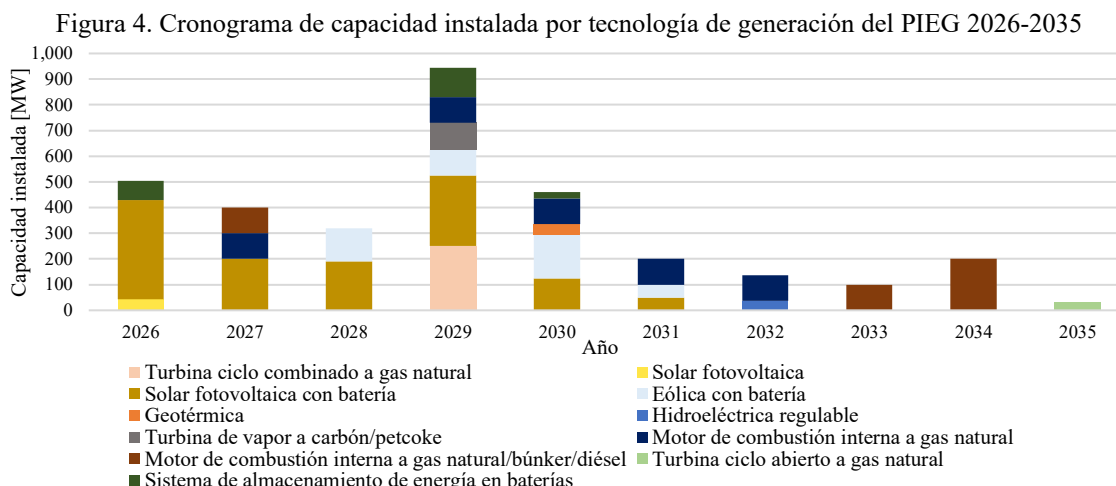
A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, el desempeño de cada escenario de expansión se evalúa mediante el indicador de costo medio del sistema. Este indicador se calcula dividiendo el costo total, el cual incluye la inversión y el costo operativo de cada escenario, entre la demanda total de energía eléctrica proyectada para el horizonte de estudio. Tanto los costos como la demanda son actualizados al año de referencia 2025, utilizando la tasa de descuento de 10.13%. Con este indicador se aplica el criterio de decisión de minimizar el máximo arrepentimiento. El procedimiento consiste en identificar, para cada escenario operativo, el menor costo medio observado y calcular la diferencia con respecto al costo medio de cada escenario de expansión. De esta manera, se determina la distancia relativa al mejor desempeño. Los resultados se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Matriz de arrepentimiento

| Escenario de Expansión | Escenario alto<br>[USD/MWh] | Escenario medio<br>[USD/MWh] | MÁX  |
|------------------------|-----------------------------|------------------------------|------|
| I                      | 1.28                        | 1.34                         | 1.34 |
| II                     | 0.36                        | 0.58                         | 0.58 |
| III                    | 0.06                        | 0.38                         | 0.38 |
| IV                     | 0.60                        | 1.15                         | 1.15 |
| V                      | 0.00                        | 0.00                         | 0.00 |
| VI                     | 0.22                        | 0.60                         | 0.60 |
| MÍN                    |                             |                              | 0.00 |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

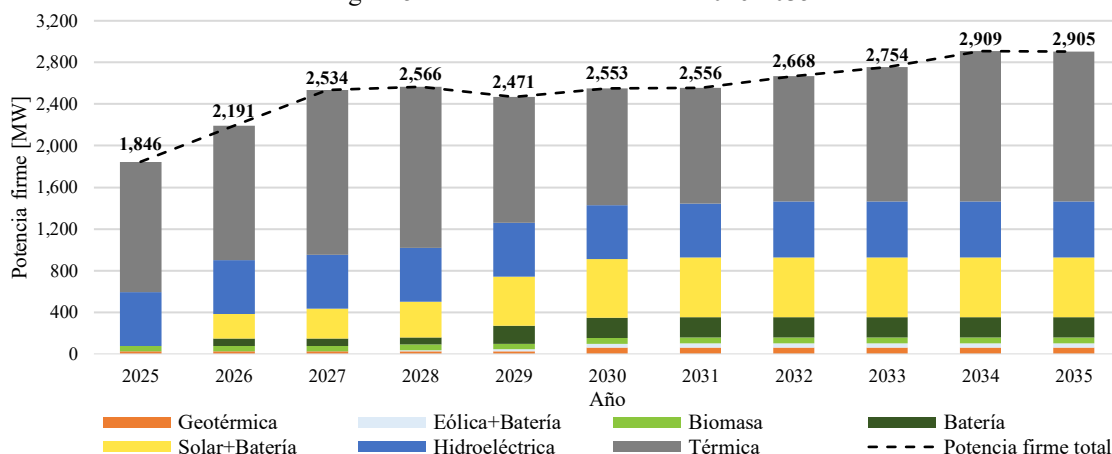
Determinadas las distancias relativas se identifica el valor máximo en ambos escenarios operativos y, a partir de estos, se selecciona el valor mínimo, que resulta en cero, lo cual representa el menor nivel de arrepentimiento. Bajo este criterio, el Escenario de Expansión V se perfila como la alternativa con mejor desempeño y, por lo tanto, se propone como el PIEG 2026-2035. Este escenario se caracteriza por considerar una proyección media del crecimiento de la demanda eléctrica, una proyección alta de los precios de los combustibles y una proyección avanzada para los costos de inversión y los costos fijos de O&M en tecnologías renovables variables y sistemas de almacenamiento en baterías. Asimismo, registra un costo total de inversión de 3,708.28 MUSD, el más bajo entre los demás escenarios de expansión. La propuesta de inversión contempla la instalación de 1,285 MW de capacidad térmica, 1,796.24 de capacidad renovable y 215 MW en sistemas de almacenamiento en baterías. Esta propuesta de expansión se distribuye en diferentes tecnologías de generación como se ilustra en la Figura 4.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Con esta capacidad instalada, la generación renovable realiza una contribución significativa a la potencia firme del sistema, llegando a superar el 50% de participación en algunos años del horizonte de estudio. Tal comportamiento se aprecia en la Figura 5, donde a partir del 2029, la participación renovable en la potencia firme adquiere mayor relevancia. Es importante destacar que este aporte proviene principalmente de sistemas híbridos, integrados por generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento en baterías.

Figura 5. Potencia firme del PIEG 2026-2035



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, tiene la responsabilidad de elaborar, cada dos años, el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), el cual debe comprender un horizonte de planificación de diez años. Este plan tiene como propósito identificar las mejores tecnologías de generación de energía eléctrica que podrían ser incorporadas en el sistema eléctrico nacional, con base en las necesidades futuras de energía y potencia, siguiendo las directrices estipuladas por el marco regulatorio vigente. Asimismo, el PIEG sirve como herramienta clave para orientar a los compradores del mercado eléctrico nacional y como insumo fundamental para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT). Este último, según lo estipulado en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), debe ser presentado a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su evaluación y aprobación.

En los últimos años, el parque de generación de energía eléctrica ha experimentado un crecimiento en su capacidad instalada. Para el 2021, el sistema de generación contaba con una capacidad total de 2,829.9 MW, la cual aumentó en aproximadamente 4.96% en 2022. Para 2023, la capacidad instalada alcanzó los 2,981.1 MW, incrementándose a 3,296.83 MW en 2024, impulsada principalmente por la incorporación de centrales térmicas de arrendamiento. Esta medida responde a la necesidad de atender el crecimiento acelerado de la demanda eléctrica y reducir el riesgo de déficit energético. En cuanto al comportamiento de la demanda eléctrica, durante el 2023 se registraron incrementos del 4.4% en el consumo de energía eléctrica y del 1.7%, en la demanda máxima de potencia, en comparación con los valores observados en 2022. Esa tendencia de crecimiento se intensificó en 2024, año en el que el consumo de energía eléctrica y la demanda máxima de potencia aumentaron en 7.2% y 7.1%, respectivamente, respecto a los niveles alcanzados en 2023.

A partir del análisis histórico del comportamiento del parque de generación y del crecimiento sostenido del consumo de energía eléctrica, se identifica la necesidad de proyectar la evolución del sistema eléctrico nacional en un horizonte de largo plazo, comprendido en diez años de estudio. En ese contexto, surge la motivación de formular un plan de expansión de la generación, orientado a contemplar la evolución prevista del parque de generación y el crecimiento de la demanda de energía eléctrica para determinar los posibles desafíos que el sistema eléctrico enfrentará durante el horizonte de estudio. Como resultado de este proceso de planificación, se espera identificar y proponer de manera oportuna las mejores señales de expansión en generación de energía eléctrica que atiendan criterios técnicos, económicos y ambientales para el desarrollo del sistema eléctrico nacional.

Por lo tanto, este informe presenta los principales hallazgos del proceso de planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica para el período 2026-2035. Asimismo, se describe el enfoque metodológico adoptado para la formulación del PIEG 2026-2035. Dicho enfoque incluye el desarrollo de metodologías para caracterizar y proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la estimación de la evolución de los precios de los combustibles, proyección de escenarios de generación renovable, incorporación de restricciones técnicas, y la incorporación de un conjunto de tecnologías candidatas basadas en iniciativas de desarrollo, evaluaciones del potencial de generación y tendencias regionales.

## 1.1 Objetivo

El objetivo principal del PIEG es indicar las mejores opciones de expansión de generación que permitan satisfacer la demanda futura de energía eléctrica al menor costo posible. Esta selección está sujeta a las características del consumo eléctrico nacional, así como a los aspectos técnicos y económicos de las centrales generadoras existentes y candidatas. Para alcanzar este objetivo, se han definido los siguientes objetivos específicos:

1. Definir un proceso para la planificación indicativa de la expansión de la generación de energía eléctrica, fundamentado en criterios técnicos, económicos y siguiendo directrices ambientales;

2. Definir el año base de estudio y proyectar el posible crecimiento de la demanda de energía eléctrica para el período 2026-2035, con el fin de identificar los requerimientos futuros de energía y potencia. Para ello, se implementa una metodología basada en técnicas estadísticas y de análisis de tendencias;
3. Caracterizar la variabilidad y comportamiento de la demanda de energía eléctrica, empleando una metodología para conformar días típicos y bloques representativos para determinar un equilibrio entre la precisión de la caracterización de la demanda y la conservación de la cronología temporal;
4. Construir y simular diferentes escenarios de generación renovable para el horizonte de planificación, considerando centrales basadas en recursos hidroeléctricos, solar fotovoltaico y eólico;
5. Realizar la proyección de los precios de los combustibles para el período 2026-2035;
6. Construir un conjunto de nuevas opciones de expansión, especificando características como recurso utilizado, tipo de tecnología, capacidades técnicas, el posible año mínimo de incorporación en el parque de generación y la representación de sus características operativas;
7. Estimar, de manera referencial, los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las tecnologías de generación;
8. Conformar una base de datos para realizar el estudio de planificación de la expansión de la generación;
9. Identificar casos de estudio para analizar diferentes escenarios de expansión para el horizonte 2026-2035;
10. Adoptar un criterio de decisión para identificar el mejor escenario de expansión de la generación.

## 1.2 Estructura del informe

El presente informe es estructurado de la siguiente forma:

El Capítulo 2 presenta el contexto legal e institucional del subsector eléctrico, argumentando las principales funciones de todas las entidades involucradas. Asimismo, se discute el marco legal correspondiente a la planificación del sistema eléctrico nacional.

En el Capítulo 3, se presenta el panorama del sistema eléctrico hondureño, destacando su evolución histórica y su estado actual. En este capítulo, se discute el comportamiento y la tendencia de la demanda de energía eléctrica, reflejando el consumo energético en cada región del país. Adicionalmente, se presenta un análisis de la evolución de la matriz de generación de energía eléctrica, resaltando la capacidad instalada y su producción por recurso.

El Capítulo 4 presenta las premisas y criterios adoptados para estructurar la base de datos utilizada para el estudio de planificación de la expansión de la generación. En este capítulo se abordan, principalmente, las prospectivas del parque de generación, las restricciones a considerar de la red de transmisión, la conformación del conjunto de candidatos de tecnologías de generación y sus costos referenciales de inversión.

El proceso metodológico para realizar la planificación de la expansión de la generación es presentado en el Capítulo 5, donde se argumenta la caracterización y la proyección de la demanda de energía eléctrica, la proyección a largo plazo de los precios de los combustibles, la generación de escenarios de producción renovable, y el modelamiento matemático de restricciones técnicas incorporadas al modelo de planificación.

Los escenarios de expansión y sus respectivos resultados se resumen en el Capítulo 6, donde se detallan los principales hallazgos asociados a cada propuesta. Este capítulo incluye evaluaciones operativas de los escenarios de expansión, orientadas a determinar el desempeño de cada propuesta. A partir de este análisis, se aplica un criterio de decisión para seleccionar el mejor escenario de expansión que conformará el PIEG 2026-2035. Finalmente, el Capítulo 7 engloba las conclusiones del presente trabajo, resaltando las principales características del proceso metodológico, así como los hallazgos más relevantes para el PIEG 2026-2035.



## 2 Marco legal e institucional del subsector eléctrico

La Ley General de la Industria Eléctrica (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. Además, el marco legal aplicable al subsector incluye reformas 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. Por lo tanto, este capítulo contextualiza el marco institucional, las funciones designadas a cada entidad y el marco legal para la planificación del sistema.

### 2.1 Marco institucional del subsector eléctrico

La LGIE designa a una entidad como la autoridad superior del subsector eléctrico, encargada de proponer al Poder Ejecutivo las políticas públicas que orienten las actividades del subsector. Mediante el decreto ejecutivo PCM-048-2017, publicado el 7 de agosto del 2017, se estableció en su Artículo 1 la creación de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico, como la entidad rectora del sector energético nacional y de los procesos de integración energética tanto regional como internacional.

El Artículo 3 de la LGIE establece la creación de la CREE como una entidad desconcentrada del Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica. La CREE cuenta con independencia funcional y presupuestaria, así como con facultades administrativas suficientes para garantizar su capacidad técnica y financiera necesaria, permitiéndole cumplir eficazmente con sus objetivos.

En el Artículo 9 de la LGIE, se establece la creación de una entidad independiente encargada de realizar la operación del sistema eléctrico, lo que llevó a la posterior definición del Operador del Sistema. Con la reforma de la LGIE a través de 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), se determina que el Operador del Sistema será una entidad de capital público, integrada en la estructura de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y reconocida como el CND. Además, se establece que el Operador del Sistema debe contar con la capacidad técnica necesaria para desempeñar las funciones que le asignan tanto la LGIE como sus Reglamentos. Bajo ese contexto, diferentes funciones son designadas a cada entidad para impulsar el desarrollo del subsector eléctrico. Estas funciones son discutidas en las siguientes subsecciones.

#### 2.1.1 Funciones de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía es responsable de proponer la estrategia energética nacional y desarrollar políticas para el crecimiento integral y sostenible del sector. Sus funciones incluyen formular, planificar, coordinar, ejecutar, monitorear y evaluar las estrategias y políticas energéticas. El sector energético comprende los sistemas de transformación, producción, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación del servicio público, así como otras iniciativas que fomenten la eficiencia económica, la competitividad, la modernización y el desarrollo del subsector eléctrico.

Asimismo, es importante resaltar que la SEN es encargada de la planificación energética de corto, mediano y largo plazo del país, alineada con la política energética nacional dentro del marco de un Plan de Nación y Visión de País. Además, tiene la tarea de desarrollar estrategias para incrementar y garantizar el acceso a las fuentes y servicios de energía para toda la población, actuando como un habilitador clave del desarrollo socioeconómico.

#### 2.1.2 Funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

El 30 de julio de 2015, la CREE inicia sus actividades de manera oficial a través de la designación de sus comisionados y, de acuerdo con la LGIE, sus funciones se describen a seguir:



- 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 a los usuarios regulados 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 eléctrico nacional**

En su calidad de operador del sistema, el CND tiene la responsabilidad principal de garantizar la continuidad del suministro eléctrico, asegurando la coordinación eficiente de la generación y transmisión al menor costo posible para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico. Además, supervisa y controla las operaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO).

Según la LGIE, el operador del sistema es responsable de planificar la expansión de la red de transmisión para garantizar un suministro eléctrico continuo, de calidad y al mínimo costo en el largo plazo. Para dicha función, el operador del sistema debe desarrollar la planificación indicativa de la expansión de la generación, la cual sirve como base para 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**

Según el Artículo 13, inciso B, de la LGIE, el operador del sistema tiene la obligación de elaborar, cada dos años, un Plan de Expansión de la Red de Transmisión con un horizonte de estudio de diez años. Para ello, debe desarrollar un Plan Indicativo de Expansión de la Generación, considerando tanto los generadores existentes como a los interesados en desarrollar nuevos proyectos. Una vez presentado el Plan de Expansión de la Red de Transmisión por parte del operador del sistema, la CREE deberá aprobarlo 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 establece que el Plan Indicativo de Expansión de la Generación debe tener como objetivo minimizar el costo de suministro de la demanda eléctrica a largo plazo, considerando las restricciones inherentes de las tecnologías de generación y garantizando un margen de reserva adecuado para la cobertura de la demanda.

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación constituye la base para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión y orienta a los agentes compradores sobre la necesidad de contratación. Además, el

Artículo 28 de la Ley Especial, en su literal D, establece que los plazos para contratar nuevas compras de capacidad y energía serán definidos por la ENEE con base en los planes de expansión elaborados por el CND.

Por su parte el Artículo 27 señala que el Plan de Expansión de la Red de Transmisión tiene como objetivo minimizar los costos de suministro de la demanda nacional, reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas del sistema de transmisión en el despacho económico. Para su desarrollo, se deben considerar la evolución proyectada de la demanda de energía eléctrica, las características del sistema de transmisión existente, así como las interconexiones y sus limitaciones.

## **2.3 Marco legal del mercado eléctrico regional**

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito por los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, estableció 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), que integra los sistemas eléctricos nacionales de los países firmantes del Tratado Marco. El mantenimiento de esta infraestructura está a cargo de la Empresa Propietaria de la Red (EPR). La administración técnica y comercial del MER se rige por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), mientras que la función reguladora es realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Por su parte, la coordinación de las actividades operativas y comerciales del MER se encuentra a cargo del Ente Operador Regional (EOR).

Entre las funciones técnicas del EOR, establecidas en el Capítulo 10, Libro III, del RMER se encuentra la planificación a largo plazo de la expansión de la red de transmisión regional. Para ello, el EOR debe considerar los planes de expansión de cada país proporcionados por los operadores nacionales del sistema y mercado.

### 3 Panorama del subsector eléctrico nacional

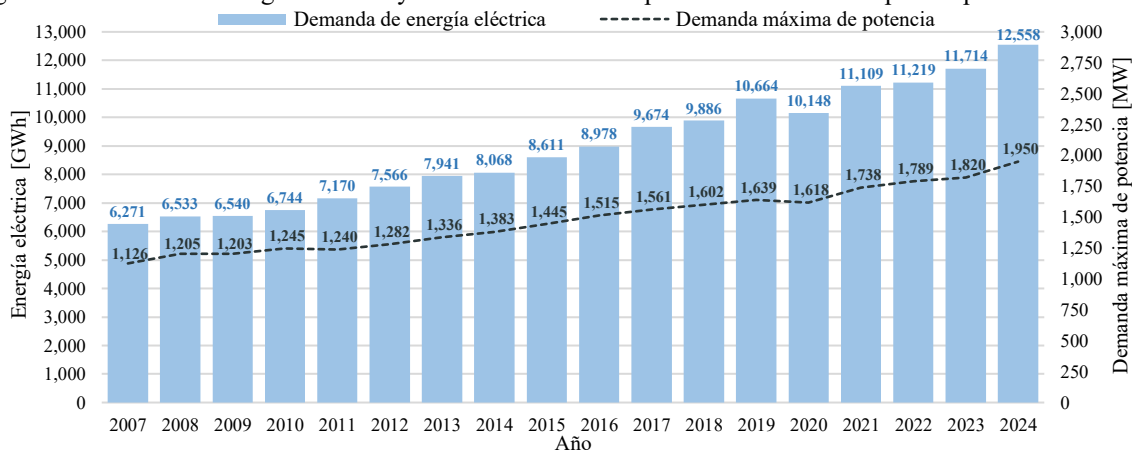
Previo a identificar las mejores señales de expansión del sistema de generación de energía eléctrica, es fundamental comprender la evolución y el estado actual del sistema eléctrico hondureño. Con el objetivo de proporcionar un contexto detallado, las siguientes secciones presentan un análisis del comportamiento, características, evolución y crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Asimismo, se examinan las fuentes de generación de energía eléctrica y la capacidad instalada de las distintas tecnologías de generación.

#### 3.1 Registro histórico del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

Basado en los registros históricos, la demanda de energía eléctrica ha mostrado un crecimiento sostenido y significativo. Al analizar la evolución del consumo eléctrico durante el período 2007-2024, como se ilustra en la Figura 6, se observa un crecimiento significativo, el cual pasó de 6,271 GWh en 2007 a 12,558 GWh en 2024. Este incremento refleja una tasa de crecimiento promedio anual del 3.93%. De manera similar, la demanda máxima de potencia suministrada ha mostrado una tendencia ascendente durante este período, aumentando de 1,126 MW en 2007 a 1,950 MW en 2024, lo que equivale a una tasa media de crecimiento anual alrededor del 3.10%.

Al analizar los registros de los últimos cuatro años, se observa que, en 2021, el consumo de energía eléctrica ascendió a 11,109 GWh, un crecimiento de 9.5% en comparación con 2020. Este incremento se atribuye, principalmente, al retorno progresivo de las actividades económicas posterior a las medidas de prevención y control de la propagación del Covid-19 adoptadas en 2020. En 2022, la demanda de energía eléctrica alcanzó 11,219 GWh, con un aumento del 1% respecto al año anterior. Análogamente, la demanda máxima de potencia en 2021 creció 7.4% respecto a 2020, mientras que en 2022 incrementó 2.9% en relación con 2021. Para 2023, la demanda de energía eléctrica ascendió a 11,714 GWh y la demanda máxima de potencia llegó a 1,820 MW, lo que representa incrementos del 4.4% y 1.7%, respectivamente, en comparación con 2022. Esta tendencia se acentuó en 2024, cuando se registró un consumo de energía eléctrica de 12,558 GWh y una demanda máxima de potencia de 1,950 MW, lo que representa incrementos del 7.2% y 7.1%, respectivamente, en comparación con 2023.

Figura 6. Demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia suministrada para el período 2007-2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND [1] y Boletines Estadísticos ENEE [2].

Mediante el análisis de los registros históricos, es posible identificar el momento en que se alcanza la demanda máxima de potencia suministrada en el SIN. Generalmente, estos valores se han registrado entre los meses de abril y mayo. No obstante, existen excepciones en dicha tendencia, como ser los años 2011 y 2020, donde la demanda máxima de potencia se registró en el mes de febrero, mientras que, en 2023, de forma atípica, el valor máximo se alcanzó en el mes de octubre. Estos registros se han producido principalmente en dos bloques temporales, situándose

entre las 11:00 y las 12:00 del mediodía, así como entre las 18:00 y 19:00 horas. En resumen, la Tabla 5 muestra, para cada año del período 2007-2024, el valor máximo registrado junto con la fecha y hora en que ocurrió.

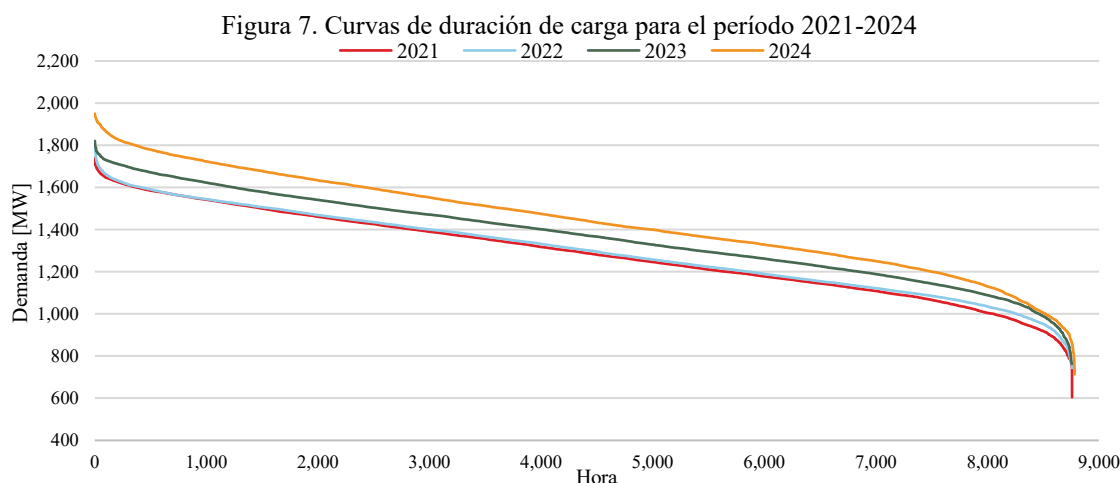
Tabla 5. Demanda máxima de potencia suministrada para el período 2007-2024

| Año  | Demanda máxima [MW] | Fecha      | Hora  |
|------|---------------------|------------|-------|
| 2007 | 1,126.00            | 18/04/2007 | 19:00 |
| 2008 | 1,205.00            | 07/04/2008 | 11:30 |
| 2009 | 1,203.00            | 27/05/2009 | 11:42 |
| 2010 | 1,245.00            | 26/04/2010 | 11:06 |
| 2011 | 1,240.00            | 28/02/2011 | 11:24 |
| 2012 | 1,282.00            | 07/05/2012 | 18:43 |
| 2013 | 1,336.00            | 02/04/2013 | 19:08 |
| 2014 | 1,383.00            | 08/05/2014 | 18:56 |
| 2015 | 1,445.00            | 27/04/2015 | 19:19 |
| 2016 | 1,514.79            | 23/05/2016 | 11:47 |
| 2017 | 1,560.50            | 03/04/2017 | 19:05 |
| 2018 | 1,602.00            | 24/04/2018 | 19:08 |
| 2019 | 1,639.40            | 14/05/2019 | 11:44 |
| 2020 | 1,618.31            | 26/02/2020 | 19:04 |
| 2021 | 1,738.28            | 19/05/2021 | 18:55 |
| 2022 | 1,788.83            | 07/04/2022 | 11:57 |
| 2023 | 1,819.95            | 11/10/2023 | 18:28 |
| 2024 | 1,949.76            | 27/05/2024 | 12:13 |

Fuente: Elaboración propia con información de [1] y [2].

### 3.2 Análisis del comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica

Para analizar el comportamiento histórico, los registros de demanda máxima horaria suministrada del período 2021-2024 se ordenan de forma descendente para cada año, generando las correspondientes curvas de duración de carga presentadas en la Figura 7. En 2021, la demanda superó los 1,700 MW en 11 ocasiones y los 1,600 MW en 370 ocasiones. En 2022, excedió los 1,700 MW en 37 ocasiones y los 1,600 MW en 417 ocasiones. En 2023, la demanda alcanzó 1,800 MW en únicamente 3 ocasiones, mientras que, en 2024 este umbral fue superado en 359 ocasiones. Adicionalmente, durante el 2024, se registraron 44 ocasiones con demanda superior a los 1,900 MW.

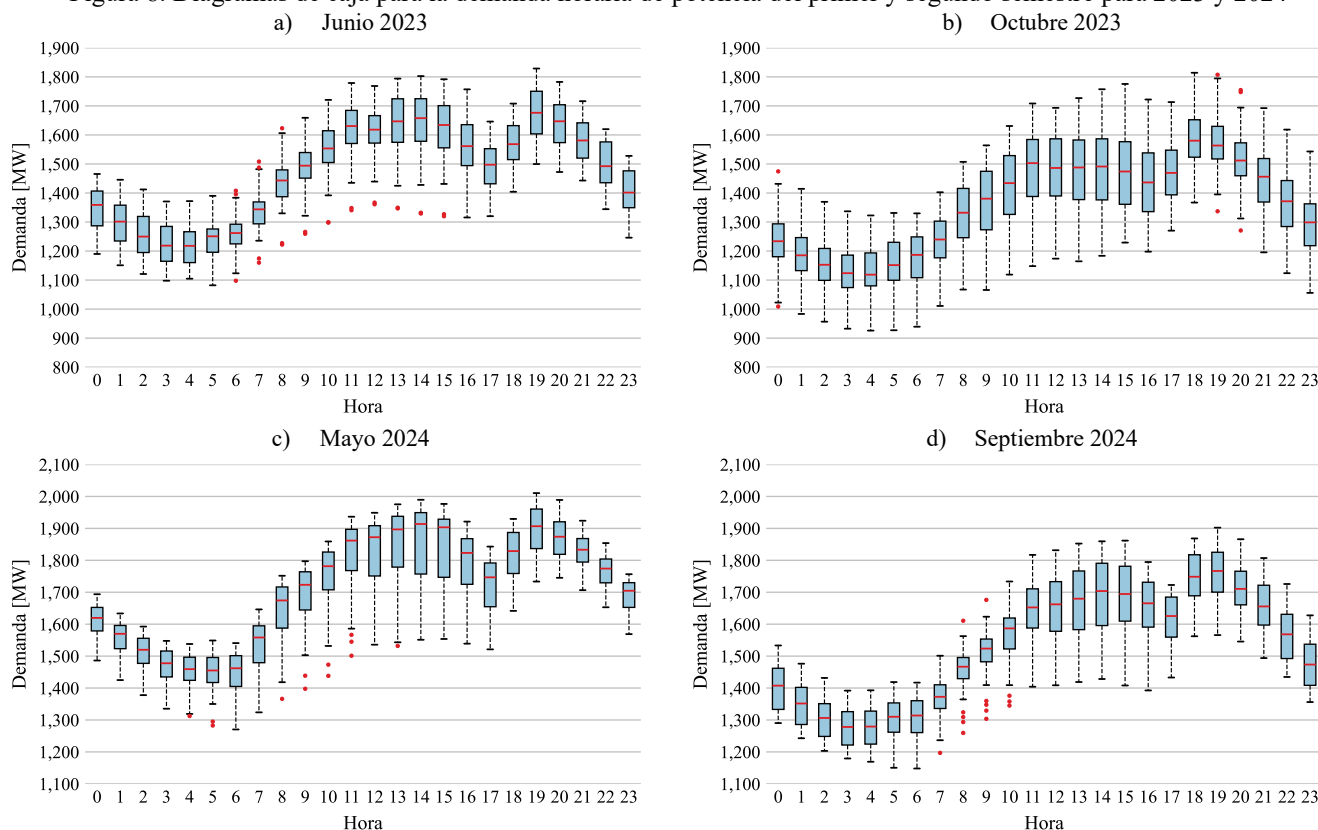


Fuente: Elaboración propia con información del CND.

Por otra parte, para estudiar el comportamiento y la variación mensual de la demanda de energía eléctrica, se realiza una comparación entre los años 2023 y 2024, la cual se ilustra en la Figura 8. En ambos casos, los registros horarios de la demanda eléctrica total se agrupan considerando el mes donde ocurrió la demanda máxima de potencia en el primer y segundo semestre de cada año. A partir de estos diagramas, es posible observar la distribución horaria de la demanda eléctrica y su variabilidad, definiendo así un comportamiento característico.

Analizando el mes de demanda máxima para el primer semestre de 2023, ilustrada en la Figura 8-(a), la demanda superó los 1,800 MW. Para mayo de 2024, registro presentado en la Figura 8-(c), la demanda superó los 2,000 MW. Respecto al segundo semestre, en octubre de 2023 los registros fueron inferiores a los contabilizados en junio, siendo que la demanda superó ligeramente los 1,800 MW, según se muestra en la Figura 8-(b). Finalmente, en la Figura 8-(d) se observa que en septiembre de 2024 la demanda ronda los 1,900 MW en el período nocturno.

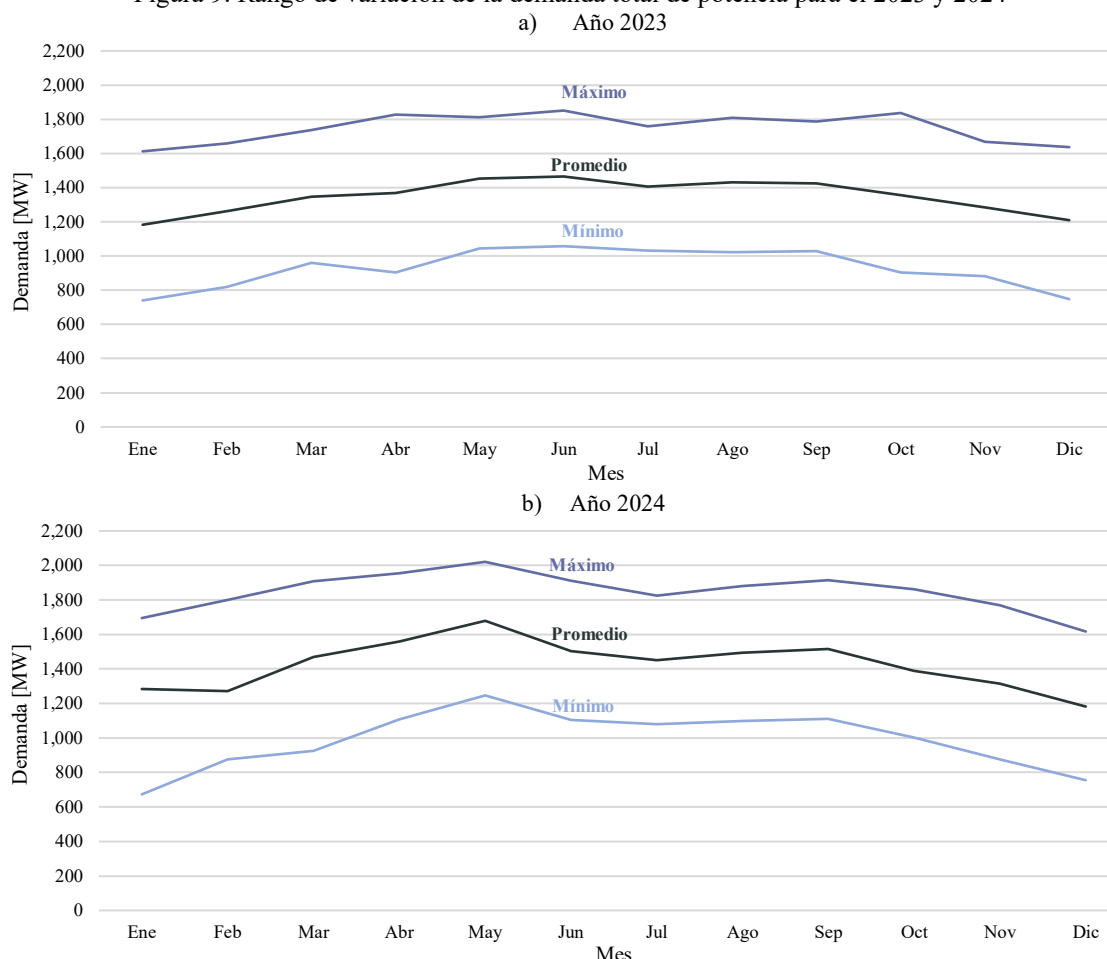
Figura 8. Diagramas de caja para la demanda horaria de potencia del primer y segundo semestre para 2023 y 2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND.

La Figura 9 ilustra el comportamiento mensual de la demanda total de potencia, mostrando los valores máximos, promedios y mínimos para los años 2023 y 2024. En la Figura 9-(a) se observa que la demanda máxima de 2023 se registró en junio, mientras que la mínima ocurrió en enero. Por su parte, la Figura 9-(b) muestra que en 2024 el valor máximo de demanda se alcanzó en mayo y el mínimo en enero.

Figura 9. Rango de variación de la demanda total de potencia para el 2023 y 2024



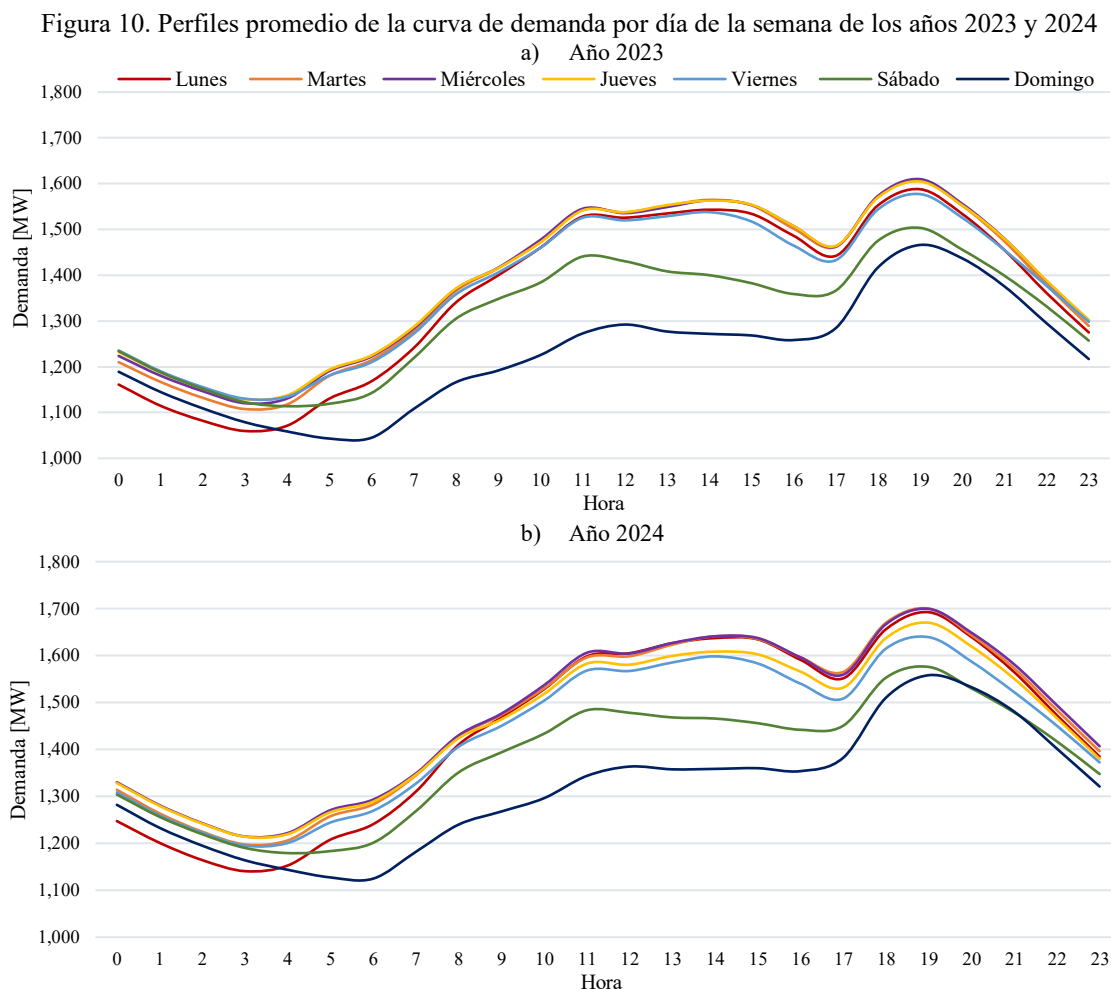
Fuente: Elaboración propia con información del CND.

Para complementar la información presentada en las figuras anteriores, la Tabla 6 muestra los rangos de variación de forma trimestral de la demanda total registrada durante el período 2021-2024, considerando tanto la demanda suministrada como la no suministrada.

| Período             | 2021            | 2022            | 2023              | 2024              |
|---------------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|
| Enero a marzo       | 714 ≤ d ≤ 1,682 | 736 ≤ d ≤ 1,704 | 740 ≤ d ≤ 1,736   | 673 ≤ d ≤ 1,909   |
| Abril a junio       | 728 ≤ d ≤ 1,758 | 946 ≤ d ≤ 1,809 | 902 ≤ d ≤ 1,851   | 1,106 ≤ d ≤ 2,021 |
| Julio a septiembre  | 736 ≤ d ≤ 1,705 | 946 ≤ d ≤ 1,675 | 1,024 ≤ d ≤ 1,810 | 1,079 ≤ d ≤ 1,915 |
| Octubre a diciembre | 703 ≤ d ≤ 1,728 | 724 ≤ d ≤ 1,697 | 749 ≤ d ≤ 1,837   | 756 ≤ d ≤ 1,862   |

Fuente: Elaboración propia con información del CND.

Para ilustrar el comportamiento de la demanda eléctrica, la Figura 10 presenta las curvas promedio horarias para la demanda total, agrupadas por día de semana correspondientes a los años 2023 y 2024. A partir de estas figuras, se evidencia que la demanda sigue un patrón de consumo similar de lunes a viernes, destacando diferencias considerables con respecto a los sábados y domingos. En ambas figuras, se percibe que la mayor exigencia de potencia suele registrarse en el horario nocturno, situándose generalmente en las 19 horas. Al analizar la Figura 10-(a), se observa que en 2023 la demanda máxima de potencia durante el período diurno se registró el martes, mientras que la demanda máxima correspondiente al período nocturno ocurrió el miércoles. En contraste, los registros de 2024, en la Figura 10-(b), muestran que tanto la demanda máxima diurna como la nocturna se presentó el martes.



Fuente: Elaboración propia con información del CND.

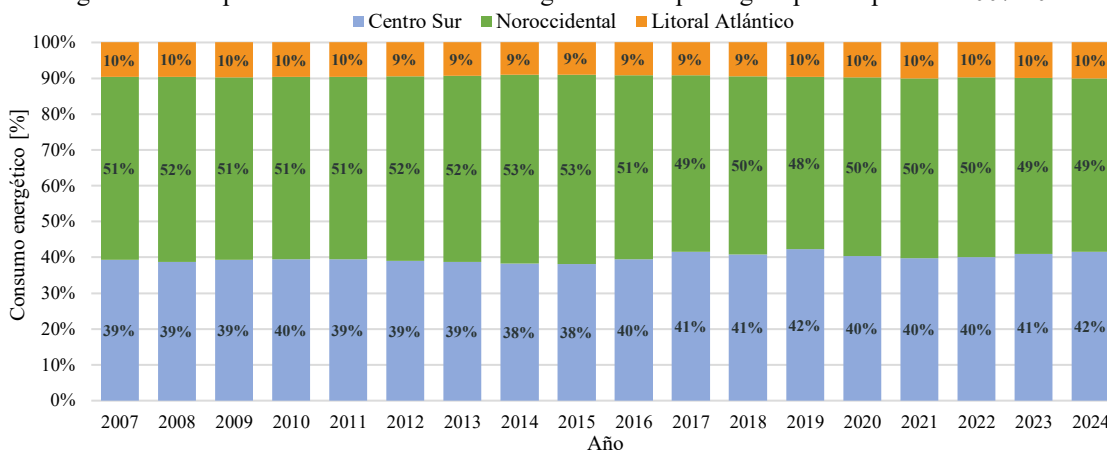
### 3.3 Descripción del consumo eléctrico por región

El consumo del sistema eléctrico nacional se concentra en tres regiones, la Noroccidental, Centro Sur y Litoral Atlántico. De acuerdo con los datos de energía vendida publicados en los informes estadísticos de la ENEE [2], la región Noroccidental registra el mayor consumo de energía eléctrica del país. Esta región abarca los departamentos de Cortés, Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque, Lempira y parte de Yoro. En segundo lugar, se encuentra la región Centro Sur, la cual comprende los departamentos de Francisco Morazán, El Paraíso, Olancho, Choluteca, Valle, La Paz, Comayagua e Intibucá. Finalmente, la región Litoral Atlántico, conformada por los departamentos de Atlántida, Colón y parte de Yoro, representa el tercer nivel de consumo.

La Figura 11 ilustra el consumo de energía eléctrica por región durante el período 2007-2024. Al analizar esta composición, se identifica que alrededor del 50% del consumo nacional se concentra en la región Noroccidental, mientras que las regiones Centro Sur y Litoral Atlántico representan cerca del 40% y el 10%, respectivamente.



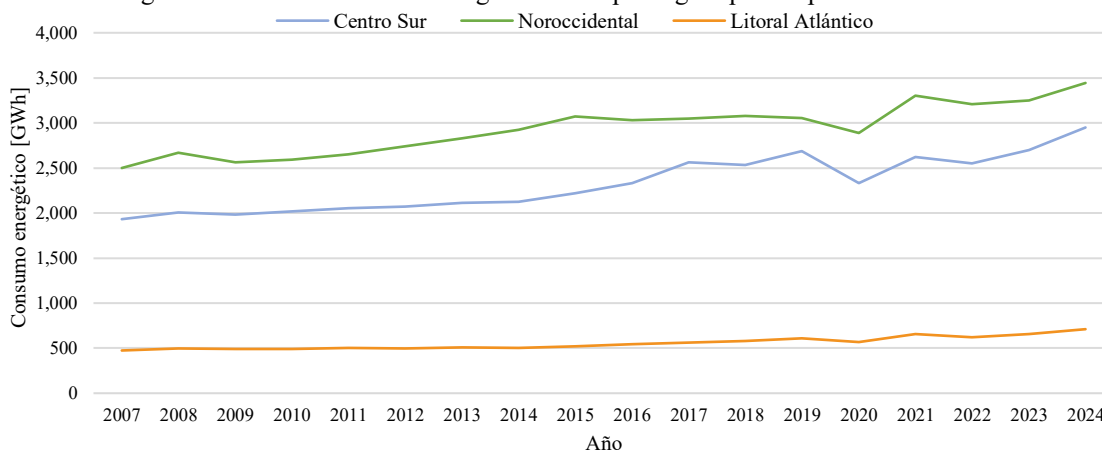
Figura 11. Composición del consumo de energía eléctrica por región para el período 2007-2024



Fuente: Elaboración propia con información de los Boletines Estadísticos ENEE [2].

En el año 2023, el consumo de energía eléctrica presentó un crecimiento moderado en comparación con 2022, donde la región Litoral Atlántico registró un incremento del 5%, la región Noroccidental del 1% y la región Centro Sur un 6%. Para 2024, esa tendencia se intensificó con aumentos más pronunciados, en la región Litoral Atlántico se presentó un crecimiento del 9%, mientras que un aumento del 6% se registró en la región Noroccidental y, finalmente, para la región Centro Sur se obtuvo un incremento del 9%, respecto al año anterior. En resumen, la Figura 12 ilustra esta tendencia para el período 2007-2024.

Figura 12. Consumo total de energía eléctrica por región para el período 2007-2024



Fuente: Elaboración propia con información de los Boletines Estadísticos ENEE [2].

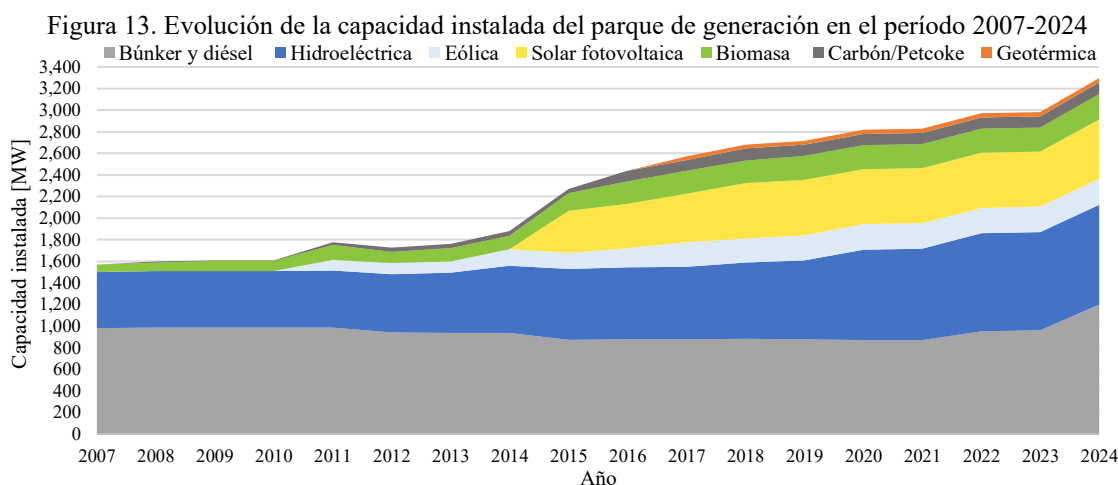
### 3.4 Evolución de la matriz de generación de energía eléctrica

La matriz de generación de energía eléctrica de Honduras ha experimentado una evolución significativa dentro del período 2007-2024, definida por la incorporación progresiva de nuevas tecnologías. De acuerdo con los informes estadísticos de la ENEE [2], en 2007 el sistema eléctrico nacional contaba con una capacidad instalada total de 1,568.4 MW, de los cuales el 62.5% correspondía a centrales térmicas, el 33.1% a generación hidroeléctrica y un 4.3% a plantas de biomasa. Para el 2008, se incorporó una central térmica a base de carbón, representando apenas el 0.5% de los 1,597.1 MW instalados en ese año. Un hito importante se produjo en 2011, con la instalación de 102 MW de centrales eólicas, alcanzando una capacidad instalada total de 1,773.7 MW.

Para el 2015, se integraron 388 MW en centrales solares, representando el 17.1% de los 2,268.1 MW instalados para ese año, siendo este el avance más significativo en términos de capacidad instalada. Además, se resalta la

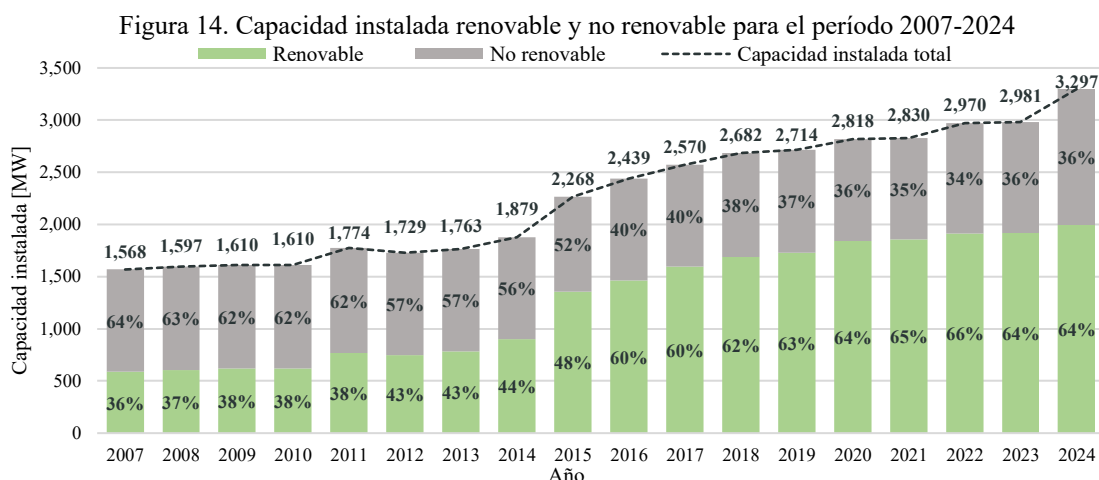
incorporación de una planta geotérmica de 35 MW en 2017, que en su momento representaba el 1.4% de los 2,571.3 MW de capacidad instalada. En 2018 la capacidad total instalada alcanzó los 2,682.4 MW, aumentando a 2,714.1 MW en el 2019, este incremento del 1.18% es resultado de la incorporación de la central La Ensenada y al aumento de capacidad de la central hidroeléctrica La Vegona. En 2020, la capacidad instalada alcanzó los 2,817.8 MW, destacando la entrada en operación de la central hidroeléctrica Patuca III con 104 MW, lo que representó un incremento del 14.8% en la capacidad hidroeléctrica y un 3.82% de la capacidad total instalada respecto al 2019.

Para el 2021 se contaba con 2,829.9 MW de capacidad instalada, la cual en el 2022 incrementó en 4.96%, registrando 2,970.4 MW. En 2023 se registró un leve crecimiento para las centrales hidroeléctricas y térmicas de 0.23% y 0.89%, respectivamente, lo que totalizaría 2,981.1 MW. Finalmente, en 2024 se alcanzaron los 3,296.83 MW, con un crecimiento anual de 10.59%. En síntesis, la Figura 13 ilustra la evolución de la capacidad instalada de cada fuente de generación para el período 2007-2024.



Fuente: Elaboración propia con boletines estadísticos ENEE [2] e información del CND [3].

Al analizar el período 2007-2014, se observa que la capacidad instalada del sistema eléctrico estuvo predominantemente compuesta por tecnologías no renovables, las cuales representaban más del 50% del total. No obstante, a partir del 2011 se produjo un cambio en la matriz de generación, impulsado por la incorporación de centrales eólicas. Esta transformación se consolidó en 2015 con la entrada en operación de las centrales fotovoltaicas, lo que permitió que la participación de fuentes renovables alcanzará el 60% de la capacidad instalada. Este cambio estructural se ha sostenido en el tiempo, respaldado por una tasa de crecimiento anual promedio cercana al 7% en la instalación de nuevas plantas renovables. Para 2024, la composición de la capacidad instalada se mantiene con un 61% proveniente de fuentes renovables y un 39% de fuentes no renovables. La Figura 14 muestra el porcentaje correspondiente a la capacidad instalada renovable y no renovable para dicho período.

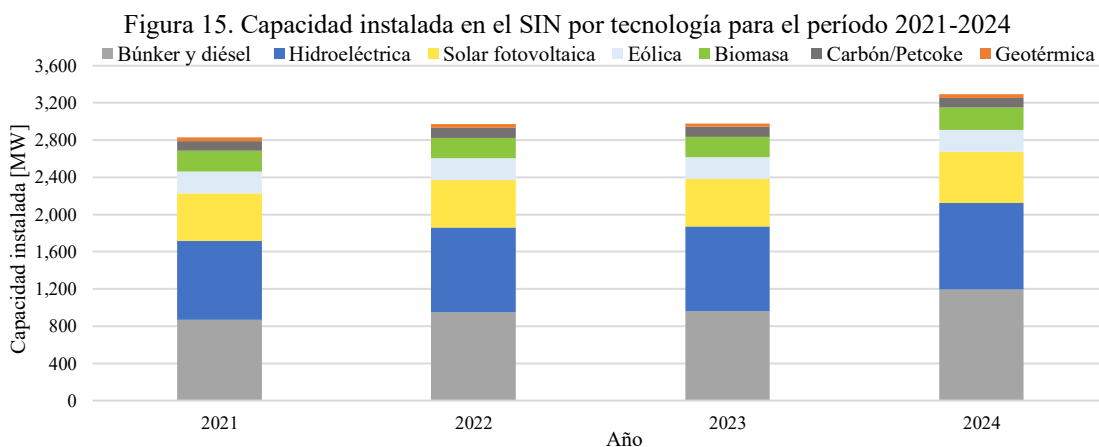


Fuente: Elaboración propia con boletines estadísticos ENEE [2] e información del CND [3].

Para brindar un panorama detallado sobre la evolución reciente de la capacidad instalada del sistema de generación de energía eléctrica, la Figura 15 presenta la capacidad instalada para el período 2021-2024. Durante este período, el crecimiento se ha concentrado principalmente en centrales térmicas. En 2021, se amplió la capacidad instalada de la central hidroeléctrica Ojo de Agua (SHOL), la cual alcanzó un total de 40 MW. En 2022, se incorporó la central hidroeléctrica Arenal, representando el 30.62% de la capacidad hidroeléctrica total instalada en ese año.

Para 2023 y 2024 se incorporó la Central Térmica Villanueva y la Central Brassavola, respectivamente. Asimismo, como medida inmediata para enfrentar el crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica, plantas térmicas han sido arrendadas en distintos puntos del país. Para 2024, se integraron tres centrales de arrendamiento, totalizando una capacidad de 53 MW. Adicionalmente, se han registrado incrementos de capacidad en centrales térmicas existentes, tales como Laeisz Juticalpa, la Planta Térmica Laeisz y Térmica Villanueva, lo cual ha contribuido a un aumento sustancial de la capacidad térmica. Como resultado, en 2024 la capacidad instalada de generación termoeléctrica ha experimentado un crecimiento del 24.85% con respecto al año 2023.

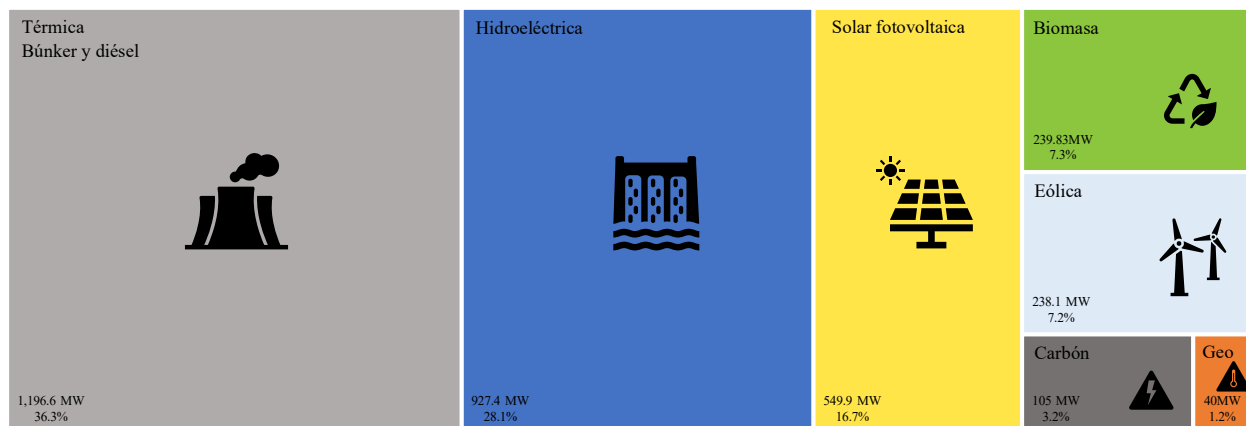
Dentro del ámbito de la generación basada en recursos renovables, en 2024 se destaca la incorporación de la central solar fotovoltaica Cihessa, con una capacidad de 25 MW, representando un incremento del 7.66% respecto al 2023. En contraste, las tecnologías eólicas, biomasa, carbón y geotérmica no han registrado incorporaciones significativas durante este período. Basado en esta descripción, la Figura 15 ilustra para el período 2021-2024 los incrementos realizados en la capacidad instalada de generación de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con boletines estadísticos ENEE [2] e información del CND [3].

De acuerdo con el informe de planificación operativa de largo plazo del CND [3], la capacidad instalada del sistema de generación asciende a 3,296.83 MW, clasificada según su fuente energética como se muestra en la Figura 16. De este total, el 39.5% (1,301.6 MW) corresponde a generación termoeléctrica basada en combustibles fósiles, distribuida en 1,196.6 MW provenientes de plantas que operan con búnker y diésel, y 105 MW de una planta a base de carbón. Por su parte, las fuentes renovables representan el 60.5% de la capacidad instalada. La generación hidroeléctrica (regulable y no regulable) aporta el 28.1%, la solar fotovoltaica el 16.7%, la eólica el 7.2%, la biomasa el 7.3%, mientras que la única central geotérmica en operación contribuye con el 1.2%.

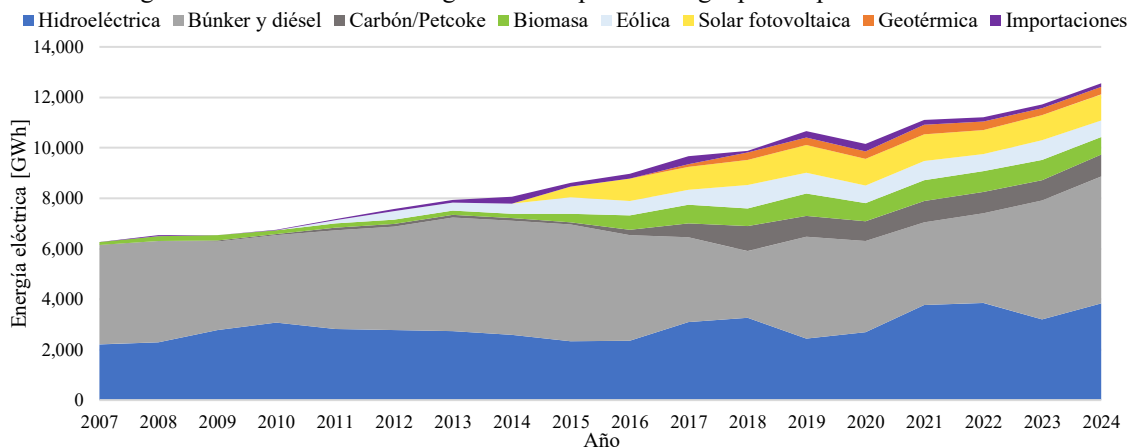
Figura 16. Capacidad instalada del parque de generación de energía eléctrica en 2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND [3].

Complementando la información presentada en las figuras anteriores, la Figura 17 muestra la evolución de la generación de energía eléctrica por tipo de recurso energético durante el período 2007–2024. Entre 2007 y 2010, la generación de energía estuvo dominada por centrales hidroeléctricas y térmicas. A partir del año 2011, se incorporan las primeras centrales eólicas a la matriz de generación, y en 2015 se suman las centrales solares fotovoltaicas, las cuales en su primer año de operación representaron aproximadamente el 5% de la generación total. Además, es relevante destacar el papel que han tenido las importaciones y exportaciones de energía eléctrica a través del MER con los países vecinos Guatemala, El Salvador y Nicaragua. En 2015, las importaciones alcanzaron 151.7 GWh y en 2017, esta cifra prácticamente se duplicó alcanzando los 328.6 GWh.

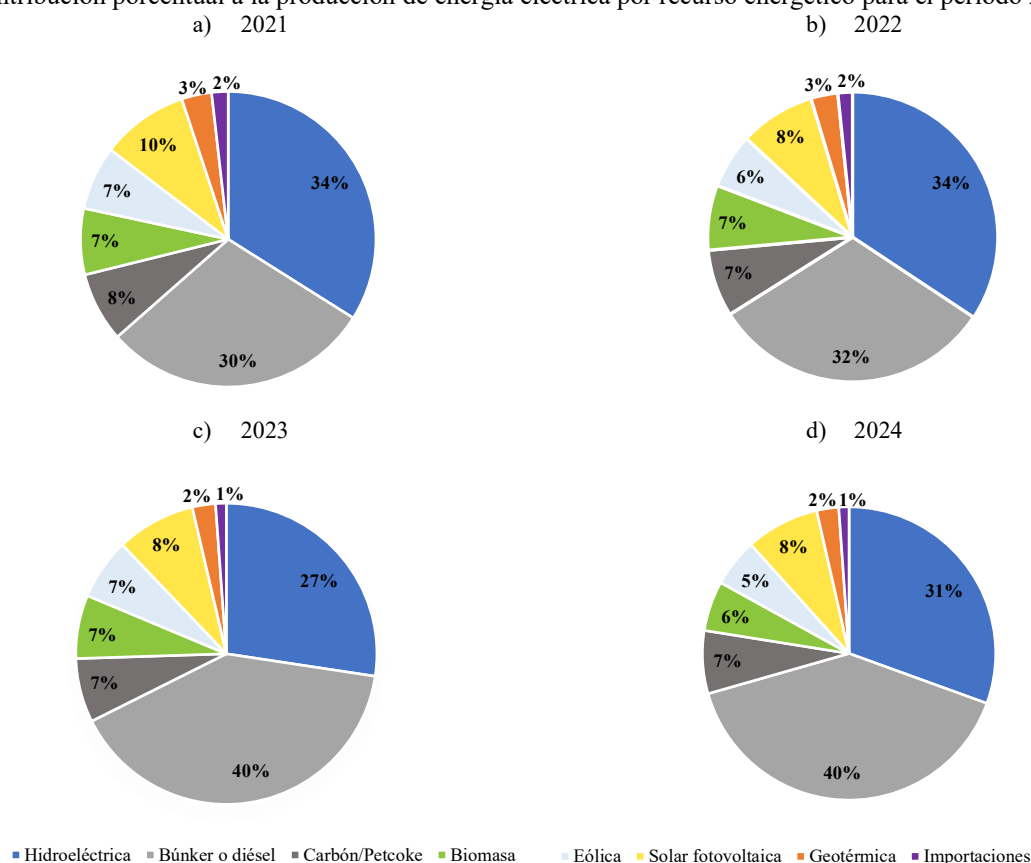
Figura 17. Generación de energía eléctrica por tecnología para el período 2007-2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND [1] y boletines estadísticos ENEE [2].

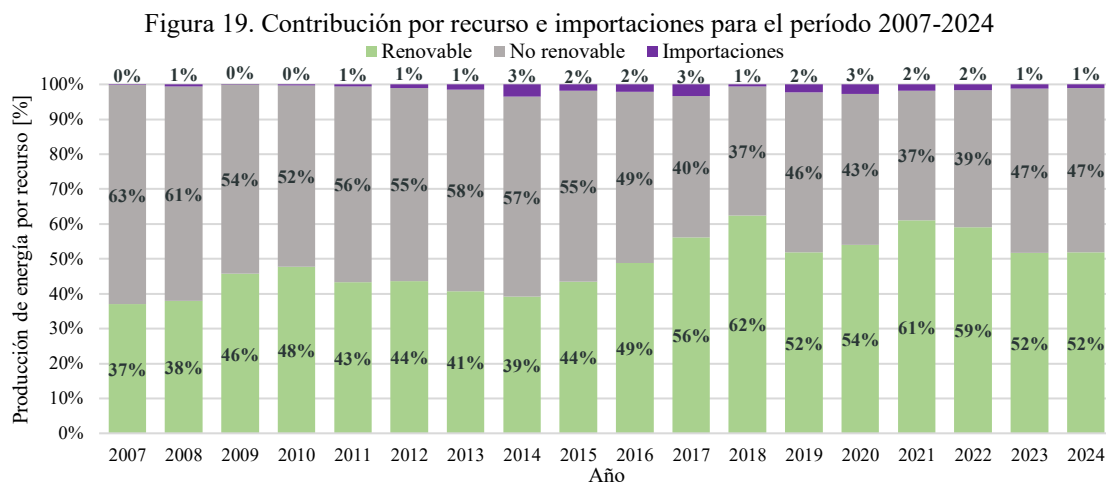
Adicionalmente, los gráficos circulares en la Figura 18 presentan la contribución por recurso a la producción de energía eléctrica del país durante el período 2021-2024. En relación con la producción para el año 2024, esta se integra por una mayor proporción de centrales térmicas basadas en combustible fósil, representando un 47% de la producción total. De este 47%, el 7% corresponde a centrales a base de carbón/petcoke y el 40% a centrales que operan con búnker o diésel. En segundo lugar, se encuentra la generación hidroeléctrica con 31% de la producción total. La generación solar fotovoltaica y eólica aportaron 8% y 5%, respectivamente. Finalmente, el resto de la producción proviene de centrales de biomasa con un aporte de 6%, la geotermia con 2% y un 1% de importaciones.

Figura 18. Contribución porcentual a la producción de energía eléctrica por recurso energético para el período 2021-2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND [1].

Desde otra perspectiva, la Figura 19 presenta la producción de energía eléctrica agrupada según su fuente primaria: recursos renovables, no renovables e importaciones. A partir del 2017, se observa que la generación de energía eléctrica proveniente de recursos renovables supera a la generación basada en recursos no renovables.



Fuente: Elaboración propia con información del CND y boletines estadísticos ENEE [2].

### 3.5 Mercado eléctrico de oportunidad nacional

El mercado eléctrico nacional se estructura como un mercado mayorista de electricidad compuesto por un mercado de contratos y un mercado de oportunidad. El MEO, se define como el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo realizadas por centrales autorizadas para participar en este, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista [4]. La participación de estas centrales se enmarca en el predespacho nacional, el cual depende del despacho económico de cada período del mercado, considerando el cálculo de los precios nodales de cada central generadora conforme a la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (NT-MEO) [5].

Las centrales que operan en el MEO pueden presentar ofertas de venta de energía al MER, administrado por el EOR, conforme a lo establecido en el RMER [6]. Su participación está condicionada a que la energía sea inyectada por agentes autorizados para realizar dichas transacciones, cuya energía provendrá de generación no despachada o despachada parcialmente, y que no forme parte de la reserva requerida en el predespacho nacional.

Las centrales generadoras que participan en el MEO se presentan en la Tabla 7, información actualizada hasta mayo de 2025. En dicho mercado participan 26 centrales generadoras, las cuales están habilitadas para realizar transacciones dentro del mercado eléctrico nacional.

Tabla 7. Centrales generadoras que participan en el mercado eléctrico de oportunidad

| Central generadora    | Tecnología     | Central generadora  | Tecnología     |
|-----------------------|----------------|---------------------|----------------|
| Laeisz Juticalpa      | Térmica        | Mangungo            | Hidroeléctrica |
| La Esperanza (CISA)   | Hidroeléctrica | La Gloria           | Hidroeléctrica |
| Geoplatanares         | Geotérmica     | Cuyamapa            | Hidroeléctrica |
| Peña Blanca           | Hidroeléctrica | Ecopalsa            | Biomasa        |
| Río Blanco            | Hidroeléctrica | Azunosa             | Biomasa        |
| Churune               | Hidroeléctrica | Cahsa               | Biomasa        |
| Planta Térmica Laeisz | Térmica        | Emce Choloma        | Térmica        |
| Pecsa                 | Térmica        | Térmica Villanueva  | Térmica        |
| El Faro               | Térmica        | Fray Lázaro         | Solar          |
| Zacapa                | Hidroeléctrica | Laeisz La Ensenada  | Térmica        |
| Cececapa              | Hidroeléctrica | Cihessa             | Solar          |
| Lufussa Valle         | Térmica        | Babilonia           | Hidroeléctrica |
| Elcosa                | Térmica        | Laeisz La Esperanza | Térmica        |

Fuente: Elaboración propia con información del CND.

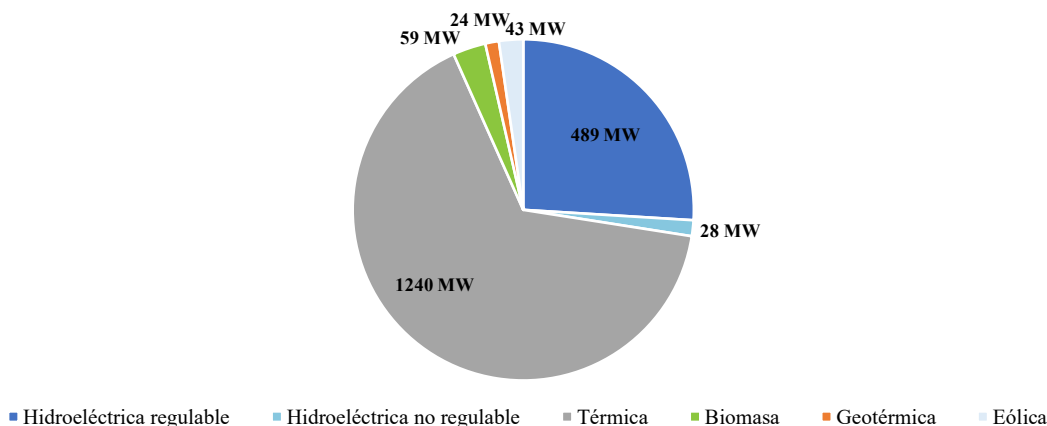
### 3.6 Potencia firme del sistema

De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF) [7], se entiende por potencia firme de una central generadora a la cantidad de potencia que dicha unidad puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de confiabilidad, específicamente durante las horas del período crítico del sistema. Estas horas corresponden a los momentos de mayor exigencia operativa, definidos por la suma de la energía generada por las centrales térmicas, la energía importada sin respaldo de contratos firmes y la energía no suministrada debido al déficit de capacidad de generación frente a la demanda de energía eléctrica. Esta suma total se denomina como el máximo requerimiento térmico del sistema y constituye la base para identificar las condiciones más exigentes en términos de disponibilidad de potencia firme.

La determinación de la potencia firme se realiza conforme a la metodología establecida en la NT-PF, la cual varía según el tipo de tecnología de generación. Para el caso de las centrales térmicas, geotérmicas y de biomasa, su cálculo se determina siguiendo el Artículo 13. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación y con capacidad de regulación diaria o semanal se determina conforme a lo establecido en el Artículo 15. En el caso de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, estas se rigen por el Artículo 16, mientras que, las hidroeléctricas con capacidad de regulación mensual, anual o plurianual siguen el procedimiento establecido en el Artículo 17 [7].

Aplicando el procedimiento expuesto en la NT-PF, los resultados se presentan en el *Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras – Actualización mayo 2025*, elaborado por el CND [8]. Para 2025, la Figura 20 muestra que el sistema eléctrico cuenta con una potencia firme total de 1,882.94 MW. De esta capacidad, el principal aporte proviene de las centrales térmicas, seguido de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación.

Figura 20. Potencia firme por tecnología para el año 2025



Fuente: Elaboración propia con información del CND [8].

### 3.7 Mercado eléctrico regional

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer protocolo, ratificados entre 1997 y 1998 por los respectivos congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, sentaron las bases para la creación de los organismos regionales de operación y regulación del MER. A través de estos instrumentos, se establecieron el EOR y la CRIE, respectivamente [9]. Asimismo, este tratado designó a la EPR para el desarrollo de la infraestructura del primer sistema de interconexión regional [10].

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 [9].

El SIEPAC, bajo el desarrollo y operación por parte de la EPR, consta de aproximadamente 1,796.2 kilómetros de líneas de transmisión a un nivel de 230 kV que interconectan 20 subestaciones, mediante 28 bahías de acceso y además se incluyen equipos de compensación reactiva. En la Figura 21, se ilustran las interconexiones que conforman el SIEPAC, estableciendo así la conexión entre los países firmantes del tratado [10].

Se destaca que la interconexión a 400 kV entre la subestación Los Brillantes 400/230 kV en el área de control de Guatemala y la frontera con México no es considerada como parte de la RTR, se ha ilustrado en la figura únicamente para fines informativos. Asimismo, la conexión entre la subestación Panamá II y Cerro Matoso que indica la intensión de una interconexión futura con Sudamérica.

Figura 21. Sistema de interconexión eléctrica para los países de América Central



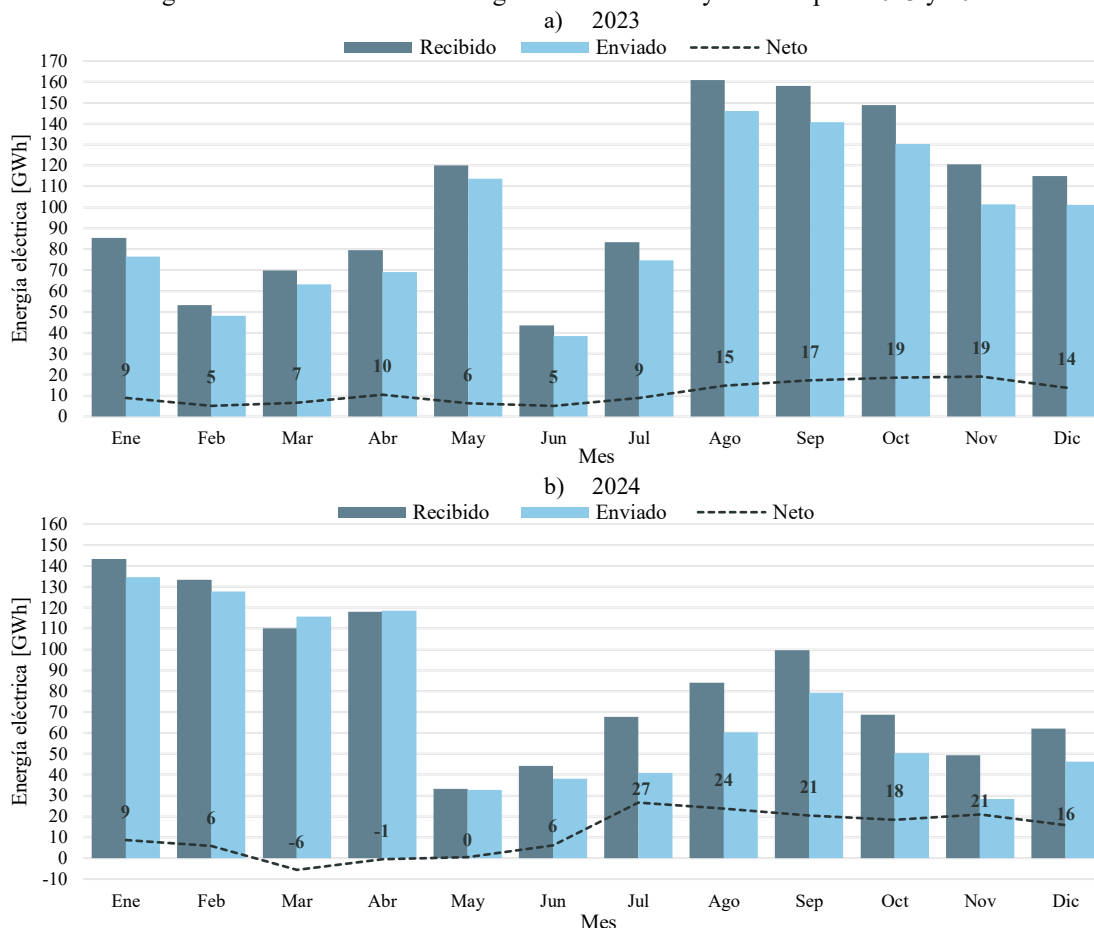
Fuente: Elaboración propia con información del EOR [9].

Honduras se encuentra interconectada eléctricamente con los países vecinos mediante diversas líneas de transmisión que forman parte del MER. La conexión con Guatemala se realiza a través de la línea de transmisión entre las subestaciones La Entrada Copán y Panaluya. Con El Salvador, el país cuenta con dos interconexiones, una desde la subestación Agua Caliente y la otra desde Nueva Nacaome, ambas hacia la subestación 15 de septiembre. Para la conexión con Nicaragua, existen dos líneas de interconexión, siendo la primera desde Agua Caliente hacia la subestación Sandino, mientras que la segunda se conforma desde Prados hacia León I.

Estas infraestructuras permiten a Honduras participar activamente en el MER mediante transacciones de importación y exportación de energía, así como servir de punto de tránsito para intercambios entre otros países miembros del sistema. De acuerdo con la resolución emitida por la CRIE en [9], la capacidad operativa de intercambio entre países dentro del MER debe ser, como máximo, de 300 MW. Sin embargo, para garantizar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM), las transferencias de energía entre los sistemas eléctricos nacionales están sujetas a límites operativos que son establecidos periódicamente por el EOR, considerando las condiciones técnicas y de seguridad del sistema interconectado.

Basado en las estadísticas de intercambios regionales, en 2023 Honduras registró un total de 1,238.2 GWh recibidos a través del MER y exportó 1,103.5 GWh, lo que resultó en un valor neto de 134.7 GWh. Para 2024, las importaciones alcanzaron los 1,013.3 GWh, mientras que las exportaciones fueron de 872.5 GWh, generando un valor neto de 140.9 GWh. La Figura 22 presenta la evolución mensual de estas transacciones regionales.

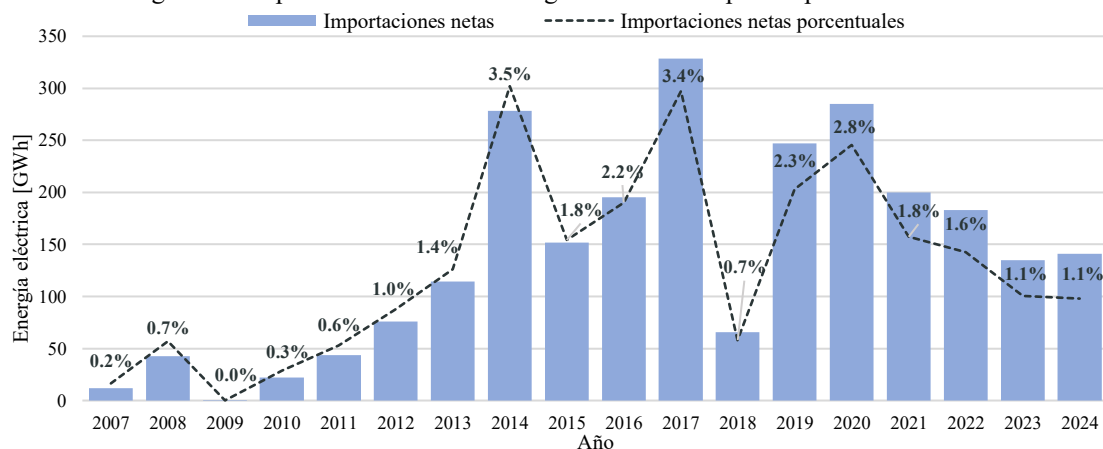
Figura 22. Transacciones de energía entre Honduras y el MER para 2023 y 2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND [1].

Durante el año 2023, la Figura 22-(a) muestra que el saldo neto de los porteos en el MER se mantuvo en valores positivos. Por su parte, la Figura 22-(b) evidencia que en los meses de marzo y abril se registraron exportaciones de 115.7 GWh y 118.4 GWh, frente a importaciones de 110.1 GWh y 117.9 GWh, respectivamente. De forma complementaria, la Figura 23 presenta las importaciones acumuladas en el período 2007–2024 y la representación porcentual de estas importaciones con respecto a la demanda de energía del sistema.

Figura 23. Importaciones netas de energía de Honduras para el período 2007-2024



Fuente: Elaboración propia con información del CND y boletines estadísticos ENEE [2].

## 4 Premisas y criterios para la planificación de expansión de la generación

Este capítulo detalla las premisas y criterios adoptados como datos de entrada para la planificación de la expansión de la generación. Estos datos de entrada se basan en la recolección de información referente al parque de generación existente, supuestos técnicos y económicos, restricciones operativas, consideraciones regulatorias y ambientales, entre otros que se detallan a continuación.

### 4.1 Prospectivas del parque de generación existente y restricciones de transmisión

Para la formulación del presente plan de expansión de la generación, es indispensable conocer los posibles cambios a largo plazo que podrían modificar la composición del parque de generación existente. Estos cambios incluyen la incorporación de nuevos proyectos de generación comprometidos mediante contratos de potencia y energía con la ENEE, otros proyectos de generación previstos, así como aquellos resultantes de medidas de políticas energéticas establecidas por el estado. Asimismo, deben considerarse los efectos del vencimiento de contratos de centrales generadoras en operación, el retiro de centrales que operan en el mercado de oportunidad y aquellas que corresponden a los arrendamientos, y cualquier otro factor que influya en la capacidad instalada disponible.

Por otro lado, la red de transmisión presenta algunas restricciones que condicionan la operación del sistema eléctrico. Estas restricciones se modelan y se mantienen vigentes hasta la posible entrada en operación de los proyectos identificados en el PERT. En ese contexto, esta sección describe las incorporaciones previstas y los retiros programados del parque de generación actual, así como las principales restricciones de la red de transmisión contempladas en el análisis de planificación de la expansión de la generación.

#### 4.1.1 Nuevas incorporaciones y ampliaciones previstas al parque de generación existente

Para el horizonte de estudio 2026-2035, se cuenta únicamente con dos nuevas incorporaciones previstas, ambas impulsados por iniciativas de carácter estatal: una central solar fotovoltaica, ubicada en Patuca, Olancho, y un sistema de almacenamiento de energía en baterías localizado en Amarateca. La central solar fotovoltaica contará con una capacidad instalada de 44 MW<sub>AC</sub>, mientras que el sistema de baterías dispondrá de una potencia de 75 MW y una capacidad de almacenamiento de 300 MWh. Para ambos proyectos, se define una fecha indicativa de entrada en operación, considerando la información proporcionada por la ENEE y los plazos típicos de desarrollo y construcción para este tipo de proyectos. En resumen, la información de estos proyectos se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8. Nuevas incorporaciones previstas en el parque de generación para el período 2026-2035

| Proyecto                  | Capacidad<br>[MW] | Energía<br>[MWh] | Potencia firme<br>[MW] | Fecha de entrada en<br>operación comercial |
|---------------------------|-------------------|------------------|------------------------|--------------------------------------------|
| Batería Amarateca         | 75                | 300              | 67.74                  | ene-2026                                   |
| Solar fotovoltaica Patuca | 44                | -                | -                      | ene-2026                                   |

Fuente: Elaboración propia con información de CND y ENEE.

En cuanto a la potencia firme de estos proyectos, se asume que la central solar fotovoltaica no contribuirá a este parámetro, debido a que el período crítico ocurre en el horario nocturno, según lo establecido en el informe [8], y a que la planta no dispone de un sistema de almacenamiento para respaldar la entrega de potencia en dicho período. En cambio, la potencia firme del sistema de almacenamiento se determina en función de la relación entre las horas de operación de la batería y la duración del período crítico del sistema.

Por otro lado, para el 2027 se prevé la ampliación de capacidad en algunas centrales existentes. Entre estas, destaca la central térmica Brassavola, cuya ampliación de 104.41 MW permite alcanzar una capacidad instalada total de 240 MW. Asimismo, se contemplan incrementos de 13.2 MW y 4 MW para las centrales hidroeléctricas Río Lindo y Cañaverl, totalizando capacidades instaladas de 93.2 MW y 33 MW, respectivamente.

#### 4.1.2 Retiro de centrales generadoras durante el horizonte de estudio

En cuanto a los retiros de capacidad del parque de generación existente durante el período de estudio, se considera la finalización de contratos de centrales generadoras en operación, el retiro de centrales que operan en el MEO y las centrales de arrendamiento. Para las centrales con contratos de suministro, se evalúan los contratos suscritos con la ENEE, con base en la información proporcionada por la Subgerencia de Contratos de Generación. En el caso de las centrales térmicas de arrendamiento, su retiro se contempla cuatro años después de su entrada en operación. Dado que estas centrales térmicas iniciaron su operación en los años 2024 y 2025, se prevé su salida del sistema para los años 2028 y 2029, respectivamente.

Para el 2029 se prevé el retiro de las centrales térmicas que, tras la finalización de sus contratos de suministro, continúan operando en el mercado eléctrico de oportunidad. En ese mismo año se contempla la salida de las centrales Becosa y Lufussa III, algunos años después de la finalización de sus contratos, bajo el supuesto de que, en ese lapso, operarían en el MEO. Estos retiros se plantean en el marco de la posible incorporación al sistema de nuevas centrales térmicas de mayor capacidad y bajo costo operativo. A partir del 2030, se proyecta el retiro de las centrales térmicas cuyos contratos de suministro concluyen en ese período, incluyendo a la central Enersa Cogeneración, debido a su dependencia directa de la central Enersa.

Por otra parte, vale la pena destacar que las centrales térmicas estatales se retiran del parque de generación debido a que han alcanzado su vida útil, tras varios años de operación. En ese contexto, se considera factible su sustitución por tecnologías más eficientes y con menores costos operativos. En resumen, la Tabla 9 presenta los retiros programados del parque de generación para el período 2026-2035, detallando para cada central generadora su tecnología, recurso energético utilizado, capacidad, estado comercial y fecha de retiro.

Tabla 9. Retiros previstos en el parque de generación para el período 2026-2035

| Central generadora              | Tecnología                      | Recurso        | Capacidad [MW] | Estado comercial | Fecha de retiro |
|---------------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|------------------|-----------------|
| Arrendamiento Laeisz San Isidro | Motor de combustión interna     | Diésel         | 20             | MEO              | mar-2028        |
| Arrendamiento Laeisz Danlí      | Motor de combustión interna     | Diésel         | 11             | MEO              | abr-2028        |
| Arrendamiento Santa Rosa        | Motor de combustión interna     | Diésel         | 22.04          | MEO              | ago-2028        |
| Becosa                          | Turbina de vapor                | Carbón/petcoke | 105            | Contrato         | ene-2029        |
| Lufussa III                     | Motor de combustión interna     | Búnker         | 240            | Contrato         | ene-2029        |
| Ceiba Térmica                   | Motor de combustión interna     | Búnker         | 10             | MEO              | ene-2029        |
| Elcosa                          | Motor de combustión interna     | Búnker         | 80             | MEO              | ene-2029        |
| Emce Choloma                    | Motor de combustión interna     | Búnker         | 48             | MEO              | ene-2029        |
| Laeisz Juticalpa                | Motor de combustión interna     | Diésel         | 35             | MEO              | ene-2029        |
| Laeisz La Esperanza             | Motor de combustión interna     | Diésel         | 12             | MEO              | ene-2029        |
| La Puerta                       | Turbina de gas en ciclo abierto | Diésel         | 15             | MEO              | ene-2029        |
| Lufussa Valle                   | Motor de combustión interna     | Búnker         | 84             | MEO              | ene-2029        |
| Pecsa                           | Motor de combustión interna     | Búnker         | 63.06          | MEO              | ene-2029        |
| Planta Térmica Laeisz           | Motor de combustión interna     | Diésel         | 27             | MEO              | ene-2029        |
| Térmica Villanueva              | Motor de combustión interna     | Búnker         | 17             | MEO              | ene-2029        |
| Arrendamiento El Progreso       | Motor de combustión interna     | Diésel         | 30             | MEO              | mar-2029        |
| Arrendamiento Nispero           | Motor de combustión interna     | Diésel         | 10             | MEO              | mar-2029        |
| Arrendamiento Villanueva        | Motor de combustión interna     | Diésel         | 90             | MEO              | abr-2029        |
| Arrendamiento Santa Marta       | Motor de combustión interna     | Diésel         | 20             | MEO              | abr-2029        |
| Santa Fe                        | Motor de combustión interna     | Diésel         | 1.5            | MEO              | ene-2030        |
| Enersa                          | Motor de combustión interna     | Búnker         | 258.02         | Contrato         | may-2030        |
| Enersa Cogeneración             | Turbina de vapor                | Búnker         | 17             | Contrato         | may-2030        |
| El Faro                         | Motor de combustión interna     | Búnker         | 43             | Contrato/MEO     | feb-2031        |
| Laeisz San Isidro               | Motor de combustión interna     | Búnker         | 20             | Contrato         | jul-2033        |
| Laeisz Ceiba                    | Motor de combustión interna     | Búnker         | 22             | Contrato         | mar-2034        |
| Laeisz Reguleto                 | Motor de combustión interna     | Búnker         | 42             | Contrato/MEO     | oct-2034        |

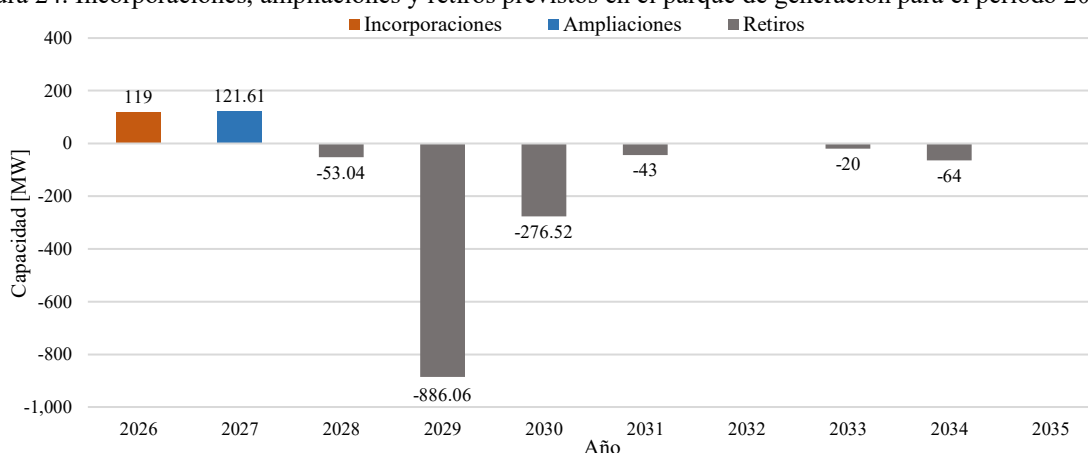
Fuente: Elaboración propia con información de CND y ENEE.

Para las centrales renovables cuyo contrato de suministro expira durante el período de estudio, o que participan en el mercado eléctrico de oportunidad, no se prevé su retiro, ya que se estima que contarán con suficiente vida útil operativa a lo largo del horizonte analizado. Por otra parte, algunas centrales térmicas previstas para retiro, ya sea por la finalización de su contrato o por su participación en el mercado eléctrico de oportunidad, que aún no alcanzan su vida útil operativa en el período de estudio, se considerarán como centrales candidatas, con el propósito de evaluar la viabilidad técnica y económica de su permanencia en el sistema eléctrico. Dichas consideraciones serán abordadas en detalle en las secciones 4.2.6 y 4.3.13.

### 4.1.3 Resumen de incorporaciones, ampliaciones y retiros previstos en el parque de generación

En resumen, la Figura 24 ilustra las nuevas incorporaciones, ampliaciones y retiros del parque de generación durante el período 2026-2035. En 2026 se incorporan al sistema 119 MW, provenientes de la instalación de la central solar fotovoltaica y el sistema de almacenamiento en baterías. En 2027 se contempla la ampliación de la capacidad instalada de las centrales Brassavola, Río Lindo y Cañaveral, totalizando un incremento de 121.61 MW. En 2028 se retiran 53.04 MW correspondientes a centrales térmicas de arrendamiento. Los retiros más significativos se registran en 2029 y 2030, con 886.06 MW y 276.52 MW, respectivamente, resultado de la salida de las centrales térmicas que participan en el mercado eléctrico de oportunidad, el resto de las centrales arrendadas y las centrales Becosa, Lufussa III, Enersa y Enersa cogeneración. En 2031 se contempla el retiro de la central El Faro, con 43 MW de capacidad. Finalmente, en 2033 y 2034 se prevé la salida de 20 MW y 64 MW, respectivamente, correspondientes a las centrales que conforman La Ensenada.

Figura 24. Incorporaciones, ampliaciones y retiros previstos en el parque de generación para el período 2026-2035



Fuente: Elaboración propia con información de CND y ENEE.

### 4.1.4 Restricciones de la red de transmisión del sistema eléctrico

En cuanto a la red de transmisión, únicamente se consideran algunas restricciones operativas, limitando el flujo de potencia en aquellos circuitos en los cuales su representación es necesaria. Estas restricciones se modelan en los programas computacionales, buscando reflejar las limitaciones operativas más relevantes del sistema. Las únicas restricciones de transmisión consideradas para efectos de la elaboración del presente plan de expansión de la generación son aquellas que afectan principalmente la línea L442, que conecta las subestaciones de Juticalpa y Guaimaca, con límites de flujo de 48.1 MW de oriente a centro y de 35 MW de centro a oriente; y la línea L515, que conecta las subestaciones de El Progreso y Guaimas, con una restricción de flujo de 76 MW de centro a litoral.

Es importante resaltar que estas restricciones están impuestas para atender los CCSDM en el sistema actual y se mantendrán vigentes durante los primeros años del horizonte de planificación. La vigencia de estas restricciones se basa en el tiempo en el que podrían entrar en operación las obras identificadas en el PERT para así prescindir de dichas restricciones en el modelo de planificación.

## 4.2 Conformación de candidatos para la expansión de la generación

En la sección anterior se discutieron las incorporaciones y retiros previstos en el parque de generación. Esa prospectiva a largo plazo del parque existente proporciona una visión integral, cuyo objetivo es identificar las necesidades futuras de contratación de potencia y energía eléctrica. Con este marco de referencia, se construye una cartera de centrales candidatas que comprende diversas tecnologías de generación. Dicha cartera se conforma a partir de iniciativas de desarrolladores que han solicitado estudios de interconexión a la red de transmisión nacional, proyectos de carácter gubernamental, la evaluación de tecnologías con potencial de desarrollo según tendencias regionales y un análisis detallado de sitios con alto recurso renovable. Para cada tecnología de generación se contemplan sus características técnicas, incluyendo potencia firme, costos de inversión y operación, vida útil operativa y fechas estimadas de entrada en operación basadas en tiempos constructivos. Por lo tanto, esta sección describe el conjunto de centrales generadoras candidatas para el presente estudio de planificación.

### 4.2.1 Consideraciones generales de los candidatos de generación

El conjunto de centrales candidatas está compuesto por diferentes tecnologías, incluyendo generación térmica, fuentes renovables, sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y soluciones híbridas que combinan generación renovable con almacenamiento. Además, se incluyen como candidatos algunas centrales térmicas existentes que actualmente operan en el mercado eléctrico de oportunidad o cuyos contratos finalizan durante el horizonte de estudio, siempre que su vida útil operativa se extienda más allá del período analizado.

Para las centrales candidatas, la potencia firme se estima conforme a la NT-PF, acuerdo CREE-65-2023 [7]. En algunos casos, se utiliza como referencia los valores calculados para centrales existentes con características similares. En el caso de los candidatos híbridos, únicamente se considera la potencia firme que puede garantizar su sistema de almacenamiento en función del período crítico del sistema. Para definir la vida útil operativa de las centrales generadoras renovables y no renovables, se utiliza el Informe Técnico para Consulta Pública CREE-CP-01-2021, titulado *Determinación de la vida útil de centrales generadoras con fuentes de energía renovable* [11]. Mientras que, para los sistemas de almacenamiento en baterías de ion litio, se utiliza el informe *2022 Costs and Technical Parameter Review*, elaborado por Aurecon para el Australian Energy Market Operator [12].

Para las diferentes tecnologías de generación, la Tabla 10 presenta la vida útil y el tiempo de desarrollo característico de cada una. Los tiempos presentados contemplan las etapas de desarrollo, permisos, ingeniería y construcción. Es importante resaltar que dichos valores son referenciales y se establecen con base en [13] y [14]. Por tanto, estos tiempos no necesariamente definen la fecha exacta de puesta en servicio, siendo esta influenciada por diversos factores o imprevistos que pueden ocasionar variaciones.

| Tabla 10. Vida útil y tiempo de desarrollo de las tecnologías de generación |                  |                             |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------------|-----------------------------|
| Tecnología                                                                  | Vida útil [años] | Tiempo de desarrollo [años] |
| Batería de ion litio                                                        | 20               | 1 - 2                       |
| Biomasa                                                                     | 25               | 2 - 4                       |
| Eólica                                                                      | 25               | 2 - 4                       |
| Solar fotovoltaica                                                          | 30               | 1 - 3                       |
| Geotérmica                                                                  | 30               | 5 - 7                       |
| Hidroeléctrica de hasta 10 MW                                               | 40               | 3 - 6                       |
| Hidroeléctrica de más de 10 MW                                              | 50               | 6 - 8                       |
| Motor de combustión interna                                                 | 25               | 3 - 5                       |
| Turbina                                                                     | 25               | 3 - 6                       |

Fuente: Elaboración propia con información de [11], [12], [13] y [14].

Finalmente, es importante enfatizar que la fecha mínima de entrada en operación de cada tecnología se determina en función de sus tiempos de construcción característicos, los cuales definen el año en el que una central candidata podría estar disponible para operar. No obstante, la solución del modelo de expansión será la encargada de definir la fecha óptima de la entrada en operación.



#### 4.2.2 Conjunto de candidatos de generación térmica

Para el conjunto de candidatos de generación basados en recursos térmicos, se consideran tecnologías como motores de combustión interna y turbinas de gas, tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado. En ambas opciones, se evalúa el uso de distintos combustibles, como gas natural, así como opciones con capacidad de operar con múltiples combustibles, que incluyen combinaciones de gas natural, búnker y diésel. La Tabla 11 presenta las centrales térmicas candidatas evaluadas, resumidas por tipo de tecnología y recurso utilizado, incluyendo su capacidad, potencia firme, fecha mínima de entrada en operación y el número de centrales con dichas características.

Tabla 11. Conjunto de candidatos de generación térmica

| Tecnología                                     | Recurso                   | Total de centrales | Capacidad [MW] | Potencia firme [MW] | Año mínimo de entrada |
|------------------------------------------------|---------------------------|--------------------|----------------|---------------------|-----------------------|
| Motor de combustión interna                    | Gas natural               | 1                  | 100            | 95.00               | 2027                  |
| Motor de combustión interna                    | Gas natural               | 2                  | 100            | 95.00               | 2029                  |
| Motor de combustión interna                    | Gas natural               | 2                  | 100            | 95.00               | 2030                  |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural/búnker/diésel | 1                  | 100            | 95.00               | 2026                  |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural/búnker/diésel | 3                  | 100            | 95.00               | 2029                  |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural/búnker/diésel | 1                  | 50             | 47.50               | 2029                  |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural/búnker/diésel | 1                  | 30             | 28.50               | 2029                  |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural/búnker/diésel | 2                  | 100            | 95.00               | 2030                  |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado | Gas natural               | 3                  | 250            | 237.50              | 2029                  |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado | Gas natural               | 2                  | 250            | 237.50              | 2030                  |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural               | 1                  | 50             | 47.50               | 2029                  |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural               | 1                  | 30             | 28.50               | 2029                  |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural/diésel        | 1                  | 70             | 66.50               | 2026                  |
| Turbina de gas en ciclo combinado              | Gas natural               | 4                  | 250            | 237.50              | 2029                  |
| Turbina de gas en ciclo combinado              | Gas natural               | 2                  | 250            | 237.50              | 2030                  |

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, para este conjunto de candidatos la Tabla 12 enlista el valor calorífico inferior, *heat rate* neto (LHV, por sus siglas en inglés), y la eficiencia, según el tipo de tecnología y el recurso utilizado. Estos valores se establecen en base a consultas de diferentes fuentes de información técnica, incluyendo documentación de desarrolladores de estas tecnologías y el manual *Gas Turbine World 2024* (GTW) [15]. Para el *heat rate*, se utiliza el valor calorífico inferior dado que refleja con mayor precisión la energía útil aprovechable de un combustible para generar electricidad. Cabe mencionar que, en el caso de algunos candidatos de una misma tecnología y distinta capacidad, las variaciones en el *heat rate* se deben a la consideración de diferentes modelos de turbinas.

Tabla 12. Heat rate y rendimiento del conjunto de candidatos de generación térmica

| Tecnología                                     | Recurso            | Capacidad [MW] | Heat rate LHV [MMBtu/MWh] | Eficiencia [%] |
|------------------------------------------------|--------------------|----------------|---------------------------|----------------|
| Motor de combustión interna                    | Gas natural        | 100            | 7.583                     | 45.00          |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural        | 100/50/30      | 7.702                     | 44.30          |
| Motor de combustión interna dual               | Búnker/diésel      | 100/50/30      | 8.116                     | 42.04          |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado | Gas natural        | 250            | 6.963                     | 49.00          |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural        | 50             | 8.314                     | 41.04          |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural        | 30             | 9.327                     | 36.58          |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural/diésel | 70             | 8.105                     | 42.10          |
| Turbina de gas en ciclo combinado              | Gas natural        | 250            | 6.454                     | 52.87          |

Fuente: Elaboración propia.

Complementando la información anterior, la Tabla 13 presenta los parámetros de flexibilidad considerados para las centrales candidatas térmicas con capacidades superiores a 100 MW. Entre estos parámetros se contemplan, el mínimo técnico, los tiempos mínimos de encendido y apagado, y el costo de arranque. Este último se obtiene de [16], mientras que los demás parámetros se definen conforme a la documentación técnica de los modelos considerados para la estimación de costos, los cuales son comparados con referencias públicas como IRENA [17].

Tabla 13. Parámetros de flexibilidad de candidatos de generación térmica con capacidad superior a 100 MW

| Tecnología                                     | Capacidad [MW] | Mínimo técnico [%] | Tiempo mínimo de operación [hora] | Tiempo mínimo entre arranques [hora] | Costo de arranque [USD/MW] |
|------------------------------------------------|----------------|--------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| Motor de combustión interna en ciclo combinado | 250            | 10                 | -                                 | -                                    | -                          |
| Turbina de gas en ciclo combinado              | 250            | 22                 | 4                                 | 3                                    | 52                         |

Fuente: Elaboración propia.

Es importante señalar que, estos parámetros de flexibilidad pueden ser incorporados en los programas de expansión mediante una resolución operativa representada por días típicos, los cuales mantienen una cronología entre intervalos de tiempo, aproximando la operación del sistema. Además, se resalta que los datos presentados en las tablas anteriores corresponden a características técnicas de las tecnologías utilizadas para conformar los costos de inversión y de O&M. En ese contexto, estas tecnologías cuentan con un diseño de operación bajo un régimen flexible, por lo que, al compararlas con otros modelos, algunas diferencias pueden ser encontradas.

### 4.2.3 Conjunto de candidatos de generación renovable

Entre las tecnologías que utilizan recursos renovables se incluyen centrales geotérmicas e hidroeléctricas con y sin capacidad de regulación. Las características de estos candidatos se detallan en la Tabla 14. En el caso de las centrales geotérmicas, se consideran unidades con una capacidad de 20 MW. Por su parte, las hidroeléctricas con capacidad de regulación contemplan potencias que oscilan entre 14.7 y 270 MW, mientras que las que no cuentan con capacidad de regulación presentan capacidades de 4 y 10 MW.

Tabla 14. Conjunto de candidatos de generación renovable

| Tecnología                  | Total de centrales | Capacidad [MW] | Potencia firme [MW] | Año mínimo de entrada |
|-----------------------------|--------------------|----------------|---------------------|-----------------------|
| Geotérmica                  | 2                  | 20.00          | 19.00               | 2030                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 198.00         | 63.86               | 2030                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 14.70          | 3.45                | 2030                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 37.24          | 20.56               | 2031                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 172.90         | 100.41              | 2032                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 150.00         | 78.42               | 2032                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 98.19          | 58.98               | 2032                  |
| Hidroeléctrica regulable    | 1                  | 270.00         | 197.22              | 2033                  |
| Hidroeléctrica no regulable | 1                  | 10.00          | 1.71                | 2029                  |
| Hidroeléctrica no regulable | 1                  | 4.00           | 1.52                | 2029                  |

Fuente: Elaboración propia.

El año mínimo de entrada en operación de las centrales hidroeléctricas regulables se define según la información proporcionada por las empresas responsables del desarrollo de dichos proyectos. Asimismo, se verifica que las fechas propuestas cumplan con el período constructivo mínimo definido para proyectos genéricos.

### 4.2.4 Conjunto de candidatos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías

Para los candidatos de almacenamiento, se consideran sistemas de baterías de ion litio con capacidades de 15, 25 y 50 MW. Estas baterías cuentan con una capacidad de respaldo de cuatro horas de descarga a potencia nominal, profundidad de descarga del 100%, una eficiencia de carga de 92.5% y de descarga de 92.5% definidas conforme al informe titulado *2022 Costs and Technical Parameter Review*, elaborado por Aurecon para Australian Energy Market Operator [12]. La Tabla 15 resume las características de estos candidatos.

Tabla 15. Conjunto de candidatos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías

| Tecnología | Total de centrales | Capacidad [MW] | Almacenamiento [MWh] | Potencia firme [MW] | Eficiencia de carga [%] | Eficiencia de descarga [%] | Año mínimo de entrada |
|------------|--------------------|----------------|----------------------|---------------------|-------------------------|----------------------------|-----------------------|
| Batería    | 2                  | 50             | 200                  | 45.16               | 92.5                    | 92.5                       | 2027                  |
| Batería    | 1                  | 25             | 100                  | 22.58               | 92.5                    | 92.5                       | 2027                  |
| Batería    | 1                  | 15             | 60                   | 13.55               | 92.5                    | 92.5                       | 2027                  |

Fuente: Elaboración propia.



Las eficiencias de carga y descarga reflejan el desempeño del ciclo completo desde la conexión del almacenamiento a la red eléctrica e incluyen las pérdidas en el proceso de almacenamiento, tales como las provenientes de los módulos de batería, la conversión de energía, transformadores, equipos auxiliares y el cableado.

Estos candidatos de almacenamiento no se asocian con los proyectos candidatos de generación renovable, dado que se incluyen con el objetivo de evidenciar la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento que contribuyan a compensar las fluctuaciones del sistema, derivadas de la generación renovable variable existente.

#### 4.2.5 Conjunto de candidatos de sistemas híbridos

El conjunto de candidatos híbridos contempla tecnologías de generación renovable variable, solar fotovoltaica y eólica, acopladas a sistemas de almacenamiento en baterías de ion litio. Para las centrales eólicas, se consideran capacidades entre 50 y 130 MW, con sistemas de almacenamiento con una potencia equivalente al 10% de la capacidad de la central. Mientras que, para las centrales solares fotovoltaicas, se incluyen candidatos con capacidades de 20 y 50 MW, una relación DC/AC de 1.3 y sistemas de almacenamiento con una capacidad correspondiente al 30% de la capacidad AC de la central. Para este conjunto, la Tabla 16 presenta el resumen de los candidatos híbridos y sus características principales.

Tabla 16. Conjunto de candidatos de sistemas híbridos

| Tecnología                     | Total de centrales | Capacidad [MW] | Potencia firme [MW] | Año mínimo de entrada |
|--------------------------------|--------------------|----------------|---------------------|-----------------------|
| Eólica con batería             | 1                  | 130            | 11.74               | 2028                  |
| Eólica con batería             | 1                  | 120            | 10.84               | 2030                  |
| Eólica con batería             | 2                  | 50             | 4.52                | 2029                  |
| Eólica con batería             | 1                  | 50             | 4.52                | 2030                  |
| Eólica con batería             | 1                  | 50             | 4.52                | 2031                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 3                  | 50             | 13.55               | 2026                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 4                  | 50             | 13.55               | 2027                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 3                  | 50             | 13.55               | 2028                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 3                  | 50             | 13.55               | 2029                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 1                  | 50             | 13.55               | 2031                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 3                  | 20             | 5.42                | 2026                  |
| Solar fotovoltaica con batería | 2                  | 20             | 5.42                | 2028                  |

Fuente: Elaboración propia.

Además de los candidatos presentados en la tabla anterior, se incluyen centrales con una razón de hibridación superior al 30% de la capacidad AC de la central renovable y, en consecuencia, una relación DC/AC mayor a 1.3. Estas centrales combinan tecnología solar fotovoltaica con sistemas de almacenamiento, ya sea mediante baterías o almacenamiento por bombeo. La Tabla 17 resume estos candidatos y su composición.

Tabla 17. Conjunto de candidatos de sistemas híbridos con almacenamiento superior al 30%

| Tecnología               | Total de centrales | Capacidad [MW] | Almacenamiento [MWh] | Relación DC/AC | Potencia firme [MW] | Año mínimo de entrada |
|--------------------------|--------------------|----------------|----------------------|----------------|---------------------|-----------------------|
| Solar fotovoltaica       | 1                  | 125.00         | -                    | 1.6            | -                   | 2029                  |
| Batería                  |                    | 100.00         | 400.00               | -              | 90.32               |                       |
| Solar fotovoltaica       | 1                  | 125.00         | -                    | 1.6            | -                   | 2030                  |
| Batería                  |                    | 100.00         | 400.00               | -              | 90.32               |                       |
| Solar fotovoltaica       | 1                  | 50.00          | -                    | 1.3            | -                   | 2026                  |
| Batería                  |                    | 75.00          | 300.00               | -              | 67.74               |                       |
| Solar fotovoltaica       | 5                  | 25.00          | -                    | 2.0            | -                   | 2026                  |
| Batería                  |                    | 25.00          | 100.00               | -              | 22.58               |                       |
| Solar fotovoltaica       | 1                  | 150.00         | -                    | 2.0            | -                   | 2031                  |
| Hidroeléctrica de bombeo |                    | 150.00         | 900.00               | -              | 90.00               |                       |
| Solar fotovoltaica       | 1                  | 1,680.80       | -                    | 1.4            | -                   | 2031                  |
| Batería                  |                    | 1,000.00       | 2,000.00             | -              | 451.61              |                       |
| Hidroeléctrica de bombeo |                    | 1,200.00       | 7,800.00             | -              | 780.00              |                       |

Fuente: Elaboración propia.

En todos los casos, el sistema de almacenamiento en baterías presenta una profundidad de descarga del 100%, una eficiencia del 92.5% tanto en carga como en descarga y una capacidad de respaldo de cuatro horas a descarga nominal, excepto en el proyecto híbrido conformado por una central solar fotovoltaica, batería de litio e hidroeléctrica de bombeo, cuya batería cuenta con un respaldo de dos horas a descarga nominal. Para el sistema de almacenamiento por bombeo se adopta una eficiencia y profundidad de descarga del 80%, según información disponible en [18]. Para este conjunto de candidatos, la potencia firme se determina exclusivamente en función de la potencia que puede garantizar su sistema de almacenamiento durante el período crítico del sistema. Además, la operación de estos sistemas es coordinada mediante un conjunto de restricciones que se detallan en la Sección 5.5.3.

Es importante clarificar que la capacidad asociada a los sistemas de almacenamiento no se contabiliza como capacidad adicional de la central híbrida a la cual está asociado. Para este tipo de centrales candidatas, la capacidad instalada se define únicamente en función de la capacidad nominal de la central renovable que la integra.

#### 4.2.6 Conjunto de candidatos inspirados en centrales térmicas existentes

Dado que el mercado eléctrico de oportunidad nacional cuenta con diversas centrales térmicas relativamente nuevas, cuya vida útil operativa se extiende más allá del horizonte de análisis, se plantea su incorporación como candidatos de expansión, con el propósito de evaluar la viabilidad técnica y económica de su permanencia en el sistema eléctrico. Asimismo, en este conjunto de candidatos se incluyen aquellas centrales térmicas cuyos contratos de suministro expiran dentro del horizonte analizado y que aún disponen de suficiente vida útil operativa.

Para evaluar dicha factibilidad, se crea un conjunto de centrales candidatas que modelan las características técnicas de las centrales existentes, tal como se presentan en la Tabla 18. La fecha de entrada en operación se establece según el año previsto para su retiro, de manera que, en caso de ser seleccionadas, su operación se prolongue de forma continua en el sistema. Cabe destacar que, para este tipo de centrales candidatas, la entrada en operación está limitada exclusivamente al año de su retiro; por lo tanto, si la solución del modelo no indica su instalación en dicho año, esta no podrá instalarse en fechas posteriores.

Tabla 18. Conjunto de candidatos inspirados en centrales térmicas existentes

| Tecnología                  | Recurso        | Total de centrales | Capacidad [MW] | Potencia firme [MW] | Año de entrada |
|-----------------------------|----------------|--------------------|----------------|---------------------|----------------|
| Motor de combustión interna | Diésel         | 1                  | 35.00          | 25.83               | 2029           |
| Motor de combustión interna | Diésel         | 1                  | 27.00          | 20.84               | 2029           |
| Motor de combustión interna | Diésel         | 1                  | 12.00          | 11.40               | 2029           |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 1                  | 37.20          | 27.42               | 2029           |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 1                  | 18.60          | 11.08               | 2029           |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 1                  | 17.00          | 13.89               | 2029           |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 1                  | 7.26           | 4.46                | 2029           |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 1                  | 43.00          | 40.68               | 2031           |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 1                  | 84.00          | 76.07               | 2034           |
| Turbina de vapor            | Carbón/petcoke | 1                  | 105.00         | 90.11               | 2029           |

Fuente: Elaboración propia.

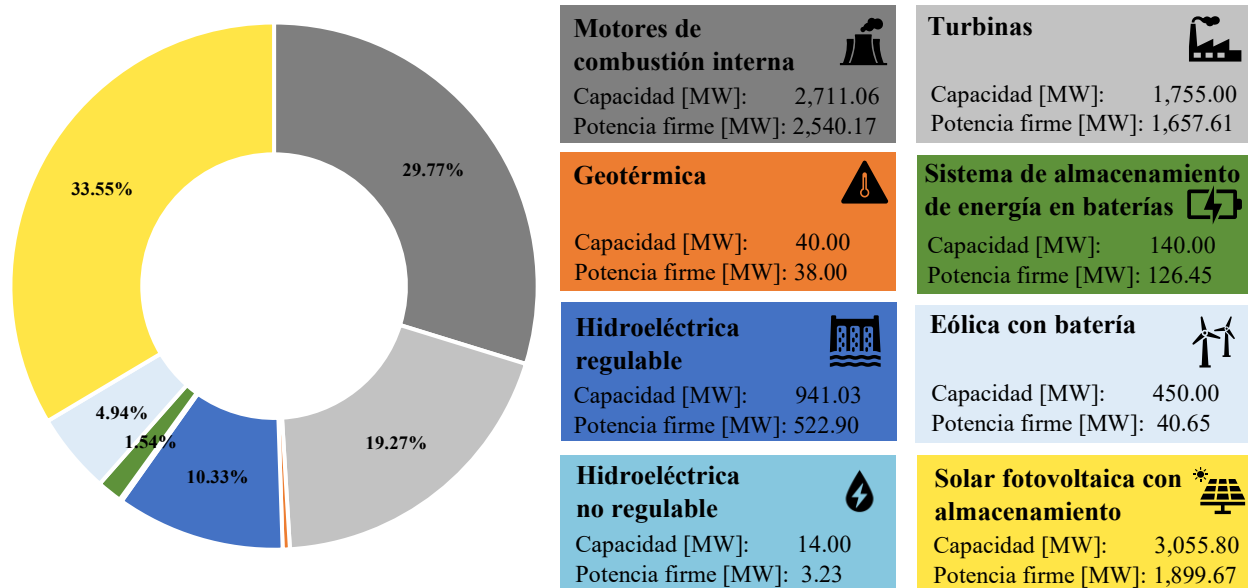
En cuanto a los costos de inversión de este tipo de candidatos, estos se estiman a partir del precio de referencia de la potencia, con el objetivo de reflejar el impacto económico asociado a su permanencia en el mercado eléctrico de oportunidad. Las consideraciones adoptadas para el cálculo de dichos costos se describen en la Sección 4.3.13.

#### 4.2.7 Resumen de candidatos de expansión de la generación

En resumen, la Figura 25 presenta la capacidad total y potencia firme de los candidatos de expansión de la generación, clasificados según el tipo de tecnología. En conjunto, se considera una capacidad candidata total de 9,106.89 MW, con una potencia firme de 6,828.68 MW. El gráfico circular ilustra la distribución porcentual de la capacidad según la tecnología, conformada por 29.77% de motores de combustión interna, 19.27% de turbinas de gas y vapor, 0.44% de geotérmica, 10.33% de hidroeléctrica regulable y 0.15% de no regulable, 1.54% de sistemas

de almacenamiento de energía en baterías, 4.94% de eólica con baterías, y 33.55% de solar fotovoltaica con almacenamiento mediante baterías o por bombeo. Por lo tanto, esta composición representa una participación del 49% de generación basada en recursos térmicos y un 51% provenientes de fuentes renovables.

Figura 25. Resumen del conjunto de candidatos de expansión de la generación clasificados por el tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia.

### 4.3 Costos de inversión y de operación y mantenimiento de tecnologías de generación

En esta sección se presentan los costos de inversión, así como los costos de operación y mantenimiento (O&M) asociados a diversas tecnologías de generación. Entre estas se incluyen generación térmica, renovable, sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. Las tecnologías híbridas están conformadas por centrales basadas en fuentes renovables variables que incorporan capacidad de almacenamiento. Por otro lado, para los candidatos que modelan las características de centrales térmicas existentes, ya sea que participan en el MEO o cuyos contratos finalizan durante el horizonte de estudio y su vida útil operativa se extiende más allá del período analizado, sus costos se estiman en función del precio de referencia de la potencia. Para este estudio, todos los costos de inversión y de O&M considerados para las distintas tecnologías están referenciados al año 2024.

El Anexo A detalla las consideraciones adoptadas para determinar los costos asociados a cada tipo de tecnología. Asimismo, se incluyen las proyecciones de los costos de inversión y de O&M contempladas a lo largo del horizonte de estudio para las tecnologías de generación renovable variable y para los sistemas de almacenamiento de energía en baterías. Para el resto de las tecnologías cuyo desarrollo ha alcanzado un alto grado de madurez tecnológica, se asume que sus costos permanecen constantes durante el horizonte de planificación.

#### 4.3.1 Consideraciones generales de los costos de inversión y de operación y mantenimiento

En el caso de la generación térmica, se evalúan motores de combustión interna, motores de combustión interna con recuperación de calor en operación de ciclo combinado, turbinas de gas en ciclo abierto, y turbinas de gas y vapor en ciclo combinado. Para la generación renovable, se incluyen tecnologías solar fotovoltaica y eólica, así como geotermia, hidroeléctricas de embalse y de pasada. Con respecto al almacenamiento, se consideran sistemas basados en baterías de ion litio. Por último, las tecnologías híbridas integran generación renovable variable, solar fotovoltaica y eólica, con sistemas de almacenamiento mediante baterías o centrales hidroeléctricas de bombeo.

Los costos estimados de inversión y de O&M para cada una de las tecnologías consideradas provienen de la consultoría titulada *Elaboración de un catálogo de costos de inversión en tecnologías de generación*, desarrollada por la empresa chilena INODÚ para el CND [13]. Dicha consultoría se basa en referencias nacionales e internacionales, así como en consultas directas a desarrolladores de tecnologías de generación. Para la estimación de costos asociados a candidatos con características específicas, se utilizaron referencias internacionales reconocidas, entre estas la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por su acrónimo en inglés), la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) y el Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico (PNNL, por sus siglas en inglés). Además, para ciertos candidatos se consideran costos unitarios de inversión representativos, basados en proyectos con características técnicas y capacidades similares, según la información presentada en las fuentes mencionadas.

Para la estimación de los costos de inversión, se adopta un enfoque de ingeniería, contratación y construcción (EPC, por sus siglas en inglés). Los costos directos comprenden los equipos principales, materiales y mano de obra necesarios para ejecutar obras civiles, instalar estructuras, componentes mecánicos y eléctricos, así como sistemas de instrumentación y control. En cuanto a los costos indirectos, estos incluyen materiales y mano de obra subcontratada, equipos auxiliares como grúas y andamios, servicios de ingeniería, gestión de la construcción, actividades de puesta en marcha y puesta en servicio, gastos generales del contratista, fletes e impuestos.

Por otro lado, los costos del propietario consideran el desarrollo del proyecto, estudios, permisos, aspectos legales, gestión e ingeniería a cargo del propietario, así como los costos de puesta en marcha y puesta en servicio por el propietario. Con respecto a los costos fijos de O&M, estos incluyen mano de obra, materiales y servicios contratados, así como gastos generales y administrativos. Por su parte, los costos variables de O&M incluyen consumo de agua, tratamiento de aguas residuales, químicos y otros insumos.

Es importante resaltar que los costos presentados en este informe, utilizados como referencia para el estudio de planificación, son estimativos y no necesariamente reflejan los valores reales que un desarrollador podría enfrentar en la ejecución de un proyecto específico. Por lo que, el costo final de inversión estará condicionado por las características particulares del proyecto, incluyendo factores como la ubicación geográfica, condiciones de sitio, dinámica del mercado, inflación, entre otros aspectos que pueden influir significativamente en el presupuesto total.

#### **4.3.2 Costos de inversión de motores de combustión interna**

Para estimar el costo de inversión de este tipo de tecnología, se consideran centrales con capacidades de 20 MW, 50 MW y 100 MW. Para cada caso se evalúan dos configuraciones, la primera corresponde a motores que operan exclusivamente con gas natural, mientras que la segunda consiste en motores de configuración dual, con capacidad de operar tanto con gas natural como con un combustible líquido (búnker o diésel). Adicionalmente, se incluye una central de generación de 250 MW, basada en motores de combustión interna con recuperación de calor. Esta configuración incluye una caldera recuperadora y una turbina de vapor.

En cuanto al costo de inversión de los motores que operan exclusivamente con gas natural, se estiman valores de 1,586.68 USD/kW para la central de 20 MW, 1,338.99 USD/kW para la central de 50 MW y 1,168.21 USD/kW para la central de 100 MW. Para la configuración dual, estos costos resultan en 1,695.95 USD/kW para la central de 20 MW, 1,440.41 USD/kW para la de 50 MW y 1,269.20 USD/kW para la de 100 MW. Finalmente, la alternativa de motores en ciclo combinado para una central de 250 MW se estima un costo de inversión de 1,346.19 USD/kW.

La estimación de los costos de O&M de los motores de combustión interna se basa en información proporcionada por desarrolladores de esta tecnología. Dado que estas unidades están diseñadas para operar bajo un régimen flexible, no se prevé un incremento en los costos de O&M asociado a partidas y detenciones frecuentes. El costo fijo de O&M se estima en 14 USD/kW-año, mientras que el costo variable asciende a 5 USD/MWh para motores que operan con gas natural o diésel, y a 7 USD/MWh para aquellos que utilizan búnker.

### 4.3.3 Costos de inversión de turbinas de gas en ciclo abierto

Para esta tecnología, se seleccionan centrales con turbinas aeroderivadas en configuración de ciclo simple, dado que este tipo de turbinas han sido utilizadas previamente en centrales existentes en el país. Se consideran capacidades de 30 MW, 50 MW y 70 MW, las cuales pueden operar con gas natural o en configuración dual, utilizando gas natural, diésel o gas licuado del petróleo (LPG). El costo de inversión se estima en 1,234.80 USD/kW para una central de 70 MW que opera únicamente con gas natural. En contraste, una central de 50 MW en configuración dual presenta un costo de inversión de 1,345.42 USD/kW, mientras que una central de 30 MW bajo la misma configuración alcanza los 1,496.90 USD/kW.

Para esta tecnología, se estima un costo fijo de O&M de 20 USD/kW-año, el cual incluye un pago fijo asociado a acuerdos de servicio a largo plazo para las turbinas de gas. Este pago se calcula en función del número de horas equivalentes de funcionamiento de la turbina. Por otro lado, se considera un costo variable de O&M de 6 USD/MWh, el cual está relacionado con el consumo de agua, tratamiento de aguas residuales, químicos y otros insumos necesarios para la operación de la central.

### 4.3.4 Costos de inversión de turbinas de gas en ciclo combinado

Además de las turbinas de gas en ciclo abierto, se consideran turbinas en ciclo combinado con configuración 2x1, compuesta por dos turbinas de gas y una turbina de vapor. Estas centrales cuentan con una capacidad de 272 MW en condiciones ISO, equivalente a 250 MW en condiciones en sitio, y operan con gas natural. El costo de inversión se estima en 1,437.59 USD/kW, calculado en función de la capacidad en condiciones en sitio.

Los costos de O&M se clasifican en costos fijos y variables. Los costos fijos se estiman en 16 USD/kW-año, estos incluyen un pago fijo asociado a acuerdos de servicio a largo plazo para las turbinas de gas y vapor, calculado en función del número de horas equivalentes de operación de la turbina. Por su parte, los costos variables ascienden a 3.5 USD/MWh e incluyen los gastos relacionados con el consumo de agua, tratamiento de aguas residuales, químicos y otros insumos necesarios para la operación de la central.

### 4.3.5 Costos de inversión de la tecnología eólica

Para la tecnología eólica terrestre se analizan tres capacidades de generación: 50, 100 y 200 MW. Los principales componentes de los costos de inversión incluyen la adquisición de torres, instalación, transporte y costos asociados al desarrollador, entre otros. Para la estimación de los costos de los aerogeneradores, se consideraron índices de precios de fabricantes europeos, así como proyectos internacionales desarrollados por empresas con presencia en la industria hondureña y en otros países de Latinoamérica. Con base en esta información, el costo de inversión estimado es de 1,722.64 USD/kW para un parque de 50 MW, 1,698.12 USD/kW para uno de 100 MW y 1,557.91 USD/kW en el caso de una central de 200 MW.

La estimación de los costos fijos de O&M para las centrales eólicas es de 34.71 USD/kW-año en el caso de proyectos de 50 y 200 MW, y de 34.91 USD/kW-año para centrales de 100 MW. Estos costos incorporan el costo por el arriendo del terreno, el cual consiste en un pago por potencia instalada, considerando únicamente la superficie utilizada por las turbinas eólicas, caminos de acceso e instalaciones principales. Los costos estimados corresponden a un contrato de O&M para mano de obra, gestión y reemplazo de piezas incluyendo aquellas no programadas, para las turbinas eólicas, el sistema colector y la subestación. Cabe destacar que, para algunos proyectos eólicos, se consideran costos de interconexión a la red de transmisión, debido a que las zonas con mayor potencial del recurso eólico se encuentran geográficamente distantes de los puntos de conexión más cercanos.

### 4.3.6 Costos de inversión de la tecnología geotérmica

Los costos de los proyectos de energía geotérmica dependen de las características específicas del yacimiento, sus propiedades térmicas, la profundidad a la que se localiza, el número de pozos requeridos, la tecnología de



intercambio de calor empleada y la capacidad máxima del sistema a instalar. Considerando estos factores, se evalúa una central geotérmica de 20 MW con tecnología de ciclo binario, en conformidad con las características del recurso geotérmico disponible en el país [19], cuyo costo de inversión se estima en 6,179.24 USD/kW.

Los costos fijos de O&M se estiman en 160.66 USD/kW-año, mientras que, los costos variables ascienden a 1.5 USD/MWh. Los costos variables incluyen el reemplazo del catalizador, el consumo de amoníaco, piedra caliza y agua, además de la eliminación de desechos y el tratamiento de descargas de agua. Ambas estimaciones se actualizan con base en información de EIA [20].

#### **4.3.7 Costos de inversión de la tecnología hidroeléctrica**

Para estimar el costo de inversión de esta tecnología se consideran diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, clasificadas según su tamaño y capacidad de regulación. Estas incluyen centrales de pasada y centrales con embalse. Los costos de inversión dependen principalmente del tamaño, el alcance y la ubicación; en los proyectos hidroeléctricos a gran escala, las obras civiles representan la componente predominante del costo total. En cuanto a las centrales de pasada, se consideran capacidades menores a 10 MW y mayores a 100 MW. Para las centrales de embalse, se analizan proyectos con capacidades inferiores y superiores a 100 MW.

Para las centrales de pasada, el costo de inversión estimado es de 3,786.50 USD/kW para las centrales con capacidad inferior a 10 MW, mientras que para centrales con capacidad superior a 100 MW el costo corresponde a 4,387.24 USD/kW. En el caso de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, las centrales de embalse presentan un costo de inversión de 5,100 USD/kW, valor referenciado para Centroamérica y el Caribe, según información de IRENA [21]. Respecto a los costos fijos de O&M, para las centrales hidroeléctricas de pasada se estima un valor de 40 USD/kW-año para centrales con capacidad menor a 10 MW, mientras que para capacidades superiores a 100 MW es de 36.63 USD/kW-año. Para las centrales con embalse, el costo fijo de O&M es de 37.42 USD/kW-año para capacidades inferiores a 100 MW y de 37.93 USD/kW-año para capacidades superiores.

Es importante resaltar que, para algunos proyectos se consideran costos asociados a la interconexión con la red de transmisión, dado que las zonas identificadas como potenciales para su desarrollo se encuentran alejadas de la infraestructura de transmisión existente en el país.

#### **4.3.8 Costos de inversión de la tecnología solar fotovoltaica**

Para esta tecnología se evalúan parques solares de 20 MW<sub>AC</sub>, 50 MW<sub>AC</sub> y 150 MW<sub>AC</sub>, todos diseñados con seguimiento en un eje y una relación DC/AC de 1.3. El costo de inversión estimado para la central de 20 MW<sub>AC</sub> corresponde a 1,227.42 USD/kW, mientras que la central de 50 MW<sub>AC</sub> es de 1,138.48 USD/kW. En cambio, una central de 150 MW<sub>AC</sub> presenta un costo de 889.44 USD/kW, valor que se considera representativo para centrales con capacidad superior a 100 MW<sub>AC</sub>. En cuanto a los costos fijos de O&M, estos incluyen actividades como mantenimiento preventivo, mantenimiento no programado, limpieza de módulos, mantenimiento de inversores y el arriendo del terreno. Adicionalmente, se contempla una limpieza mayor de los módulos al año. Para todos los casos evaluados, estos costos se estiman en 21.25 USD/kW-año.

#### **4.3.9 Costos de inversión del sistema de almacenamiento de energía en baterías**

Para esta tecnología, se consideran sistemas de almacenamiento de energía en baterías de ion litio con una duración de cuatro horas. Los costos de inversión se estiman para tres capacidades de referencia, siendo estas 15, 50 y 150 MW, resultando en 1,229.20 USD/kW, 1,135.71 USD/kW y 925.65 USD/kW, respectivamente. En cuanto al costo fijo de O&M, este engloba el mantenimiento preventivo y correctivo de las baterías, así como el reemplazo de módulos debido a la degradación anual asociada a un ciclo diario de carga-descarga. Este reemplazo incluye el costo de los equipos y mano de obra requeridos para preservar la capacidad neta del sistema de almacenamiento a lo largo de su vida útil. Por lo que, al integrar estos componentes, resulta un costo de O&M de 42 USD/kW-año.

#### 4.3.10 Costos de inversión del sistema híbrido compuesto por eólica y batería

Este sistema híbrido está conformado por una central eólica y un sistema de almacenamiento en baterías de ion litio, con una capacidad de respaldo de cuatro horas y una potencia equivalente al 10% de la capacidad instalada de la central eólica. Este dimensionamiento está basado en los resultados del estudio presentado en el Anexo E, en el cual se determina que un almacenamiento de al menos 10% de la capacidad de la central, puede compensar las fluctuaciones provocadas por la generación eólica. Para este análisis, se consideran centrales eólicas con capacidades de 50, 100 y 200 MW, acopladas a sistemas de almacenamiento de 5, 10 y 20 MW, respectivamente. La estimación del costo de inversión del sistema híbrido se realiza integrando los costos de la central eólica descritos en la Sección 4.3.5 y los correspondientes al sistema de almacenamiento. Bajo estas configuraciones, el costo de inversión del sistema híbrido se estima en 1,868.76 USD/kW para una central de 50 MW, 1,829.23 USD/kW para una de 100 MW y 1,704.02 USD/kW para una de 200 MW.

La estimación de los costos de O&M de estas centrales híbridas se desarrolla sobre la base de los costos de O&M de las centrales eólicas y del almacenamiento por baterías, conforme a las consideraciones presentadas en las Secciones 4.3.5 y 4.3.9, respectivamente. Para las configuraciones de 50 MW y 100 MW, el costo fijo de O&M se estima en 41.14 USD/kW-año, mientras que para la central de 200 MW se calcula en 40.12 USD/kW-año. Los costos unitarios de inversión y de O&M se determinan en función de la capacidad nominal de la planta eólica.

#### 4.3.11 Costos de inversión del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y almacenamiento

Además de los sistemas presentados en la sección anterior, se consideran centrales híbridas compuestas por una central solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento, el cual puede ser conformado mediante baterías de ion-litio o almacenamiento por bombeo. En el caso de los sistemas híbridos con baterías, se consideran centrales solares con seguimiento en un eje y una relación DC/AC de 1.3, con capacidades de 20, 50, 100 y 150 MW<sub>AC</sub>. Estas centrales se acoplan en AC a sistemas de almacenamiento con una capacidad de respaldo de cuatro horas y una potencia equivalente al 30% de la capacidad de la central solar. Este dimensionamiento se basa en los resultados del estudio presentado en el Anexo E, en el cual se determina que un sistema de almacenamiento con estas características es capaz de atenuar las fluctuaciones inherentes a la generación renovable variable.

Para estas configuraciones, los costos de inversión estimados son de 1,516.86 USD/kW para una central de 20 MW<sub>AC</sub>, 1,434.72 USD/kW para una de 50 MW<sub>AC</sub>, 1,188.98 USD/kW para una de 100 MW<sub>AC</sub> y 1,168.47 USD/kW para una de 150 MW<sub>AC</sub>. La estimación de los costos de O&M se realiza a partir de los costos de las centrales solares fotovoltaicas y del almacenamiento en baterías, conforme a las consideraciones presentadas en las Secciones 4.3.8 y 4.3.9, respectivamente. Para todas las configuraciones, se adopta un costo fijo de O&M de 40.31 USD/kW-año. Estos costos de inversión y de O&M se determinan en función de la capacidad de la central solar fotovoltaica.

Adicionalmente, se contemplan centrales candidatas que presentan una razón de hibridación superior al 30% respecto a la capacidad AC de la central renovable, lo que implica una relación DC/AC mayor a 1.3. En este grupo se incluye, una central solar con una capacidad de 25 MW<sub>AC</sub> y una relación DC/AC de 2, acoplada a un sistema de almacenamiento en baterías de 25 MW con una duración de cuatro horas, cuyo costo de inversión unitario es de 2,901.94 USD/kW y el costo fijo de O&M es de 63.25 USD/kW-año. Del mismo modo, una central solar de 50 MW<sub>AC</sub> con una relación DC/AC de 1.3, integrada a 75 MW de baterías con cuatro horas de almacenamiento, para la cual se obtiene un costo de inversión de 2,750.90 USD/kW y un costo fijo de O&M de 84.25 USD/kW-año. Asimismo, se estiman costos para una central de 125 MW<sub>AC</sub> con una relación DC/AC de 1.6 y un sistema de almacenamiento en baterías de 100 MW con una capacidad de respaldo de cuatro horas, esta configuración presenta un costo de inversión de 1,572.28 USD/kW y un costo fijo de O&M de 54.85 USD/kW-año.

Por otro lado, se consideran configuraciones híbridas que integran generación solar fotovoltaica con sistemas de almacenamiento mediante hidroeléctrica de bombeo. En este caso, se evalúa una central solar de 150 MW<sub>AC</sub> con



una relación DC/AC de 2, acoplada a un almacenamiento por bombeo de 150 MW con una capacidad de respaldo de diez horas, cuyo costo de inversión es de 4,900.03 USD/kW y el costo fijo de O&M de 48.04 USD/kW-año. Por último, se evalúa un sistema híbrido conformado por una central solar fotovoltaica de 1,680.80 MW<sub>AC</sub> con una relación DC/AC de 1.4, integrada a una batería de 1,000 MW y a una central hidroeléctrica de bombeo de 1,200 MW, ambas con capacidad de respaldo de dos y diez horas, respectivamente. Esta configuración tiene un costo de inversión de 2,790.58 USD/kW y un costo fijo de O&M de 56.67 USD/kW-año. Los costos de los sistemas de almacenamiento se estiman conforme a PNNL [18], mientras que para los costos de la central solar fotovoltaica se utiliza la consultoría realizada por INODÚ. En ambos casos, el costo variable de O&M se estima en 2.5 USD/MWh.

#### 4.3.12 Resumen de los costos de inversión y de O&M de las tecnologías de generación

La Tabla 19 presenta un resumen de los costos unitarios de inversión y de los costos fijos y variables de O&M para cada una de las tecnologías consideradas, los cuales están referenciados al año 2024.

Tabla 19. Resumen de costos de inversión, operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías de generación

| Tecnología                                                                 | Capacidad [MW] | Costo de inversión [USD/kW] | Costo fijo de O&M [USD/kW-año] | Costo variable de O&M [USD/MWh] |
|----------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| Motor de combustión interna a gas natural                                  | 20             | 1,586.68                    | 14.00                          | 5.00                            |
|                                                                            | 50             | 1,338.99                    | 14.00                          | 5.00                            |
|                                                                            | 100            | 1,168.21                    | 14.00                          | 5.00                            |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel                    | 20             | 1,695.95                    | 14.00                          | 5 gas natural/diésel y 7 búnker |
|                                                                            | 50             | 1,440.41                    | 14.00                          | 5 gas natural/diésel y 7 búnker |
|                                                                            | 100            | 1,269.20                    | 14.00                          | 5 gas natural/diésel y 7 búnker |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural               | 250            | 1,346.19                    | 14.00                          | 5.00                            |
|                                                                            | 30             | 1,496.90                    | 20.00                          | 6.00                            |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel/LPG                   | 50             | 1,345.42                    | 20.00                          | 6.00                            |
|                                                                            | 70             | 1,234.80                    | 20.00                          | 6.00                            |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural                            | 250            | 1,437.59                    | 16.00                          | 3.5                             |
|                                                                            | 50             | 1,722.64                    | 34.71                          | 0.00                            |
| Eólica                                                                     | 100            | 1,698.12                    | 34.91                          | 0.00                            |
|                                                                            | 200            | 1,557.91                    | 34.71                          | 0.00                            |
| Geotérmica                                                                 | 20             | 6,179.24                    | 160.66                         | 1.50                            |
| Hidroeléctrica de embalse                                                  | <100           | 5,100.00                    | 37.42                          | 0.00                            |
|                                                                            | >100           | 5,100.00                    | 37.93                          | 0.00                            |
| Hidroeléctrica de pasada                                                   | <10            | 3,786.50                    | 40.00                          | 0.00                            |
|                                                                            | >100           | 4,387.24                    | 36.63                          | 0.00                            |
| Solar fotovoltaica                                                         | 20             | 1,227.42                    | 21.25                          | 0.00                            |
|                                                                            | 50             | 1,138.48                    | 21.25                          | 0.00                            |
|                                                                            | 150            | 889.44                      | 21.25                          | 0.00                            |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías                           | 15             | 1,229.20                    | 42.00                          | 0.00                            |
|                                                                            | 50             | 1,135.71                    | 42.00                          | 0.00                            |
|                                                                            | 150            | 925.65                      | 42.00                          | 0.00                            |
| Central híbrida: Eólica con batería (10%)                                  | 50             | 1,868.76                    | 41.14                          | 0.00                            |
|                                                                            | 100            | 1,829.23                    | 41.14                          | 0.00                            |
|                                                                            | 200            | 1,704.02                    | 40.12                          | 0.00                            |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica con batería (30%)                      | 20             | 1,516.86                    | 40.31                          | 0.00                            |
|                                                                            | 50             | 1,434.72                    | 40.31                          | 0.00                            |
|                                                                            | 100            | 1,188.98                    | 40.31                          | 0.00                            |
|                                                                            | 150            | 1,168.47                    | 40.31                          | 0.00                            |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica<br>Batería                             | 25             | 2,901.94                    | 63.25                          | 0.00                            |
|                                                                            | 25             |                             |                                |                                 |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica<br>Batería                             | 50             | 2,750.90                    | 84.25                          | 0.00                            |
|                                                                            | 75             |                             |                                |                                 |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica<br>Batería                             | 125            | 1,572.28                    | 54.85                          | 0.00                            |
|                                                                            | 100            |                             |                                |                                 |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica<br>Hidroeléctrica de bombeo            | 150            | 4,900.03                    | 48.04                          | 2.50                            |
|                                                                            | 150            |                             |                                |                                 |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica<br>Batería<br>Hidroeléctrica de bombeo | 1,680.80       |                             |                                |                                 |
|                                                                            | 1,000          | 2,790.58                    | 56.67                          | 2.50                            |
|                                                                            | 1,200          |                             |                                |                                 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las referencias consultadas.

### 4.3.13 Costos de inversión de los candidatos inspirados en centrales térmicas existentes

Para el conjunto de candidatos presentados en la Sección 4.2.6, el costo de inversión se estima con base en el precio de referencia de la potencia. Este valor se define como el costo marginal de inversión necesario para instalar y conectar a la red una unidad de generación capaz de cubrir los picos de demanda al menor costo, incluyendo sus costos fijos de operación y mantenimiento, conforme al artículo 4, del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista [4]. El precio de referencia vigente es de 8.78 USD/kW-mes, según lo establecido en el Artículo 30 de la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad [5]. Este valor incorpora los costos de inversión de la unidad generadora, los costos de instalación, interconexión al sistema de transmisión y los costos fijos de O&M. Además, considera el impacto de las condiciones ambientales sobre el desempeño de la unidad generadora, y este valor se ajusta mediante un factor que mide el riesgo de déficit de potencia en el sistema.

El costo de inversión se calcula como el producto del precio de referencia de la potencia, la potencia firme asignada a cada una de las centrales [8] y la vida útil restante de cada unidad generadora. Posteriormente, este costo se convierte a valor unitario en función de la capacidad instalada de la central. De esta manera, el costo de inversión estimado representa el impacto económico que implica para el sistema eléctrico la permanencia de estas centrales en el mercado eléctrico de oportunidad durante el resto de su vida útil. Para este tipo de centrales, únicamente se consideran los costos presentados en Tabla 20, ya que estos incluyen la inversión y los costos fijos de O&M.

Tabla 20. Costos de inversión de los candidatos inspirados en centrales térmicas existentes

| Tecnología                  | Recurso        | Capacidad<br>[MW] | Potencia firme<br>[MW] | Costo de inversión<br>[USD/kW] |
|-----------------------------|----------------|-------------------|------------------------|--------------------------------|
| Motor de combustión interna | Diésel         | 35.00             | 25.83                  | 933.07                         |
| Motor de combustión interna | Diésel         | 27.00             | 20.84                  | 1,301.16                       |
| Motor de combustión interna | Diésel         | 12.00             | 11.40                  | 2,101.93                       |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 37.20             | 27.42                  | 1,242.57                       |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 18.60             | 11.08                  | 1,004.21                       |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 17.00             | 13.89                  | 1,635.62                       |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 7.26              | 4.46                   | 1,293.79                       |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 43.00             | 40.68                  | 1,395.46                       |
| Motor de combustión interna | Búnker         | 84.00             | 76.07                  | 858.72                         |
| Turbina de vapor            | Carbón/petcoke | 105.00            | 90.11                  | 1,537.12                       |

Fuente: Elaboración propia.

## 4.4 Parámetros económicos y ambientales

Además de los parámetros abordados en las secciones anteriores, el modelo de la planificación de la expansión de la generación requiere la definición de otros parámetros necesarios, tales como la tasa de descuento, el costo de la energía no suministrada y factores de emisión de dióxido de carbono. Por lo tanto, esta sección presenta los valores adoptados para dichos parámetros, los cuales están basados en referencias regionales e internacionales.

### 4.4.1 Tasa de descuento

La tasa de descuento es un parámetro clave en la evaluación de proyectos de inversión, ya que permite verificar su factibilidad económica al comparar que la tasa interna de retorno sea mayor o igual a dicha tasa. El cálculo de la tasa de descuento se fundamenta en metodologías como el *Capital Asset pricing Model* (CAPM) y el *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), que consideran la estructura de financiamiento del proyecto, incluyendo deuda y capital patrimonial [6]. En ese sentido, esta tasa se aplica para descontar los flujos de caja futuros a valor presente, reflejando el costo de oportunidad del capital invertido.

En el contexto de los modelos de expansión de los sistemas eléctricos, la tasa de descuento resulta esencial, ya que permite actualizar a valor presente las expansiones en proyectos de generación de energía eléctrica y de infraestructura en la red de transmisión que logran minimizar los costos de inversión y operación a lo largo del horizonte de planificación. Para efectos del presente estudio de planificación de la expansión de la generación, se

adopta una tasa de descuento del 10.13%, conforme a lo establecido en la Resolución CRIE-03-2025 [22] de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, en la cual se actualiza la tasa de descuento regional.

#### 4.4.2 Costo de la energía no suministrada

El costo de energía no suministrada (CENS) es un indicador que se utiliza para cuantificar y clasificar los impactos económicos que podrían afectar a la sociedad cuando la demanda de energía eléctrica no puede ser atendida en la magnitud ni en el momento en que es requerida por los usuarios. Dentro del concepto del CENS, se distinguen los costos directos, asociados a las pérdidas económicas derivadas de la interrupción del suministro eléctrico, y los costos indirectos, vinculados a los gastos en que podrían incurrir los usuarios para adaptarse a la falta del servicio, generalmente mediante soluciones alternativas más costosas o menos eficientes [6].

En el ámbito de la planificación de la expansión de la generación, resulta fundamental definir el valor del CENS, el cual se incorpora como parámetro en los modelos de optimización para cuantificar y mitigar el impacto económico derivado de los déficits de energía eléctrica. Para este estudio, se adoptaron los valores del CENS correspondientes a los bloques 3 y 4 definidos para Honduras en el estudio realizado por la CRIE, cuyos resultados fueron establecidos en la Resolución CRIE-44-2023 [23].

Con estos dos valores de CENS, la penalización se aplica según la profundidad del racionamiento. Para ello, el primer bloque de racionamiento comprende desde 0% hasta 2% de la demanda de energía eléctrica, mientras que el segundo corresponde a valores superiores al 2%. Estos bloques, junto con su CENS asociado, se presentan en la Tabla 21. La definición de estos valores obedece al objetivo de consolidar dos únicos niveles de penalización, buscando minimizar de manera rigurosa el déficit de energía eléctrica a lo largo del horizonte de planificación.

Tabla 21. Costo de la energía no suministrada para cada bloque

| Bloque/Profundidad de racionamiento | CENS [USD/MWh] |
|-------------------------------------|----------------|
| Bloque 1: desde 0% hasta 2%         | 1,574          |
| Bloque 2: mayor a 2%                | 2,143          |

Fuente: Elaboración propia con información de [23].

#### 4.4.3 Factores de emisión de dióxido de carbono

La mitigación de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) representa un parámetro importante en los procesos de planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica. Para estimar las emisiones derivadas de la producción de energía eléctrica, se emplean factores de emisión específicos por tipo de combustible, los cuales se presentan en la Tabla 22. Estos factores de emisión, expresados generalmente en kilogramos de CO<sub>2</sub> por unidad de energía térmica, han sido establecidos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), conforme a la información disponible en [24]. Posteriormente, dichos valores se convierten a toneladas de CO<sub>2</sub> por un millón de unidades térmicas británicas (MMBtu).

Tabla 22. Factores de emisiones de CO<sub>2</sub> para cada tipo de combustible

| Combustible         | Factor de emisión [kgCO <sub>2</sub> /TJ] | Factor de emisión [tCO <sub>2</sub> /MMBtu] |
|---------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Diésel              | 74,100                                    | 0.078                                       |
| Residual            | 77,400                                    | 0.082                                       |
| Petcoke             | 97,500                                    | 0.103                                       |
| Carbón bituminoso   | 94,600                                    | 0.100                                       |
| Gas natural         | 56,100                                    | 0.059                                       |
| Coal coke           | 94,600                                    | 0.100                                       |
| Gas natural licuado | 64,200                                    | 0.068                                       |

Fuente: Elaboración propia con información de IPCC [24].

A partir de los factores presentados en la tabla anterior y utilizando el valor calorífico inferior de cada tecnología de generación térmica candidata, se calcula el factor de emisión de CO<sub>2</sub> correspondiente a cada tipo de tecnología y combustible utilizado para operar, los resultados se presentan en la Tabla 23.

**Tabla 23. Factores de emisiones de CO<sub>2</sub> categorizados por tipo de tecnología y combustible utilizado**

| <b>Tecnología</b>                              | <b>Combustible</b> | <b>Capacidad<br/>[MW]</b> | <b>Heat rate<br/>[MMBtu/MWh]</b> | <b>Factor de emisión<br/>[tCO<sub>2</sub>/MWh]</b> |
|------------------------------------------------|--------------------|---------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------------|
| Motor de combustión interna                    | Gas natural        | 100                       | 7.583                            | 0.449                                              |
| Motor de combustión interna dual               | Gas natural        | 100/50/30                 | 7.702                            | 0.456                                              |
| Motor de combustión interna dual               | Búnker             | 100/50/30                 | 8.116                            | 0.663                                              |
| Motor de combustión interna dual               | Diésel             | 100/50/30                 | 8.116                            | 0.635                                              |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado | Gas natural        | 250                       | 6.963                            | 0.412                                              |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural        | 50                        | 8.314                            | 0.492                                              |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural        | 30                        | 9.327                            | 0.552                                              |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Gas natural        | 70                        | 8.105                            | 0.480                                              |
| Turbina de gas en ciclo abierto                | Diésel             | 70                        | 8.105                            | 0.634                                              |
| Turbina de gas en ciclo combinado              | Gas natural        | 250                       | 6.454                            | 0.382                                              |

Fuente: Elaboración propia.

## 5 Proceso de planificación de la expansión de la generación

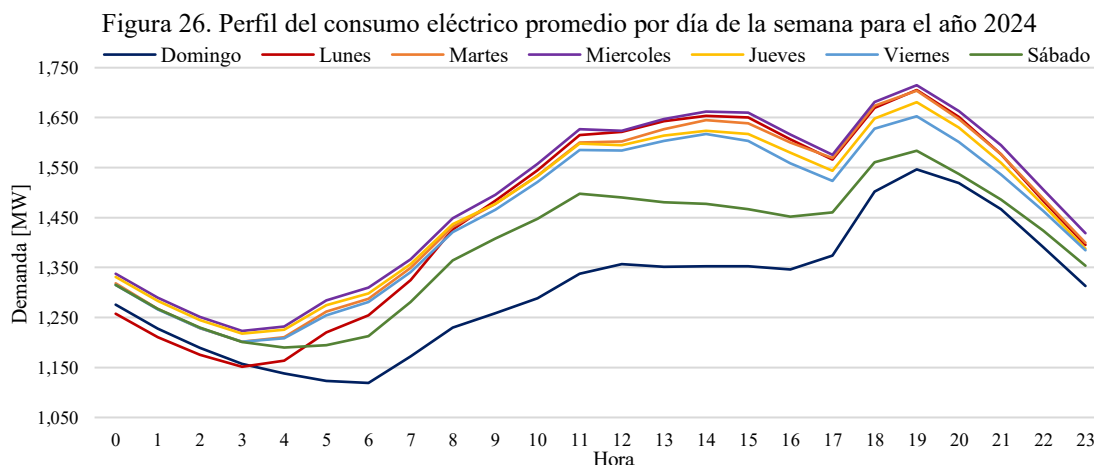
La planificación de la expansión de la generación implica una evaluación integral de múltiples factores, incluyendo el posible crecimiento futuro de la demanda de energía eléctrica, la evolución de los precios de los combustibles, el desarrollo de diferentes fuentes de generación y la necesidad de garantizar un sistema sostenible, eficiente y al menor costo posible. Para abordar estos desafíos, es fundamental definir una estrategia que contemple estos aspectos y, mediante herramientas computacionales de optimización, determinar la combinación óptima de tecnologías de generación de energía eléctrica que serían incorporadas en el parque de generación.

Este capítulo detalla el proceso metodológico seguido para la planificación de la expansión de la generación. Inicialmente, se caracteriza el comportamiento de la demanda eléctrica, identificando patrones específicos según los diferentes tipos de días. A continuación, se realiza la proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica para el horizonte de estudio. Posteriormente, se proyectan los precios de los combustibles con el objetivo de estimar su evolución en los próximos años y se generan diversos escenarios de producción renovable. Adicionalmente, se introducen nuevas restricciones al modelo de planificación de la expansión de la generación. Finalmente, se discuten las herramientas computacionales y se ilustra el proceso metodológico.

### 5.1 Caracterización del comportamiento de la demanda de energía eléctrica

La planificación de la expansión de sistemas eléctricos debe considerar, con la mayor precisión posible, la variabilidad horaria de la demanda y su comportamiento a lo largo de los días de la semana. Idealmente, esa variabilidad podría representarse con una resolución horaria, lo que implicaría modelar 8,760 horas para cada año del horizonte de planificación. No obstante, al tratarse de un horizonte de diez años, este enfoque podría resultar en un problema computacionalmente intratable. Una estrategia utilizada tradicionalmente en los estudios de expansión consiste en representar el consumo de energía eléctrica mediante bloques, los cuales no cuentan con cronología y se derivan de discretizar la curva de duración de carga. Este proceso implica ordenar la demanda en forma descendente y agruparla en bloques que reflejen los diferentes niveles de carga.

De los principales desafíos de la representación por bloques es la pérdida de información entre intervalos de tiempo consecutivos, lo que puede afectar la precisión del análisis. Este desafío se acentúa con la variabilidad que introduce la generación renovable variable. En ese sentido, en esta sección se realiza un análisis exploratorio orientado a identificar patrones característicos en el consumo de energía eléctrica. Inicialmente, se examina el comportamiento de la demanda eléctrica para cada día de la semana durante el año 2024. Posteriormente, se agrupan las horas de cada día y se calcula el valor promedio de cada hora. Con este procedimiento, se identifican patrones que caracterizan cada día, resultando en los perfiles ilustrados en la Figura 26.



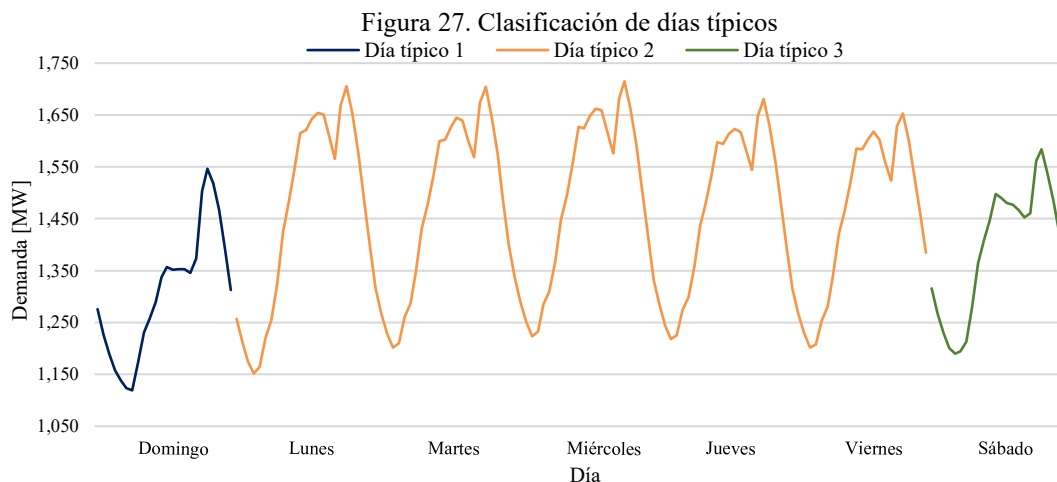
Fuente: Elaboración propia con información del CND.

A partir del análisis realizado al comportamiento de la demanda, ilustrado en la figura anterior, se procede a caracterizar dicho comportamiento mediante dos estrategias, la caracterización por día típico y por bloques representativos, las cuales son discutidas en las siguientes secciones. La metodología utilizada para determinar ambas caracterizaciones puede ser consultada en el Anexo B.

### 5.1.1 Caracterización por día típico

Con el objetivo de reducir la complejidad computacional sin comprometer la representatividad del consumo eléctrico, se adopta el primer enfoque que está basado en días típicos. Dicho enfoque constituye una estrategia que busca capturar, de la manera más adecuada posible, las ventajas tanto de la representación por bloques como de la representación horaria, permitiendo abordar las características operativas relevantes del sistema eléctrico.

Mediante el análisis del comportamiento de la demanda, se identifican patrones recurrentes para clasificar los días de una semana en tres categorías representativas. En la Figura 27, se muestra esta clasificación basada en los perfiles promedio del consumo de energía eléctrica, donde para los días laborables, lunes a viernes, se observa un comportamiento homogéneo entre estos, diferenciándose del sábado y domingo. Además, entre el sábado y domingo se visualiza un comportamiento que difiere significativamente. Por lo tanto, se formulan tres categorías de días típicos, las cuales contienen los días laborables, sábados y domingos. Los días feriados son incorporados en la categoría de domingos, ya que presentan un patrón de consumo muy similar a este día.



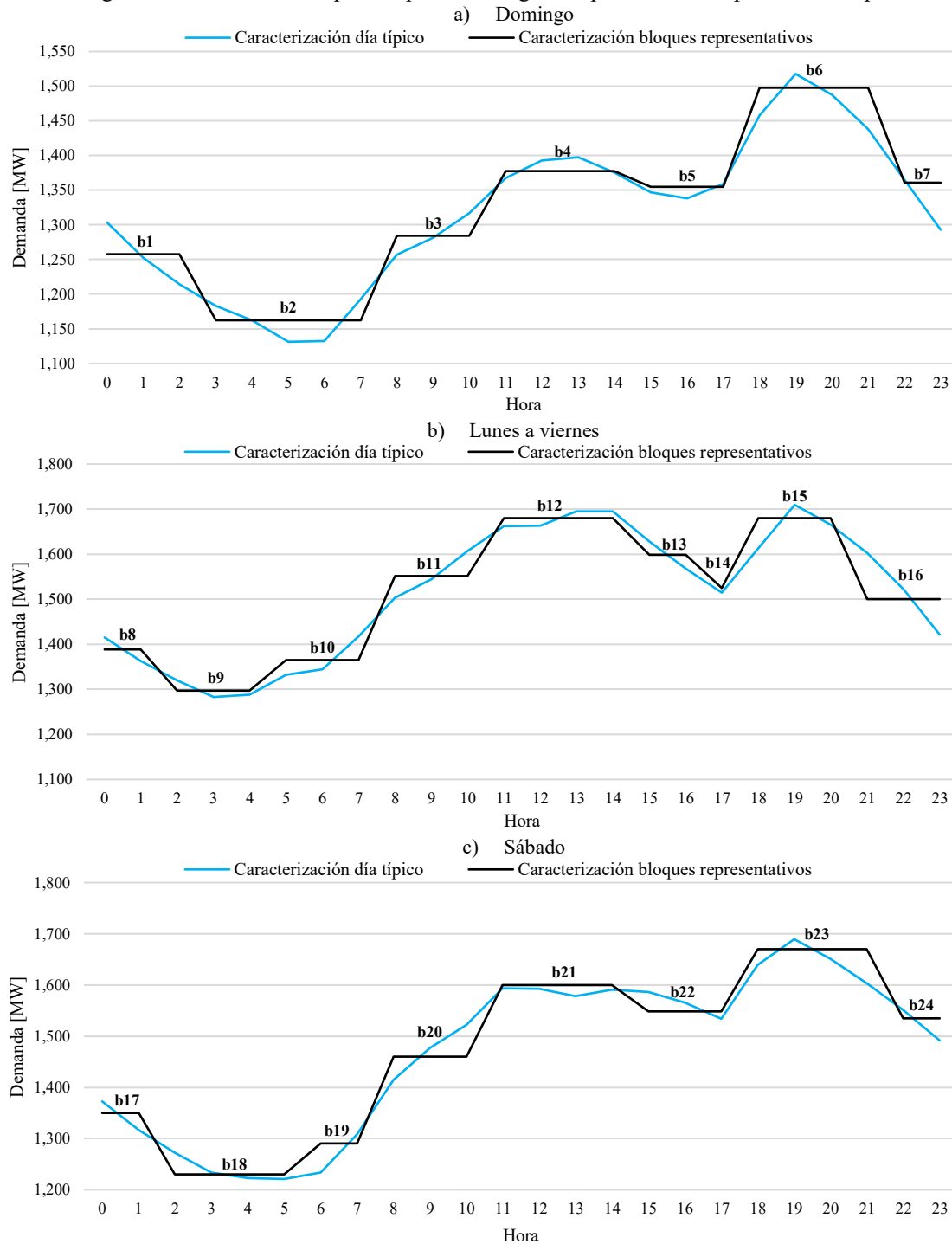
Fuente: Elaboración propia con información del CND.

Esta segmentación es aplicada para cada mes del año, siendo así una caracterización de tres días típicos por mes, resultando en treinta y seis días que caracterizan el comportamiento de la demanda eléctrica para un año. Esta resolución temporal se aplica para cada uno de los años del horizonte de estudio, la cual se debe ajustar a la correspondiente proyección de demanda eléctrica para garantizar tanto los valores de consumo mensual como anual.

### 5.1.2 Caracterización por bloques cronológicos representativos

Esta caracterización constituye un enfoque que combina las estrategias de días típicos y una variante de la representación por bloques de demanda, diferenciándose de esta última en que los bloques son constituidos por horas continuas. Para ilustrar esta caracterización, la Figura 28 muestra la comparación de la curva de la demanda eléctrica para cada día típico con la representación por bloques. La cantidad total se establece en 24 bloques por mes, conforme a los requerimientos del modelo de simulación de la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP, por sus siglas en inglés). Al implementar la metodología explicada en el Anexo B.2, se determina que 7 bloques representan el comportamiento de la demanda eléctrica para el domingo (incluyendo los días feriados), 9 bloques para los días laborales y 8 bloques para caracterizar los sábados.

Figura 28. Caracterización por bloques cronológicos representativos a partir de día típico



Fuente: Elaboración propia con información del CND.

A partir del gráfico anterior, se observa cómo la representación por bloques captura el comportamiento de la demanda para cada tipo de día. Asimismo, se puede identificar la correspondencia horaria de los bloques a lo largo del día. Como complemento a la Figura 28, la Tabla 24 presenta el mapeo hora bloque para una semana.



Tabla 24. 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 |
|-----------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Domingo   | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 3  | 3  | 3  | 4  | 4  | 4  | 4  | 5  | 5  | 5  | 6  | 6  | 6  | 6  | 7  | 7  |
| Lunes     | 8  | 8  | 9  | 9  | 9  | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 |
| Martes    | 8  | 8  | 9  | 9  | 9  | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 |
| Miércoles | 8  | 8  | 9  | 9  | 9  | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 |
| Jueves    | 8  | 8  | 9  | 9  | 9  | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 |
| Viernes   | 8  | 8  | 9  | 9  | 9  | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 |
| Sábado    | 17 | 17 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 19 | 20 | 20 | 20 | 21 | 21 | 21 | 21 | 22 | 22 | 22 | 23 | 23 | 23 | 23 | 24 | 24 |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

A partir de este mapeo, se caracteriza la demanda horaria de cada mes del año base de estudio, obteniéndose así una potencia promedio mensual por bloque horario. Posteriormente, para los días laborales, se ajusta la máxima demanda de potencia diurna y nocturna a los bloques b12 y b15, correspondiente a los intervalos de 11:00-14:00 y 18:00-20:00, respectivamente. Como resultado, se obtiene una reconstrucción de la demanda horaria mensual en 24 bloques representativos. De manera similar con la caracterización por día típico, la representación por bloques cronológicos se aplica para cada uno de los años del horizonte de estudio y se debe ajustar a la correspondiente proyección de demanda eléctrica para garantizar tanto los valores de consumo mensual como anual.

## 5.2 Proyección a largo plazo de la demanda de energía eléctrica

Para el período 2025-2035, se realiza una proyección del posible crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Esta proyección se fundamenta en la metodología presentada en el *Informe proyección de la demanda* [25], elaborado en el marco de la *Asesoría y acompañamiento al Operador del Sistema (ODS) y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en la elaboración del plan de expansión de generación y transmisión de energía eléctrica de Honduras y el establecimiento operativo del ODS*. Dicho informe fue preparado por la empresa PHC Servicios Integrados Group S.A.S. y financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Para este estudio, la metodología desarrollada para la proyección de la demanda futura de energía eléctrica se detalla en el Anexo C. En esta metodología se analiza el crecimiento de cada sector del país, incluyendo el residencial, gubernamental, comercial e industrial. Además, se incorporan factores como: las pérdidas en la red de transmisión y distribución; consumo por alumbrado público; transacciones de energía; energía no suministrada; generación asociada al posible crecimiento de la autoproducción; y el consumo potencial vinculado a la electromovilidad. La proyección se desarrolla mediante el uso de modelos econométricos, modelos autorregresivos, técnicas de análisis de tendencias y modelos estadísticos de difusión, entre otros enfoques analíticos.

A partir de los resultados obtenidos, presentados en el Anexo C, se utilizan las tasas de crecimiento anual para proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y de la demanda máxima de potencia durante el período 2025-2035. Para esta proyección, se toma como referencia el registro total de demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia correspondiente al año 2024. La proyección media del crecimiento de la demanda de energía eléctrica junto con la demanda máxima de potencia se presenta en la Tabla 25.

Tabla 25. Proyección media del crecimiento de la demanda eléctrica

| Año  | Demanda máxima [MW] | Tasa de crecimiento [%] | Demanda anual de energía [GWh] | Tasa de crecimiento [%] |
|------|---------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| 2024 | 2,021.05            | -                       | 12,529.58                      | -                       |
| 2025 | 2,099.85            | 3.90                    | 13,018.11                      | 3.90                    |
| 2026 | 2,176.40            | 3.65                    | 13,492.67                      | 3.65                    |
| 2027 | 2,247.48            | 3.27                    | 13,933.33                      | 3.27                    |
| 2028 | 2,330.23            | 3.68                    | 14,446.37                      | 3.68                    |
| 2029 | 2,414.42            | 3.61                    | 14,968.28                      | 3.61                    |
| 2030 | 2,492.97            | 3.25                    | 15,455.28                      | 3.25                    |
| 2031 | 2,572.95            | 3.21                    | 15,951.13                      | 3.21                    |
| 2032 | 2,662.56            | 3.48                    | 16,506.65                      | 3.48                    |
| 2033 | 2,749.71            | 3.27                    | 17,046.92                      | 3.27                    |
| 2034 | 2,831.81            | 2.99                    | 17,555.92                      | 2.99                    |
| 2035 | 2,920.95            | 3.15                    | 18,108.55                      | 3.15                    |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

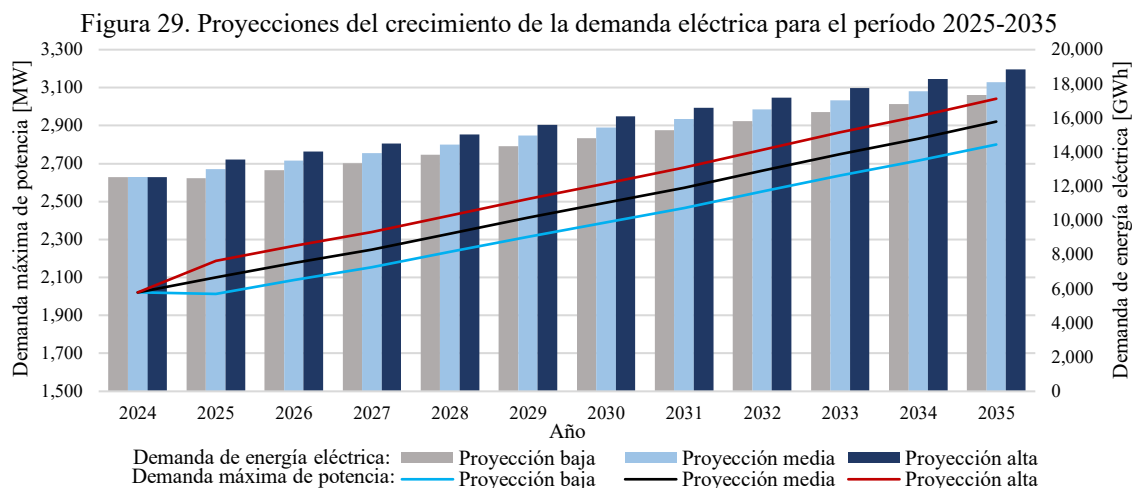
La demanda eléctrica es un parámetro sensible a múltiples factores externos que pueden generar variaciones significativas en su comportamiento. En ese contexto, resulta fundamental evaluar esta incertidumbre asociada a la proyección media o esperada. Para ello, se consideran dos proyecciones alternativas de crecimiento, las cuales consisten en una proyección alta y una proyección baja. Estas proyecciones se construyen a partir de un intervalo de confianza del 95%, generado mediante una función de densidad de probabilidad (FDP) t-Student, tomando como base la proyección media del crecimiento de la demanda de energía y potencia. Como resultado, se obtiene un margen de variación de  $\pm 4.13\%$ , que define los límites superior e inferior del intervalo. Los resultados de estas proyecciones se presentan en la Tabla 26, donde se detallan los valores de crecimiento para cada proyección.

Tabla 26. Proyección alta y baja del crecimiento de la demanda eléctrica

| Año  | Demanda máxima Proyección alta [MW] | Demanda anual de energía Proyección alta [GWh] | Demanda máxima Proyección baja [MW] | Demanda anual de energía Proyección baja [GWh] |
|------|-------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------|
| 2024 | 2,021.05                            | 12,529.58                                      | 2,021.05                            | 12,529.58                                      |
| 2025 | 2,186.53                            | 13,555.47                                      | 2,013.17                            | 12,480.75                                      |
| 2026 | 2,266.23                            | 14,049.62                                      | 2,086.56                            | 12,935.72                                      |
| 2027 | 2,340.25                            | 14,508.47                                      | 2,154.70                            | 13,358.19                                      |
| 2028 | 2,426.42                            | 15,042.69                                      | 2,234.04                            | 13,850.06                                      |
| 2029 | 2,514.08                            | 15,586.14                                      | 2,314.75                            | 14,350.42                                      |
| 2030 | 2,595.88                            | 16,093.24                                      | 2,390.07                            | 14,817.32                                      |
| 2031 | 2,679.16                            | 16,609.56                                      | 2,466.75                            | 15,292.70                                      |
| 2032 | 2,772.46                            | 17,188.01                                      | 2,552.65                            | 15,825.29                                      |
| 2033 | 2,863.21                            | 17,750.58                                      | 2,636.20                            | 16,343.26                                      |
| 2034 | 2,948.70                            | 18,280.59                                      | 2,714.92                            | 16,831.24                                      |
| 2035 | 3,041.52                            | 18,856.03                                      | 2,800.38                            | 17,361.07                                      |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Para fines ilustrativos, la Figura 29 presenta una síntesis de los tres escenarios de proyección de demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia para el período 2025-2035. En el gráfico de barras se representan las proyecciones correspondientes a la demanda de energía eléctrica. Paralelamente, el gráfico de líneas muestra la evolución proyectada de la demanda máxima de potencia a lo largo del mismo período.



### 5.3 Proyección a largo plazo de los precios de los combustibles

El sistema de generación de energía eléctrica de Honduras presenta una participación significativa de tecnologías basadas en recursos térmicos. Entre estas se incluyen motores de combustión interna, centrales con turbinas y plantas a carbón, todas operando con combustibles fósiles. Por lo tanto, es necesario proyectar los precios de los diferentes combustibles utilizados, tanto en las tecnologías existentes como en las candidatas.

Esta sección describe las fuentes consultadas y el procedimiento realizado para obtener las proyecciones de los precios de los combustibles para el largo plazo. Para esta proyección, actualizada en marzo de 2025, se considera que los combustibles han sido convertidos a su equivalente en poder calorífico inferior. Para esta conversión se emplearon los factores reportados en el Apéndice A del *Monthly Energy Review* de la EIA [26], edición de marzo de 2025. Dichos factores corresponden a: 5.77 MMBtu/bbl para el diésel; 6.289 MMBtu/bbl para el búnker; 1,034 Btu/ft<sup>3</sup> para el gas natural; y para el carbón 22.05 MMBtu/st. Para fines ilustrativos, cada uno de los costos presentados en esta sección corresponde a su valor promedio para el año 2024 y para efectos de referencia el desglose de la cadena de precios de los combustibles puede ser consultado en el Anexo D.

#### 5.3.1 Consideraciones adoptadas para la proyección de los precios de los combustibles

La proyección de precios de combustibles, tanto para corto como largo plazo, se elabora utilizando información de *S&P Global (Platts)* [27] y de EIA [28]. Adicionalmente, se considera el manual para el cálculo y declaración de costos variables de generación del CND [29] y el sistema de precios de paridad de importación de combustible que utiliza la revista de la Comisión Administradora de Petróleo (CAP) - Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles - Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.

Mediante la suscripción de Platts, con la que cuenta el CND, se dispone de proyecciones anuales promedio de los precios de los combustibles para el largo plazo. En cuanto al corto plazo, se obtienen proyecciones mensuales con un horizonte de hasta dos años. Para representar estos precios de manera mensual, se realiza un análisis estadístico del comportamiento histórico de los últimos diez años, evaluando las variaciones mensuales del precio *spot* de los combustibles. A partir de este análisis, se generan proyecciones mediante modelos autorregresivos integrados de media móvil estacional (SARIMA, por su acrónimo en inglés). Es importante destacar que, el promedio anual resultante de esta proyección mensual debe coincidir con el valor anual proyectado a largo plazo, el cual se obtiene directamente de Platts.

### 5.3.2 Proyección del precio del búnker

Para proyectar el precio del búnker, referido como *High Sulfur Fuel Oil* (HSFO), se elabora una cadena de valor que incorpora los costos asociados a su importación, conforme a la estructura empleada en el sistema de precios de paridad de importación de combustibles de la Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles. Como referencia, se utiliza el indicador New York No. 6 Fuel Oil, publicado por S&P Global Platts, comúnmente adoptado por las plantas generadoras que operan en el país bajo contratos de suministro.

Utilizando S&P Platts, la proyección del precio de este combustible se realiza con base en dos horizontes temporales. El primero, considera la proyección anual de largo plazo, mientras en el segundo se toma la proyección mensual correspondiente a los primeros dos años del horizonte de estudio. Ambas proyecciones, expresadas en dólares constantes, fueron consultadas en abril de 2025 y corresponden al precio del HSFO en el mercado de Nueva York, ubicado en la costa este de los Estados Unidos (EE.UU.). Para los años restantes del horizonte, la proyección mensual se genera mediante el modelo SARIMA (2,0,1) (0,0,2), ajustado a la serie histórica del precio del HSFO.

Posteriormente, se calculan los costos asociados a la cadena de valor para su internación, obteniéndose un valor promedio de 1.368 USD/MMBtu para el año 2024. Este valor incluye componentes tales como flete marítimo (según tarifas publicadas por Platts), seguro marítimo, margen del importador, gastos portuarios, comisión de agentes aduaneros, manejo de cancha, muestreo, análisis de calidad y mermas por transporte. Además, se incorpora un costo financiero de 0.0163 USD/MMBtu, determinado conforme al Acuerdo SEN-123-2024 [30].

### 5.3.3 Proyección del precio del diésel

Para estimar el precio del diésel se utiliza como referencia el indicador *Ultra-Low Sulfur Diesel* (ULSD) publicado por Platts, el cual corresponde al mercado *spot* de la Costa del Golfo de EE.UU. De forma similar con el procedimiento efectuado para el precio del búnker, la proyección del precio del diésel se realiza con base en dos horizontes temporales. Para la proyección mensual de los dos primeros años, se utiliza la información proporcionada por la suscripción de S&P Platts y para los años restantes se implementa el modelo SARIMA (2,0,0) (0,0,2).

A la proyección base, se le adicionan los costos de transporte e internación, estimándose un valor promedio de 2.29 USD/MMBtu para el año 2024. Estos incluyen el flete marítimo, seguro, gastos portuarios, comisiones, manejo, muestreo, análisis y mermas. Además, se incorpora un costo financiero promedio de 0.024 USD/MMBtu.

### 5.3.4 Proyección del precio del carbón

Para la proyección anual de largo plazo del precio del carbón térmico, se utilizan las estimaciones publicadas por EIA en el informe de Perspectiva Anual de Energía (AEO, por sus siglas en inglés) [28]. En cuanto a la proyección mensual, esta se genera mediante un modelo SARIMA (2,0,2) (2,0,0), tomando como referencia el comportamiento histórico del indicador FOB (*Free on Board*) Colombia, reportado en Platts. Para el costo promedio de transporte marítimo, se adopta 0.549 USD/MMBtu según la tarifa en Platts.

Finalmente, para obtener el costo total que podría implicar una central carbonera con un factor de planta de 85%, se asume un sobre costo del 5% sobre el precio de costo, seguro y flete (CIF, por sus siglas en inglés), esto por concepto de costos locales asociados a la logística y operación nacional.

### 5.3.5 Proyección del precio del gas natural

Para determinar el precio del gas natural (GN), se emplea 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. Esta cadena de valor incluye el GN referenciado al Henry Hub, el proceso de licuefacción, el transporte marítimo, la regasificación y, en caso de ser necesario, el transporte terrestre. Mediante la suscripción de S&P Platts, se obtiene la proyección anual de precios para el largo plazo y la proyección mensual de precios para los

primeros dos años del horizonte de estudio. Para los años restantes, la proyección mensual se ajusta a la serie histórica del precio del GN, utilizando el modelo estadístico SARIMA (0,1,1) (4,1,1). Es importante resaltar que, la proyección es expresada en dólares constantes y su consulta fue realizada en abril de 2025.

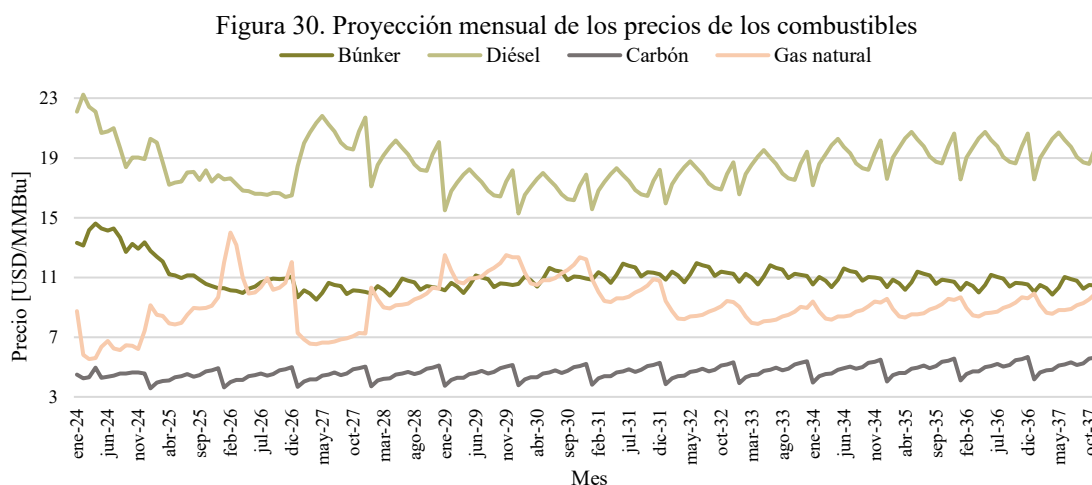
Posteriormente, al precio del GN se le adiciona un incremento del 15% para representar los gastos en los que puede incurrir el comprador de este combustible, como es mencionado en [31] y utilizado en [32]. Para el servicio de licuefacción en la zona cercana a Henry Hub, se revisa información pública sobre los precios de contratos y acuerdos recientes. Como resultado de consultar diversas fuentes, se estima un costo de licuefacción de 2 USD/MMBtu [32]. Contrastando con diferentes fuentes públicas de información, dicho costo de licuefacción se encuentra dentro del rango asumido para cubrir la inversión de capital de una planta de exportación de GN, considerando un contrato de largo plazo que garantice el servicio [33]. Además, este costo incluye el transporte por gaseoducto desde el nodo físico de Henry Hub hasta la planta licuefactora.

Adicionalmente, se estima un costo de 0.3 USD/MMBtu relacionado con el transporte y la internación del combustible. Este cálculo se fundamenta en información obtenida de S&P Platts sobre las tarifas de alquiler de buques para el transporte de gas natural licuado desde la Costa del Golfo de EE.UU., para el cual se consideran los tiempos de espera en los puertos y los costos asociados a las operaciones de carga y descarga. Para efectos del estudio de planificación, se asume que el puerto de destino en Honduras sería Puerto Cortés. Finalmente, considerando la información proveniente de [32] y contrastando con otras fuentes de información pública, se adopta un costo medio de 1 USD/MMBtu por concepto de regasificación, buscando simular las implicaciones de adoptar una unidad flotante de almacenamiento y regasificación en la modalidad de arrendamiento.

### 5.3.6 Resumen de la proyección de los precios de los combustibles

La proyección de los precios de los combustibles en los puertos de Honduras se elaboró a partir de estimaciones obtenidas por la suscripción de S&P Global Platts y mediante consultas de los informes publicados por EIA. Para generar una resolución mensual de los precios de los combustibles, un análisis estadístico fue realizado para cada tipo de combustible, evaluando sus series históricas de precios. En este proceso se utilizaron modelos SARIMA, seleccionando en cada caso el modelo que presentó el mejor desempeño y ajuste estadístico.

Para la proyección final de los precios de cada combustible, se asegura que el promedio de los valores mensuales coincida con el precio anual de largo plazo obtenido de Platts. La Figura 30 muestra la proyección de los precios de los combustibles para el largo plazo.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante recalcar que la proyección de los precios de los combustibles está sujeta a múltiples factores externos que podrían generar variaciones significativas. Para abordar esta incertidumbre, se ha definido un intervalo de confianza del 95%, basado en una FDP normal, tomando como referencia la proyección media presentada en la Figura 30. El rango de variación se estima utilizando una desviación estándar de 0.3, un tamaño de muestra de 30 y un valor crítico de 1.96, lo que resulta en un margen alrededor de  $\pm 10.7\%$  respecto al valor medio. Este intervalo define los límites superior e inferior de la proyección, permitiendo establecer escenarios de precios altos y bajos para los combustibles durante el horizonte de planificación.

### 5.3.7 Costos de transporte terrestre

Para estimar el costo de transporte terrestre para los distintos tipos de combustibles, se utiliza como referencia la información publicada en la revista de la CAP de la SEN, correspondiente al lunes 3 de febrero de 2025. Estos costos se presentan en la Tabla 27, expresados en centavos de dólar estadounidense por millón de unidades térmicas británicas (ctvs. USD/MMBtu) y consideran el flete terrestre hacia ubicaciones cercanas a los principales puertos o terminales de recepción. La descripción del cálculo realizado puede ser consultada en el Anexo D.

Tabla 27. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs. USD/MMBtu

| Búnker | Diésel | Gas natural |
|--------|--------|-------------|
| 0.0802 | 0.0728 | 0.1320      |

Fuente: Elaboración propia.

## 5.4 Generación de escenarios renovables

Inherentemente, la generación a partir de recursos renovables depende de condiciones climáticas, por lo que su producción de energía eléctrica a largo plazo no se puede predecir con exactitud. Por consiguiente, se requiere de herramientas computacionales para generar diferentes escenarios de generación para modelar de forma adecuada la incertidumbre asociada a este tipo de recursos. Para la fase de expansión de la generación se adoptan 10 escenarios de generación renovable, mientras que para la fase operativa se evalúan 25 escenarios. Es importante resaltar que, una mayor cantidad de escenarios podría modelar con mayor precisión la incertidumbre de estas fuentes de generación; no obstante, el esfuerzo computacional requerido para resolver el problema de optimización puede ser impactado significativamente. Por lo tanto, la selección de la cantidad de escenarios adoptados se ve condicionada directamente al esfuerzo computacional requerido. En ese contexto, esta sección presenta las consideraciones realizadas para generar diferentes escenarios para las centrales renovables tanto candidatas como existentes.

### 5.4.1 Caudales hidrológicos para centrales hidroeléctricas regulables

Las centrales hidroeléctricas regulables son aquellas que pueden transferir energía entre distintas etapas temporales, ya sea entre meses, semanas, días u horas. En el modelo de expansión, dado que las etapas de estudio se analizan en intervalos mensuales, se clasifican como centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento aquellas que permiten desplazar agua entre períodos de tres o más meses. Las demás se clasifican como centrales de pasada, las cuales disponen de un tiempo máximo de regulación, determinado a partir de la relación entre el volumen útil del embalse y el caudal máximo turbinable. Para todas estas centrales se consideran los registros históricos de caudales afluentes, de los cuales depende directamente su producción hidroeléctrica.

A partir de los registros históricos de caudales afluentes, mediante un modelo autorregresivo periódico, se generan escenarios futuros, empleando diez en la fase de expansión y veinticinco en las validaciones operativas. Dicho modelo utiliza como condición inicial un año específico de hidrología, el cual debe formar parte de la serie histórica de caudales afluentes representados y, adicionalmente, reflejar condiciones hidrológicas similares a las del año inicial del horizonte de planificación. De acuerdo con la *Perspectiva climática preliminar 2025 Honduras*, elaborada por el Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos (CENAOS) – COPECO [34], los años análogos de lluvia para el período comprendido entre febrero y julio de 2025 corresponden a 1984, 1996 y



2001. Por lo tanto, adoptando el criterio de seleccionar el año más reciente entre los análogos identificados, se considera el 2001 como el año inicial de hidrología.

### 5.4.2 Escenarios de generación para centrales hidroeléctricas no regulables y de biomasa

Para proyectar adecuadamente la generación futura de centrales hidroeléctricas no regulables y de biomasa, se consideran distintos escenarios horarios de producción, los cuales reflejan la incertidumbre del recurso disponible asociado a estas tecnologías. Estos escenarios se construyen a partir de los registros históricos de generación horaria correspondientes al período 2020-2024, los cuales contemplan la variabilidad observada en la producción durante los últimos cinco años. En el caso de los proyectos candidatos, los escenarios de generación se definen con base en la producción proyectada en sus contratos de suministro.

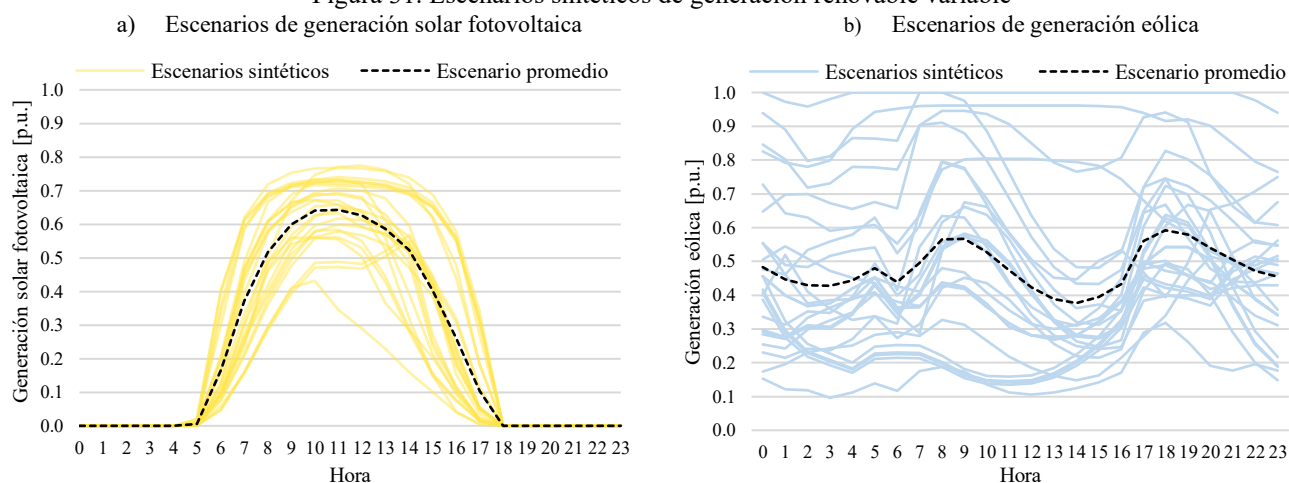
### 5.4.3 Escenarios de generación para centrales solar fotovoltaica y eólica

Para generar escenarios horarios de generación renovable variable, se utiliza la herramienta Time Series Lab (TSL), versión 2.1.4, desarrollada por la compañía PSR. Con esta herramienta se modela el recurso eólico y solar, 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.

Utilizando 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 generan registros históricos de producción con resolución horaria para el período 1980–2021, para cada una de las centrales eólicas y solares, tanto existentes como candidatas. Estos registros se obtienen utilizando las coordenadas geográficas específicas de cada central, lo que permite representar con mayor precisión las condiciones locales del recurso renovable. Para los registros históricos de producción de las centrales existentes, se construyen perfiles de capacidad con el fin de ajustar los datos obtenidos de TSL. En este caso, se utiliza un perfil mensual que asigna un factor de capacidad para cada mes, calculado con la producción real y el vertimiento registrado en el período 2020-2024 para cada central renovable.

A partir de los registros históricos de producción obtenidos, se generan escenarios sintéticos de generación renovable para todo el horizonte de planificación. Estos escenarios simulan el comportamiento futuro de la generación de energía renovable, considerando diversas variables y factores que pueden influir en la producción. Para este estudio, se generan cien escenarios sintéticos, de los cuales diez se emplean en el proceso de expansión del sistema, mientras que veinticinco se utilizan en las validaciones operativas. Con fines ilustrativos, la Figura 31 muestra los escenarios sintéticos de producción renovable para un día en particular.

Figura 31. Escenarios sintéticos de generación renovable variable



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.



## 5.5 Modelamiento de restricciones incorporadas al problema de expansión

La planificación de la expansión de la generación se formula como un problema de optimización matemática, cuyo objetivo es minimizar simultáneamente el valor presente neto tanto de las inversiones en nuevos proyectos de generación como de los costos operativos del sistema dentro de un horizonte de estudio. La función objetivo está sujeta a diferentes restricciones como ser el balance de energía, la capacidad instalada de las centrales existentes y candidatas, y la naturaleza de las variables de decisión, entre otras. Además, en este modelo de planificación, nuevas restricciones son incorporadas para atender criterios técnicos. Por lo tanto, esta sección describe las restricciones de potencia firme, requerimiento de reserva y aquellas que modelan la operación de los sistemas híbridos.

### 5.5.1 Restricción de potencia firme

Las señales identificadas para la expansión de la generación deben garantizar el suministro confiable de la demanda de energía eléctrica a lo largo del horizonte de estudio. Con el objetivo de asegurar dicho suministro, se incorpora al modelo de planificación la restricción de potencia firme, formulada en la ecuación (1). Esta restricción se modela para cada año del horizonte de estudio, considerando tanto las centrales generadoras existentes como las candidatas. A cada una se le asigna un valor de potencia firme para contribuir al requerimiento anual del sistema, el cual se define como la demanda máxima de potencia en cada año ajustada a la caracterización por día típico o bloques. Para las centrales existentes, se utiliza el valor determinado en el informe de potencia firme para el año 2025 [8], mientras que para las centrales candidatas, este valor se especifica en la Sección 4.2.

$$\sum_{i=1}^{Nex} Pf_{i,a}^{ex} + \sum_{i=1}^{Ncan} Pf_{i,a}^{can} \geq \bar{D}_a, \quad (1)$$

donde,

$Pf_{i,a}^{ex}$  : Potencia firme de las centrales existentes para cada año "a",

$Pf_{i,a}^{can}$  : Potencia firme de las centrales candidatas para cada año "a",

$\bar{D}_a$  : Demanda máxima de potencia del sistema para el año "a".

### 5.5.2 Restricciones de reserva

Ante la incertidumbre asociada con las fuentes de generación basada en energías renovables variables, junto con otros factores que contribuyen al desequilibrio del sistema, se torna cada vez más relevante incorporar criterios de flexibilidad operativa en los estudios de planificación de la expansión. En ese contexto, en el modelo de planificación se añaden las restricciones (2) y (3), las cuales modelan el requerimiento de reserva primaria y secundaria, respectivamente. Para la reserva primaria, restricción (2), se considera un requerimiento de reserva del 3% de la demanda eléctrica horaria en todo el período de planificación ( $\alpha \cdot D_{t,a}$ ).

La provisión de reserva por parte de las centrales térmicas, tanto existentes como candidatas, puede alcanzar hasta un 5% del despacho instantáneo de cada central. Mientras que, el aporte de las centrales hidroeléctricas existentes y candidatas puede llegar al 10%. Para definir estos porcentajes, para las centrales existentes se analizaron los aportes históricos de contribución a la reserva, mientras que para las centrales candidatas se estudió la capacidad de rampa de las diferentes tecnologías, corroborando que puedan contribuir con dichos porcentajes según el tiempo de respuesta requerido. Adicionalmente, estos valores fueron contrastados con los valores establecidos en [35].

$$\sum_{i=1}^{Ntre} Rp_{i,t,a}^{tre} + \sum_{i=1}^{Ntrc} Rp_{i,t,a}^{trc} + \sum_{i=1}^{Nhde} Rp_{i,t,a}^{hde} + \sum_{i=1}^{Nhdc} Rp_{i,t,a}^{hdc} \geq \alpha \cdot D_{t,a}, \quad (2)$$

donde,

$Rp_{i,t,a}^{tre}, Rp_{i,t,a}^{trc}$  : Contribución de reserva primaria de las centrales térmicas existentes y candidatas,

$Rp_{i,t,a}^{hde}, Rp_{i,t,a}^{hdc}$  : Contribución de reserva primaria de las centrales hidroeléctricas existentes y candidatas,

$\alpha$  : Proporción de requerimiento de reserva con respecto a la demanda eléctrica,

$D_{t,a}$  : Demanda eléctrica en cada intervalo de tiempo "t" y en el año "a" de la simulación.

La restricción (3) se formula para considerar las fluctuaciones entre la generación y la demanda de energía eléctrica, cuyos requerimientos relativos de reserva secundaria ( $r_{t,s,d}^{sf}$ ,  $r_{t,s,d}^{eo}$ ,  $r_{t,s,d}^D$ ) dependen de las horas del día, nivel de generación renovable variable, etapa y el nivel de potencia. Estos requerimientos de reserva son calculados a partir de la metodología presentada en [36], mientras que, para la agrupación de la reserva conjunta, se utiliza la suma geométrica de las reservas requeridas individualmente [37]. Para efectos de referencia, consultar el Anexo E, el cual presenta el procedimiento utilizado para determinar estos requerimientos.

$$\sum_i^{Ntre} Rs_{i,t,a}^{tre} + \sum_i^{Ntrc} Rs_{i,t,a}^{trc} + \sum_i^{Nhde} Rs_{i,t,a}^{hde} + \sum_i^{Nhdc} Rs_{i,t,a}^{hdc} \geq \sqrt{(r_{t,s,d}^{sf} \cdot CI^{sf})^2 + (r_{t,s,d}^{eo} \cdot CI^{eo})^2 + (r_{t,s,d}^D \cdot \bar{D}_a)^2}, \quad (3)$$

donde,

$Rs_{i,t,a}^{tre}, Rs_{i,t,a}^{trc}$  : Contribución de reserva secundaria de las centrales térmicas existentes y candidatas,

$Rs_{i,t,a}^{hde}, Rs_{i,t,a}^{hdc}$  : Contribución de reserva secundaria de las centrales hidroeléctricas existentes y candidatas,

$r_{t,s,d}^{sf}$  : Reserva relativa solar fotovoltaica en p.u., para el tiempo "t", etapa "s" y nivel de potencia "d",

$r_{t,s,d}^{eo}$  : Reserva relativa eólica en p.u., para el tiempo "t", etapa "s" y nivel de potencia "d",

$r_{t,s,d}^D$  : Reserva relativa de demanda en p.u., para el tiempo "t", etapa "s" y nivel de potencia "d",

$CI^{sf}$  : Capacidad instalada solar fotovoltaica,

$CI^{eo}$  : Capacidad instalada eólica,

$\bar{D}_a$  : Demanda máxima de potencia del sistema para el año "a".

Para la provisión de reserva secundaria de las centrales existentes, se consideraron las centrales que forman parte del modo de control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés), analizando el aporte establecido en la Planificación Operativa de Largo Plazo. Para las centrales candidatas, se utilizó una provisión de reserva de hasta el 20% de su potencia instalada, estudiando la capacidad de rampa y el tiempo de respuesta de cada tecnología de generación. Es importante resaltar que estas restricciones son formuladas para los intervalos de tiempo considerados en la simulación, por lo que deben ser satisfechas en cada intervalo, siendo estos caracterizados por bloques cronológicos representativos, días típicos o por horas.

### 5.5.3 Restricciones para sistemas híbridos

Para las centrales híbridas candidatas basadas en recursos renovables variables, como la energía solar fotovoltaica y la eólica, se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento con el objetivo de mitigar las fluctuaciones propias de este tipo de generación. Estos sistemas se modelan mediante las restricciones (4) y (5), las cuales permiten optimizar su operación. En este esquema, el almacenamiento se carga exclusivamente con los excedentes de energía eléctrica generados por la central renovable durante los períodos de mayor disponibilidad del recurso y se descarga tanto para compensar las fluctuaciones en la generación como para suministrar energía eléctrica en aquellos momentos de baja o nula disponibilidad del recurso renovable.

Es importante resaltar que la cantidad total de energía almacenada dependerá de la producción renovable, y en ciertos escenarios, la generación podría no ser suficiente para cargar en su totalidad el sistema de almacenamiento.

$$P_{i,t,a}^{rv} + P_{i,t,a}^{SA_d} - P_{i,t,a}^{SA_c} \leq CI_i^{rv}, \quad (4)$$

$$P_{i,t,a}^{SA_c} \leq P_{i,t,a}^{rv}, \quad (5)$$

donde,

$P_{i,t,a}^{rv}$  : Generación de energía eléctrica de la central renovable variable "i", en el tiempo "t" y año "a",

$P_{i,t,a}^{SA_d}$  : Descarga del sistema de almacenamiento "i", en el tiempo "t" y año "a",

$P_{i,t,a}^{SA_c}$  : Carga del sistema de almacenamiento "i", en el tiempo "t" y año "a",

$CI_i^{rv}$  : Capacidad instalada de la central renovable variable (solar fotovoltaica/eólica) "i".

## 5.6 Descripción de las herramientas de optimización utilizadas

Para la planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica, se emplea la herramienta computacional OptGen, versión 8.2.3, desarrollada por la empresa brasileña PSR. Esta herramienta optimiza el

cronograma de inversiones en nuevas tecnologías de generación, minimizando costos de inversión y operación. OptGen ofrece dos estrategias de solución, OptGen 1 y OptGen 2, las cuales se adaptan a los objetivos definidos por el planificador [38]. OptGen 1 aplica técnicas de descomposición jerárquica, separando las decisiones de inversión de la simulación operativa del sistema, la cual se realiza mediante SDDP. En cambio, OptGen 2 integra en una sola etapa la simulación operativa junto con las decisiones de inversión. Posteriormente, el resultado de expansión obtenido con OptGen 2 se simula en SDDP para estimar los costos operativos asociados.

Para la simulación operativa del sistema, se emplea la herramienta SDDP en su versión 17.3.12rc9, también desarrollada por PSR. Esta herramienta permite estimar los costos operativos mediante un despacho económico que considera las características técnicas y costos de producción del parque generador. Además, SDDP permite modelar la red de transmisión, incorporando sus restricciones operativas y otros factores clave para el análisis de la expansión de la generación. Finalmente, la herramienta calcula la política operativa estocástica de mínimo costo, integrando incertidumbres hidrológicas, la variabilidad de la demanda y las condiciones del sistema de transmisión [39].

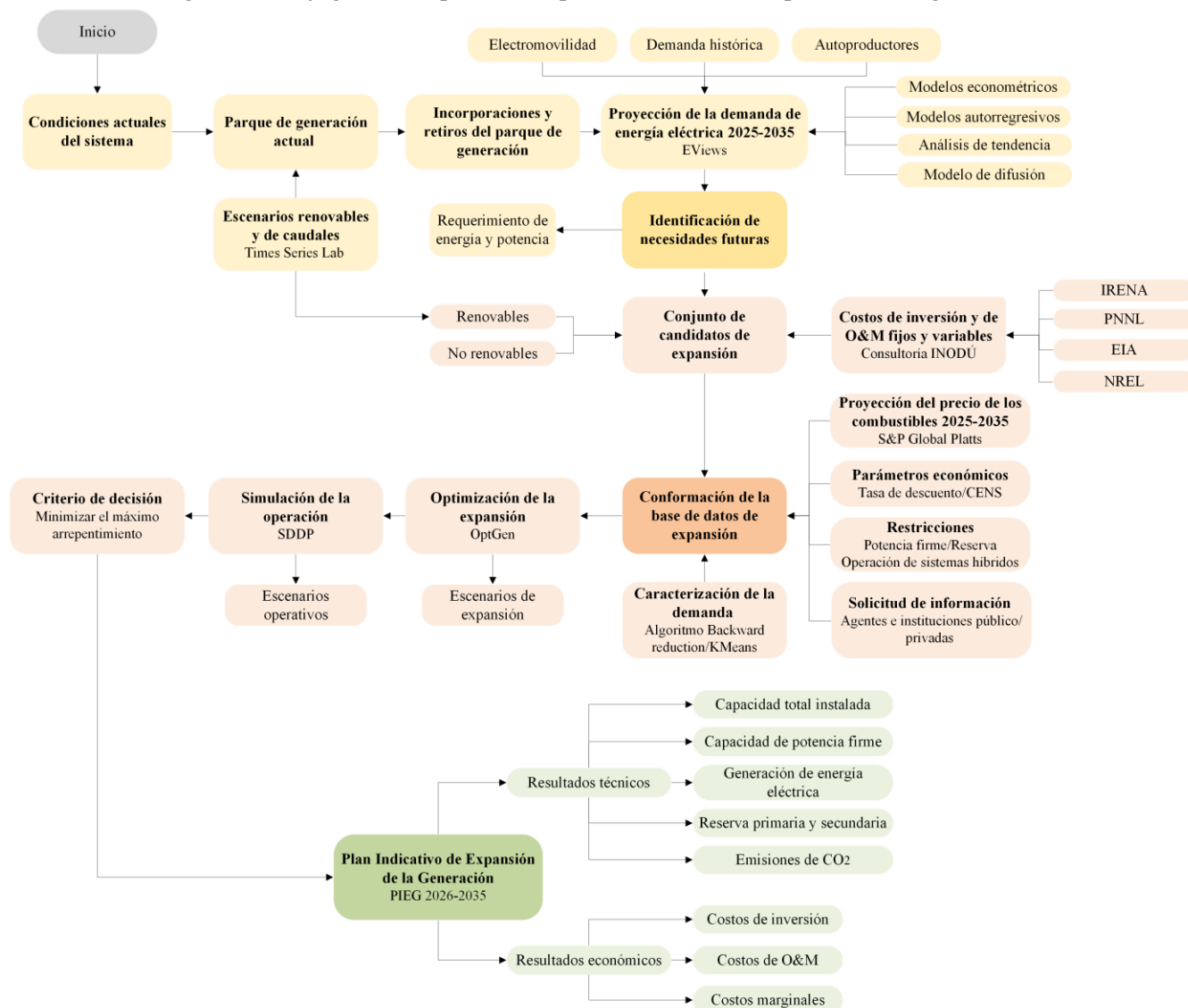
## 5.7 Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación

Como se ha expuesto en cada uno de los capítulos y secciones anteriores, la planificación de la expansión de la generación es un proceso integral que involucra múltiples etapas. Este proceso se resume en el flujograma presentado en la Figura 32. En las fases iniciales se recopila la información correspondiente al sistema eléctrico nacional, con el fin de modelar tanto su estado actual como su evolución prevista en el largo plazo. En este marco, se realiza la proyección de la demanda eléctrica para identificar las necesidades futuras del sistema eléctrico.

Una vez identificadas dichas necesidades, se conforma una base de datos que integra los principales insumos para la planificación: el parque de generación existente y su evolución prevista; un conjunto de tecnologías candidatas de generación con sus respectivos costos de inversión y de O&M; las proyecciones de los precios de los combustibles; parámetros de carácter económico como ser la tasa de descuento y el CENS; la generación de escenarios renovables sintéticos; la caracterización del comportamiento de la demanda eléctrica; y el modelamiento de restricciones adicionales al problema de optimización matemática.

Posteriormente, con el apoyo de herramientas computacionales basadas en algoritmos de optimización matemática, se resuelve el problema de planificación de la expansión y se generan los escenarios correspondientes. Estos escenarios de expansión son evaluados mediante simulaciones operativas y, adoptando un criterio de decisión, se selecciona el mejor escenario para ser propuesto como el PIEG 2026-2035.

Figura 32. Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación



Fuente: Elaboración propia.

## 6 Escenarios planteados para la expansión y resultados obtenidos

Con base en la información, criterios y premisas expuestas en los capítulos anteriores, se construye la base de datos necesaria para realizar el estudio de planificación de la expansión de la generación para un horizonte de diez años. Para la simulación de dicha expansión, se conforma el conjunto de centrales candidatas, cuyas características técnicas y económicas son configuradas en el programa OptGen. Por otro lado, para simular la operación del sistema ante diferentes escenarios operativos, se emplea la herramienta SDDP, en la cual se conforma la base de datos que incluye el parque actual de generación y su evolución prevista, escenarios de producción renovable, crecimiento de la demanda, proyección de los precios de los combustibles, restricciones relevantes de la red de transmisión, así como otras restricciones adicionales incorporadas al modelo.

Para las simulaciones de la expansión de la generación, las decisiones de inversión se modelan en etapas anuales, asumiendo que las nuevas centrales generadoras podrían entrar en operación en enero de cada año dentro del horizonte 2026-2035. Asimismo, se incorpora el 2025 como año inicial de la simulación y un año adicional al final del horizonte, con el fin de amortiguar el efecto de los embalses. Cabe señalar que estos años adicionales no se consideran para la instalación de nuevas centrales de generación.

Por lo tanto, el presente capítulo ofrece una perspectiva panorámica de la situación actual del sistema eléctrico y su prospectiva a largo plazo, en caso de que no se adopten medidas para mejorar su eficiencia. Ante la evidente necesidad de expandir la capacidad de generación para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, se plantean diversos casos de estudio bajo diferentes condiciones, con el objetivo de identificar un conjunto de posibles escenarios de expansión. Una vez obtenidos estos posibles escenarios de expansión, estos se someten a evaluaciones operativas para cuantificar su rendimiento. Finalmente, mediante la implementación de un criterio de decisión, se identifica el PIEG correspondiente al horizonte 2026-2035.

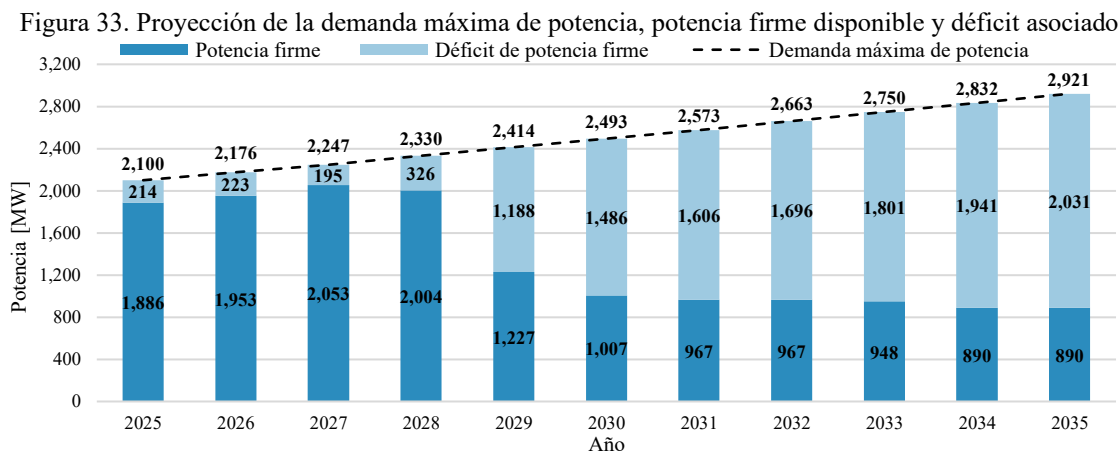
### 6.1 Simulación a largo plazo del sistema de generación previsto

Para estimar las necesidades futuras del sistema eléctrico nacional, se desarrollan dos análisis. El primero consiste en proyectar el crecimiento de la demanda máxima de potencia y compararlo con la potencia firme disponible en el sistema. El segundo análisis se enfoca en proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y realizar una simulación operativa para estimar posibles déficits de energía eléctrica. En ambos análisis, se consideran los retiros e ingresos de algunas centrales de generación, conforme a la información presentada en la Sección 4.1. Cabe destacar que estos análisis se realizan bajo el supuesto de una proyección media del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y una proyección media para los precios de los combustibles.

La Figura 33 ilustra, para cada año del horizonte, la proyección de la demanda máxima de potencia, la potencia firme del sistema y el posible déficit de potencia firme. En 2026 y 2027, se observan aumentos en la potencia firme como resultado de la incorporación de un sistema de almacenamiento en baterías y de la ampliación de capacidad de la central térmica Brassavola, respectivamente. No obstante, en 2028 se evidencia una primera reducción, atribuida tanto al crecimiento natural de la demanda eléctrica como al retiro de algunas centrales que operan en arrendamiento. Para 2029, se proyecta una disminución significativa en la capacidad firme del sistema, influenciada por la finalización de contratos de varias centrales térmicas, el retiro de las restantes centrales arrendadas, la salida de centrales que operan en el mercado eléctrico de oportunidad y por el continuo crecimiento de la demanda eléctrica. De manera similar, se estiman reducciones adicionales en los años 2030, 2031 y 2034, originadas por la expiración de diferentes contratos térmicos y el crecimiento natural de la demanda eléctrica.

Para los valores presentados en la Figura 33, algunas variaciones pueden ser encontradas al compararlos con los registros del *Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras Año 2025 – Actualización mayo 2025* [8]. Entre las principales variaciones se destaca que únicamente se considera la potencia firme de las centrales

generadoras nacionales actualmente operativas y, además, para las centrales que iniciaron operación en el presente año, se ajustó su potencia firme para un valor representativo dentro del horizonte de estudio.



Fuente: Elaboración propia con información de [8] y de subgerencia de contratos ENEE.

Para complementar la figura anterior, se presenta la Tabla 28, la cual clasifica la potencia firme del sistema según el estado comercial de las centrales generadoras. En los años 2026 y 2027, se observan incrementos en la potencia firme, tanto en las centrales propiedad de la ENEE como en las centrales contratadas. Para 2029, se estima una reducción significativa de la potencia firme total del sistema, alcanzando los 1,227 MW, como resultado del vencimiento de contratos, retiro de centrales que operan en el mercado de oportunidad y la salida de las centrales de arrendamiento. Bajo este escenario, se estima que al final del horizonte la potencia firme total del sistema se reduciría a 890 MW, generando un déficit de aproximadamente 2,031 MW.

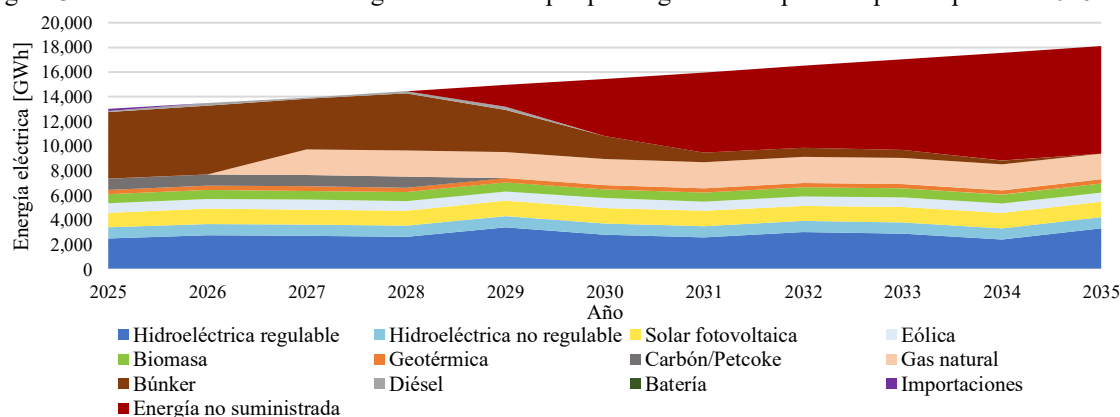
Tabla 28. Clasificación de la potencia firme total según el estado comercial del parque de generación previsto

| Tecnología                   | 2025 | 2026 | 2027  | 2028  | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|------------------------------|------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| Potencia firme contratada    | 969  | 969  | 1,068 | 1,068 | 742  | 524  | 484  | 484  | 465  | 407  | 407  |
| Potencia firme no contratada | 338  | 338  | 338   | 338   | 45   | 45   | 45   | 45   | 45   | 45   | 45   |
| Potencia firme ENEE          | 388  | 456  | 456   | 456   | 439  | 438  | 438  | 438  | 438  | 438  | 438  |
| Potencia firme arrendamiento | 191  | 191  | 191   | 143   | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |

Fuente: Elaboración propia con información solicitada a subgerencia de contratos ENEE.

El segundo análisis consiste en una simulación operativa que considera el parque de generación existente, así como los retiros, incorporaciones y ampliaciones previstas dentro del horizonte de estudio. Para este análisis se utilizan veinticinco escenarios renovables. Como resultado, la Figura 34 presenta la serie promedio de la generación anual de energía eléctrica y el déficit estimado para el horizonte 2026-2035.

Figura 34. Generación anual de energía eléctrica del parque de generación previsto para el período 2026-2035



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.



## 6.2 Descripción de los casos de estudios

Con base en los análisis realizados en la sección previa, resulta necesario incorporar nuevos proyectos de generación de energía eléctrica de manera eficiente y económica, con el fin de satisfacer los requerimientos de energía y potencia ante el crecimiento proyectado de la demanda eléctrica. En ese contexto, la presente sección describe los casos de estudio formulados bajo diferentes condiciones para identificar posibles escenarios de expansión que respondan a dichas necesidades. Adicionalmente, esta sección describe las condiciones planteadas para conformar los escenarios operativos, los cuales serán utilizados para validar las propuestas de expansión identificadas en cada escenario y así identificar el PIEG 2026-2035.

### 6.2.1 Conformación de los escenarios de expansión

Para formular los distintos casos de expansión, se adoptan las mismas premisas, criterios y consideraciones expuestas en los capítulos anteriores. Para mejorar la tratabilidad del problema de expansión, el comportamiento de la demanda eléctrica es caracterizado por tres días típicos por mes, mientras que la incertidumbre asociada a la generación renovable se aborda mediante diez escenarios. Una vez estructurada la base de datos en los programas OptGen y SDDP, se realizan variaciones en los parámetros de entrada que pueden influir significativamente en las decisiones de inversión, generando así seis posibles escenarios de expansión.

Estos seis escenarios de expansión se construyen combinando proyecciones del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, precios de los combustibles, costos de inversión y costos fijos de O&M en tecnologías renovables como solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento en baterías. Para fines del presente estudio, se consideran únicamente las proyecciones media y alta del crecimiento de la demanda eléctrica y de los precios de los combustibles, tomando como referencia la tendencia observada en años recientes. En cuanto a los costos de inversión y costos fijos de O&M, se analizan dos proyecciones. La primera consiste en una proyección moderada, con tasas de decrecimiento similares a las actuales, mientras que la segunda contempla mayor innovación tecnológica y reducciones más aceleradas en los costos de estas tecnologías.

En este contexto, el Escenario de Expansión I considera proyecciones medias para el crecimiento de la demanda eléctrica y para los precios de los combustibles, junto con una proyección moderada para los costos de inversión y costos fijos de O&M. El Escenario de Expansión II difiere al contemplar la proyección alta para los precios de los combustibles. Por su parte, los Escenarios III y IV se plantean bajo una proyección alta del crecimiento de la demanda eléctrica, combinados con las proyecciones media y alta de los precios de los combustibles, respectivamente. Finalmente, para los Escenarios V y VI se replican las condiciones planteadas para los Escenarios II y III, pero se incorpora en estos la proyección avanzada de los costos de inversión y de los costos fijos de O&M en tecnologías de generación renovable variable y baterías. La Tabla 29 resume los escenarios de expansión, donde “✓” indica las consideraciones adoptadas en cada uno.

Tabla 29. Resumen de las consideraciones adoptadas para conformar cada escenario de expansión

| Escenario de Expansión | Proyección del crecimiento de la demanda eléctrica |      | Proyección de los precios de los combustibles |      | Proyección de los costos de inversión y de O&M |          |
|------------------------|----------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------|------|------------------------------------------------|----------|
|                        | Media                                              | Alta | Media                                         | Alta | Moderada                                       | Avanzada |
| I                      | ✓                                                  | -    | ✓                                             | -    | ✓                                              | -        |
| II                     | ✓                                                  | -    | -                                             | ✓    | ✓                                              | -        |
| III                    | -                                                  | ✓    | ✓                                             | -    | ✓                                              | -        |
| IV                     | -                                                  | ✓    | -                                             | ✓    | ✓                                              | -        |
| V                      | ✓                                                  | -    | -                                             | ✓    | -                                              | ✓        |
| VI                     | -                                                  | ✓    | ✓                                             | -    | -                                              | ✓        |

Fuente: Elaboración propia.

Para resolver estos escenarios de expansión, se emplea la estrategia de solución OptGen 2, implementada en el programa computacional OptGen, especializado en resolver problemas de expansión de la generación. En dicha



estrategia, se establece un criterio de convergencia con un gap inferior al 2%, con el propósito de obtener soluciones óptimas sin impactar considerablemente el esfuerzo computacional requerido ni la calidad de la solución.

## 6.2.2 Conformación de los escenarios operativos para validar las propuestas de expansión

Una vez obtenidas las propuestas de expansión de cada escenario simulado, se procede a evaluar el rendimiento de dichas propuestas bajo diferentes condiciones operativas. Estas validaciones se llevan a cabo mediante la herramienta SDDP, utilizando una resolución temporal horaria para caracterizar la demanda eléctrica y considerando veinticinco escenarios hidrológicos y de generación renovable, con el fin de capturar la incertidumbre asociada a estas fuentes. Por lo tanto, cada escenario de expansión se evalúa mediante dos escenarios operativos, denominados medio y alto. El escenario operativo medio considera proyecciones medias de crecimiento de la demanda y precios de los combustibles, mientras que el escenario alto, contempla proyecciones altas para ambos parámetros. Además, en el escenario alto se incorporan escenarios de baja hidrología para simular posibles efectos de la variabilidad climática y su impacto en la generación de energía eléctrica. La metodología utilizada para determinar estos escenarios de baja hidrología se detalla en el Anexo F.

En síntesis, la Tabla 30 resume los escenarios operativos considerados para validar cada escenario de expansión, donde el símbolo “✓” indica las condiciones adoptadas en cada caso.

Tabla 30. Resumen de las consideraciones adoptadas para conformar cada escenario operativo

| Escenario operativo | Proyección del crecimiento de la demanda eléctrica |      | Proyección de los precios de los combustibles |      | Escenarios de baja hidrología |
|---------------------|----------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------|------|-------------------------------|
|                     | Media                                              | Alta | Media                                         | Alta |                               |
| Medio               | ✓                                                  | -    | ✓                                             | -    | -                             |
| Alto                | -                                                  | ✓    | -                                             | ✓    | ✓                             |

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de la simulación de los dos escenarios operativos, se obtienen los costos operativos correspondientes para cada escenario de expansión. Esta métrica junto con el costo total de inversión se utiliza para aplicar el criterio de decisión que permite seleccionar el PIEG 2026-2035. Cabe destacar que los Escenarios de Expansión I-VI fueron formulados considerando dos proyecciones distintas de costos de inversión y de costos fijos de O&M para las tecnologías renovables variables y almacenamiento en baterías. Para garantizar condiciones equitativas en el proceso de selección, se realiza una normalización de estos costos, utilizando como referencia el valor esperado entre ambas proyecciones, asumiendo que estas podrían tener la misma probabilidad de ocurrencia.

## 6.3 Resultados de los escenarios de expansión

Definidas las condiciones establecidas para cada escenario de expansión, según lo expuesto en la Sección 6.2.1, se realizan simulaciones utilizando la estrategia OptGen 2, con el fin de determinar la solución óptima correspondiente a cada escenario. Esta solución óptima proporciona tanto los costos de inversión y los costos fijos de O&M como los costos operativos del sistema asociados a cada escenario de expansión. Además, los costos de inversión consideran los costos de interconexión eléctrica para aquellos proyectos de generación en los que se ha definido dicho costo. Para la estimación de los costos operativos se emplea una serie promedio, la cual incluye los costos variables de O&M, costos variables de los combustibles, intercambios de energía con el MER para el año 2025, así como las penalidades asociadas a energía no suministrada y a violaciones en los requerimientos de reserva.

Por lo tanto, esta sección detalla los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios de expansión planteados y presenta una discusión comparativa entre estos. Es importante resaltar que los gráficos mostrados corresponden a la serie promedio de los escenarios renovables.

### 6.3.1 Resultados del Escenario de Expansión I

El Escenario de Expansión I fue planificado utilizando proyecciones de crecimiento medio de demanda eléctrica y de precios de los combustibles. Además, este escenario considera una proyección moderada para la evolución de los costos de inversión y de los costos fijos de O&M de las tecnologías de generación renovable variable y de los sistemas de almacenamiento en baterías. Como resultado, se obtuvo un escenario de expansión con un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,900.35 MUSD, y un costo operativo estimado en 2,249.43 MUSD. La Tabla 31 presenta el cronograma de la capacidad instalada correspondiente a este escenario.

Tabla 31. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión I

| Tecnología                                                   | Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW] |      |      |      |      |      |        |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|--------|------|------|------|
|                                                              | 2026                                                  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032   | 2033 | 2034 | 2035 |
| Motor de combustión interna a búnker                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a diésel                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural                    | -                                                     | 100  | -    | 100  | 200  | -    | -      | 100  | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel      | -                                                     | 100  | -    | -    | -    | -    | -      | 100  | -    | 100  |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Turbina de vapor a carbón/petcoke                            | -                                                     | -    | -    | 105  | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural                | -                                                     | -    | -    | -    | -    | 50   | -      | -    | 30   | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural              | -                                                     | -    | -    | 250  | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Solar fotovoltaica                                           | 44                                                    | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Geotérmica                                                   | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | 20   | -    |
| Hidroeléctrica regulable                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | 135.43 | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica no regulable                                  | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías             | 75                                                    | -    | -    | 100  | 40   | -    | -      | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | 385                                                   | 100  | 290  | 275  | 125  | 50   | -      | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | 263                                                   | 30   | 87   | 145  | 100  | 15   | -      | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Eólica                                      | -                                                     | -    | 130  | 100  | 170  | 50   | -      | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | 13   | 10   | 17   | 5    | -      | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -      | -    | -    | -    |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Los resultados presentados en la tabla anterior muestran que, durante los años 2026-2027, se instalan 200 MW de motores de combustión interna los cuales pueden operar con gas natural o con múltiples combustibles. Asimismo, se instalan centrales híbridas conformadas por 485 MW de capacidad solar fotovoltaica y 293 MW en sistemas de almacenamiento en baterías. Adicionalmente, se incorporan dos proyectos estatales considerados como planificados, que corresponden a 44 MW de una central solar fotovoltaica y 75 MW de almacenamiento en baterías.

Durante el período 2028-2031, se incorporan centrales híbridas compuestas por plantas solares fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento en baterías, que suman 740 MW y 347 MW, respectivamente. Asimismo, se integran centrales híbridas conformadas por 450 MW de capacidad eólica y 45 MW de almacenamiento en baterías. Como complemento a la creciente penetración de fuentes renovables variables y la generación renovable existente, la solución de este escenario muestra la incorporación de 140 MW en sistemas de almacenamiento en baterías. Es importante destacar que la capacidad instalada correspondiente a los sistemas de almacenamiento no se contabiliza como capacidad adicional de la central híbrida. Para este tipo de centrales candidatas, la capacidad instalada se define únicamente en función de la capacidad nominal de la central renovable que la integra.

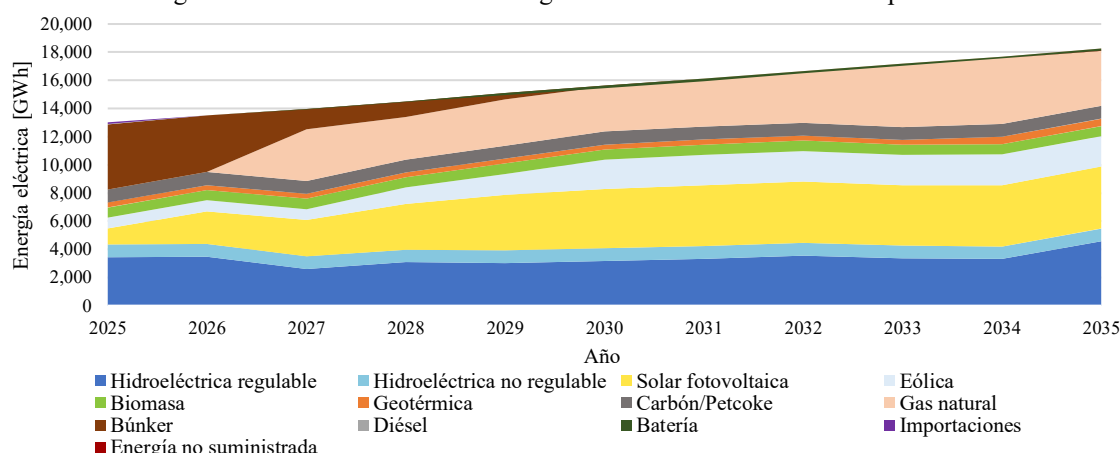
En cuanto a la capacidad térmica, se incorporan 300 MW de motores de combustión interna a gas natural, así como dos centrales con turbinas que también operan con gas natural, siendo una de 50 MW en ciclo abierto y la otra de 250 MW en ciclo combinado. El ingreso de estas nuevas unidades responde al retiro de diversas centrales térmicas que operan en el mercado eléctrico de oportunidad o que han finalizado sus contratos; dichas centrales se

detallan en la Sección 4.1.2. De las capacidades adicionadas para este período, se observa que la solución del modelo indica mantener en operación la central Becosa, con una capacidad de 105 MW.

En el año 2032 se instalan 135.43 MW correspondiente a dos centrales hidroeléctricas, una de 98.186 MW y otra de 37.241 MW, las cuales están inspiradas en proyectos estatales. Finalmente, entre los años 2033 y 2035, se añaden 300 MW de motores de combustión interna, siendo 100 MW que operan a base de gas natural y dos centrales que totalizan 200 MW, estas últimas pueden operar con múltiples combustibles. En este mismo período, se adiciona una turbina de ciclo abierto a gas natural de 30 MW y una central geotérmica de 20 MW.

La simulación operativa del parque de generación propuesto para este escenario de expansión se ilustra en la Figura 35. En los primeros años, se observa una alta participación de la generación térmica a base de búnker. Sin embargo, a partir de 2027, esta componente se reduce significativamente debido al ingreso de nuevas centrales que operan con gas natural y al incremento de capacidad de la central Brassavola, para la cual se espera que opere con este mismo combustible. Por otro lado, se identifica un crecimiento notable en la generación de energía eléctrica proveniente de recursos renovables variables, como ser solar fotovoltaica y eólica.

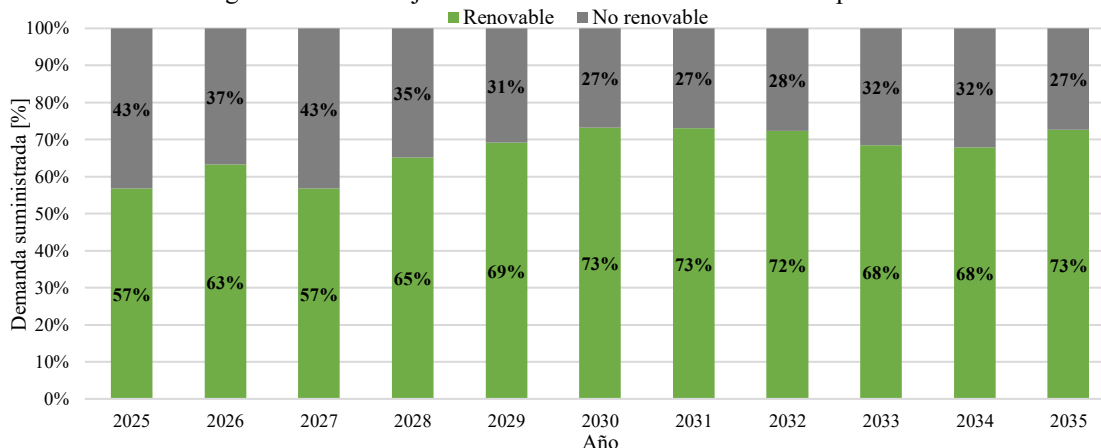
Figura 35. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión I



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

En términos de índices de renovabilidad, la Figura 36 evidencia que durante el período 2028-2035, el porcentaje de la demanda eléctrica atendida por fuentes renovables supera significativamente al de generación no renovable. En este período, la participación renovable excede el 65%, alcanzando un valor máximo del 73%.

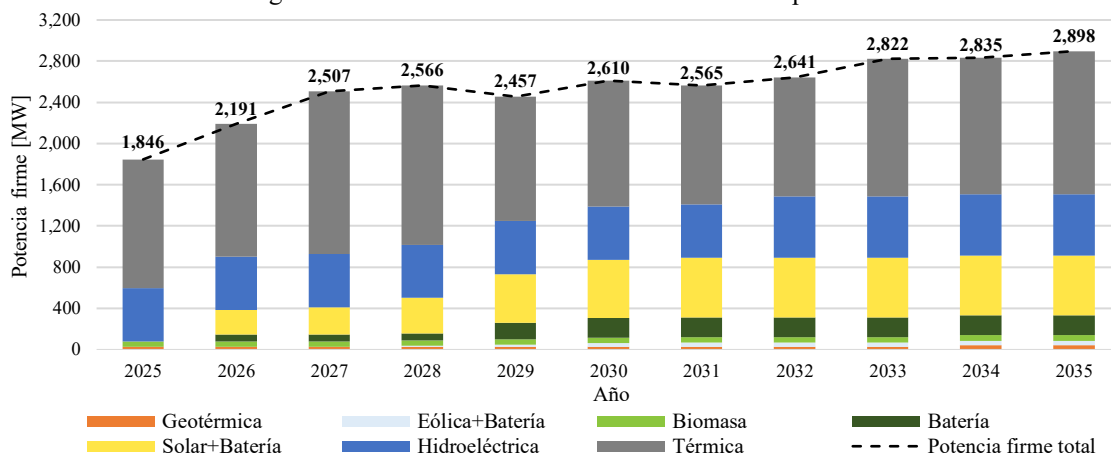
Figura 36. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión I



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Por otro lado, la Figura 37 muestra la evolución de la potencia firme total, compuesta tanto por las centrales existentes como por las nuevas incorporaciones. En dicha figura se observa que, las centrales renovables variables contribuyen, mediante su sistema de almacenamiento en baterías, significativamente a la potencia firme del sistema. De igual forma, se evidencia que el mayor aporte a la potencia firme proviene de centrales térmicas, seguido por las hidroeléctricas y plantas solares fotovoltaicas con baterías. Además, se identifica que los sistemas de almacenamiento en baterías alcanzan una participación considerable en el 2030. Es importante enfatizar que la potencia firme atribuida a las centrales renovables variables, como ser solar fotovoltaica y eólica, proviene exclusivamente de los sistemas de almacenamiento en baterías integrados a estas tecnologías.

Figura 37. Potencia firme total del Escenario de Expansión I



Como complemento a la figura anterior, la Tabla 32 presenta la distribución porcentual de la potencia firme total por tipo de recurso. En los primeros años, se observa que aproximadamente el 60% de la potencia firme es proporcionada por centrales no renovables. No obstante, a partir del 2029, más del 50% de la potencia firme proviene de fuentes renovables, esto debido a la incorporación de centrales híbridas.

Tabla 32. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión I

| Recurso      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Renovable    | 32%  | 41%  | 37%  | 40%  | 51%  | 53%  | 55%  | 56%  | 53%  | 53%  | 52%  |
| No renovable | 68%  | 59%  | 63%  | 60%  | 49%  | 47%  | 45%  | 44%  | 47%  | 47%  | 48%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Adicionalmente, se presenta la Tabla 33 que clasifica, según el tipo de recurso, la potencia firme anual acumulada de las nuevas centrales de generación. Para los primeros años, se observa que la mayor parte de la potencia firme proviene de tecnologías renovables. No obstante, a partir del 2029, las centrales no renovables incrementan su contribución para compensar el retiro de grandes centrales térmicas.

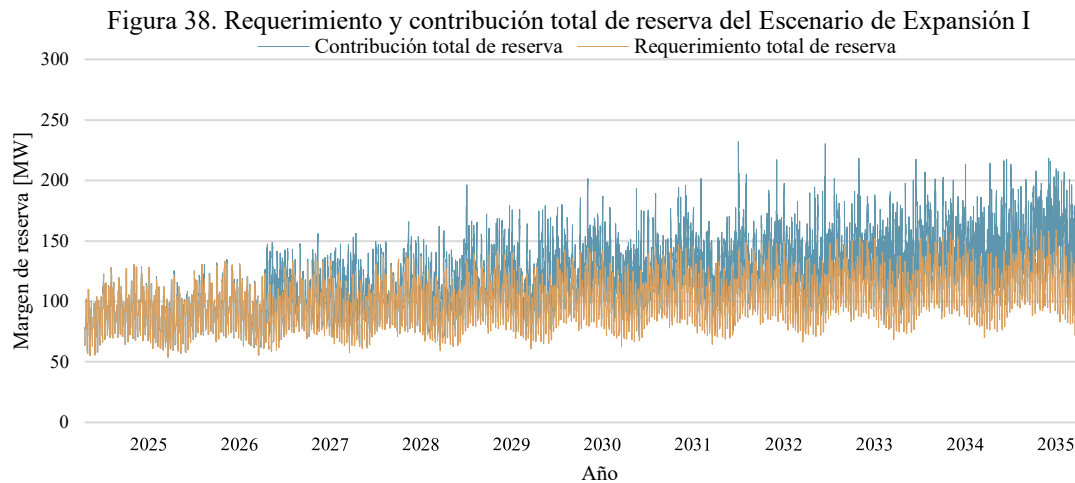
Tabla 33. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión I

| Recurso      | Potencia firme anual acumulada [MW] |      |      |      |      |      |      |       |       |       |
|--------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
|              | 2026                                | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033  | 2034  | 2035  |
| Renovable    | 305                                 | 332  | 423  | 653  | 795  | 813  | 892  | 892   | 911   | 911   |
| No renovable | 0                                   | 190  | 190  | 613  | 803  | 850  | 850  | 1,040 | 1,069 | 1,164 |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

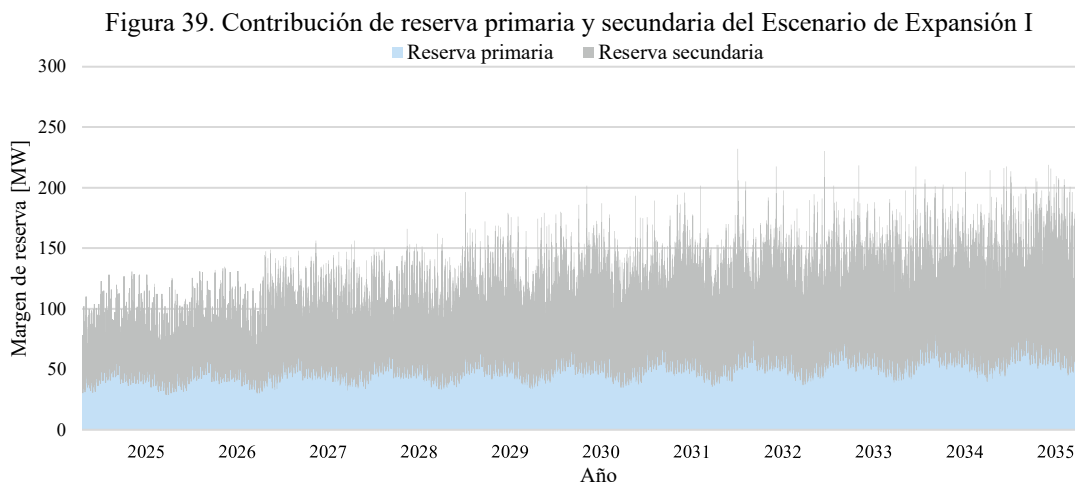
En cuanto al requerimiento total de reserva primaria y secundaria del sistema, la solución de este escenario determina una contribución total que atiende este requisito en cada hora para cada día típico a lo largo del horizonte de estudio, según se ilustra en la Figura 38. Analizando este resultado, se observa que la solución estima que, para algunos intervalos de tiempo, la contribución de reserva supera el requerimiento definido, por lo que, el sistema

cuenta con un mayor margen de reserva para compensar las desviaciones entre la generación y la demanda eléctrica. Además, se observa que la contribución total de reserva dispone de valores que oscilan entre 50 MW y 240 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Complementando los resultados ilustrados anteriormente, la Figura 39 presenta la contribución total de reserva desagregada en su componente primaria y secundaria. A partir de esta figura, se observa que, la contribución de reserva primaria en promedio ronda los 50 MW, mientras que, la contribución de reserva secundaria puede alcanzar un valor máximo de hasta 167 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.3.2 Resultados del Escenario de Expansión II

En contraste con el Escenario I, este escenario considera una proyección alta de los precios de los combustibles. La solución obtenida presenta un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,855.49 MUSD, y un costo operativo de 2,438.21 MUSD, identificando el cronograma de adiciones detallado en la Tabla 34.

Tabla 34. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión II

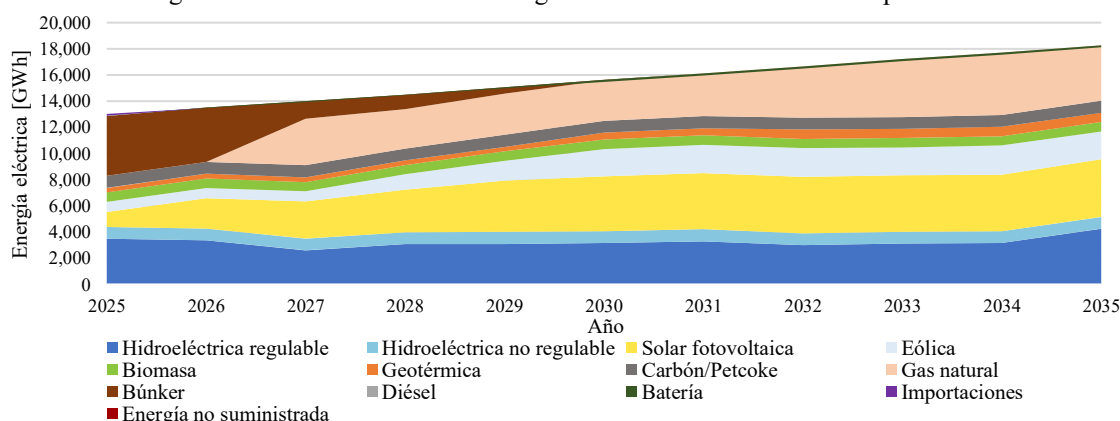
| Tecnología                                                   | Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW] |      |      |      |      |       |      |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|
|                                                              | 2026                                                  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031  | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Motor de combustión interna a búnker                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a diésel                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural                    | -                                                     | 100  | -    | -    | 200  | -     | -    | -    | 200  | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel      | -                                                     | 100  | -    | 100  | -    | -     | 100  | -    | -    | 100  |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Turbina de vapor a carbón/petcoke                            | -                                                     | -    | -    | 105  | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural                | -                                                     | -    | -    | 30   | -    | -     | -    | 50   | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural              | -                                                     | -    | -    | 250  | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Solar fotovoltaica                                           | 44                                                    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Geotérmica                                                   | -                                                     | -    | -    | -    | 20   | -     | 20   | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica regulable                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | 51.94 | -    | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica no regulable                                  | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías             | 75                                                    | -    | -    | 50   | 50   | 40    | -    | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | 385                                                   | 200  | 190  | 275  | 125  | 50    | -    | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | 263                                                   | 60   | 57   | 145  | 100  | 15    | -    | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Eólica                                      | -                                                     | -    | 130  | 100  | 170  | 50    | -    | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | 13   | 10   | 17   | 5     | -    | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Al comparar estos resultados con los del Escenario I, se observa que durante el período 2026-2028 se instala la misma capacidad tanto en centrales térmicas como en renovables, con diferencias menores en los cronogramas, especialmente en los años 2027 y 2028. Sin embargo, en el período 2029-2031 se identifican diferencias relevantes como ser la incorporación de una turbina de ciclo abierto a gas natural con 30 MW, la instalación de dos centrales hidroeléctricas que totalizan 51.94 MW y la incorporación de una central geotérmica de 20 MW.

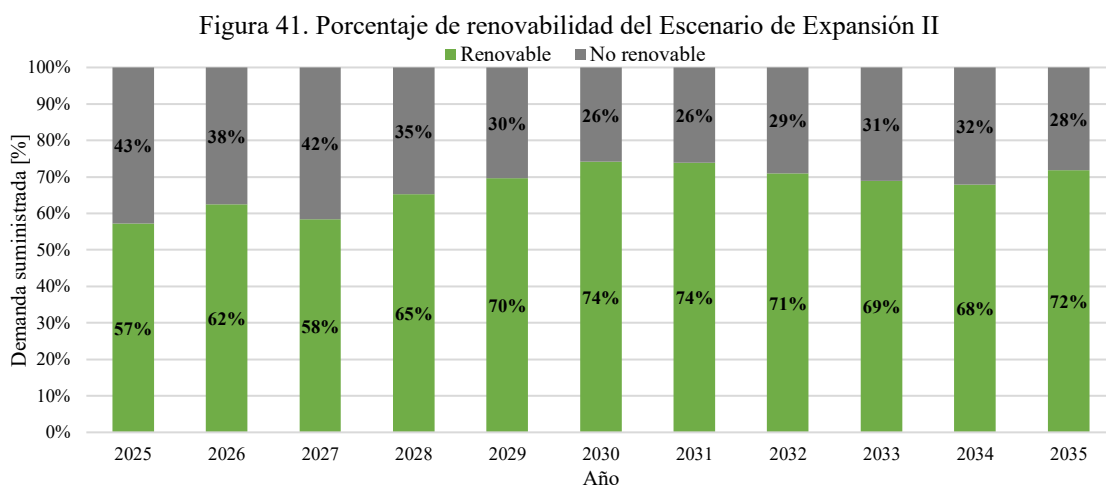
Para el resto del horizonte, los resultados indican la necesidad de incorporar 400 MW en centrales térmicas basadas en motores de combustión interna. De esta capacidad, 200 MW operan exclusivamente con gas natural, mientras que los restantes pueden operar con gas natural, búnker y diésel. Además, se contempla la adición de un segundo proyecto geotérmico de 20 MW y una segunda turbina ciclo abierto a gas natural con 50 MW de capacidad. Con la propuesta de expansión encontrada en este Escenario II, el análisis operativo del sistema, ilustrado en la Figura 40, muestra que la generación térmica se basa principalmente en el uso de gas natural. Asimismo, se evidencia una participación significativa de fuentes renovables en la matriz de generación de energía eléctrica.

Figura 40. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión II



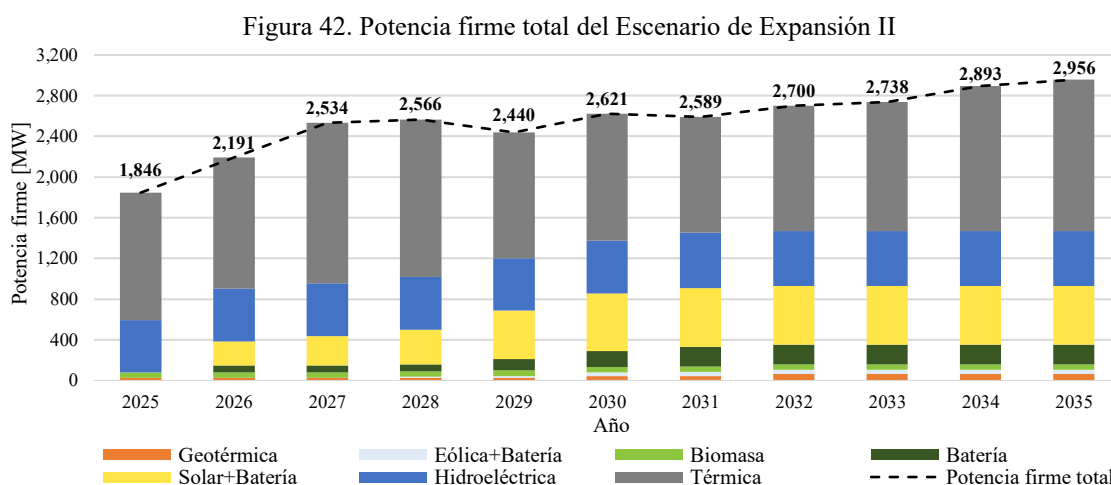
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Para complementar el análisis realizado previamente, la Figura 41 muestra el porcentaje de la demanda de energía eléctrica suministrada por generación a base de fuentes renovables y no renovables. Los resultados indican que, a partir del 2029, esta participación supera el 65%, alcanzando valores de 74% en 2030 y 72% en el 2035.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Considerando estas nuevas incorporaciones al parque de generación existente, se presenta en la Figura 42 la evolución de la potencia firme en todo el horizonte de estudio. Análogamente al Escenario de Expansión I, se estima un aporte creciente en la potencia firme del sistema debido a las centrales híbridas, especialmente solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías, alcanzando su mayor contribución en el año 2031.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Adicionalmente, la evolución de la potencia firme se clasifica en dos categorías, renovable y no renovable, como se muestra en la Tabla 35. De los resultados, se observa que a partir del año 2029 la participación de fuentes renovables en la potencia firme del sistema incrementa, superando el 50% en los años posteriores.

Tabla 35. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión II

| Recurso      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Renovable    | 32%  | 41%  | 38%  | 40%  | 49%  | 52%  | 56%  | 54%  | 54%  | 51%  | 50%  |
| No renovable | 68%  | 59%  | 62%  | 60%  | 51%  | 48%  | 44%  | 46%  | 46%  | 49%  | 50%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Por otro lado, en la Tabla 36 se observa que para el período 2026-2028, el mayor aporte de potencia firme proviene de las nuevas centrales renovables. Sin embargo, durante el período 2029-2033, la participación entre las



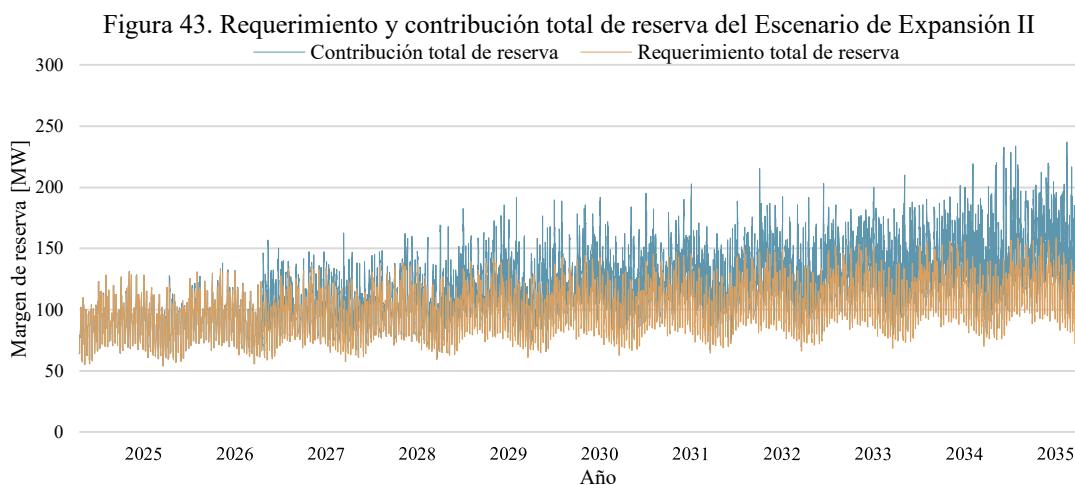
nuevas centrales renovables y no renovables se distribuye aproximadamente de forma equitativa, mientras que, en los dos últimos años del horizonte, se evidencia una mayor participación de las centrales no renovables.

Tabla 36. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión II

| Recurso      | Potencia firme anual acumulada [MW] |      |      |      |      |      |      |      |       |       |
|--------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
|              | 2026                                | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034  | 2035  |
| Renovable    | 305                                 | 359  | 423  | 608  | 778  | 856  | 875  | 875  | 875   | 875   |
| No renovable | 0                                   | 190  | 190  | 641  | 831  | 831  | 926  | 974  | 1,164 | 1,259 |

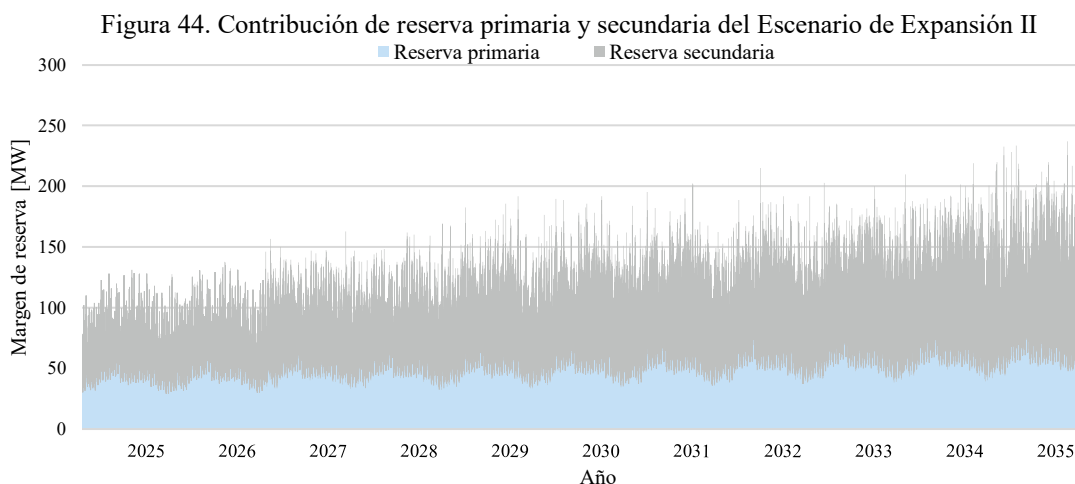
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Para atender el requerimiento total de reserva primaria y secundaria del sistema, la solución de este escenario determina una contribución de reserva capaz de compensar las desviaciones entre la generación y la demanda eléctrica. De manera similar a los resultados presentados para el Escenario de Expansión I, en la Figura 43 se observa que la contribución total de reserva dispone de valores que oscilan entre 50 MW y 240 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Además, para este escenario de expansión, la Figura 44 clasifica el margen de reserva primaria y secundaria disponible por hora para cada día típico a lo largo del horizonte de estudio.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.3.3 Resultados del Escenario de Expansión III

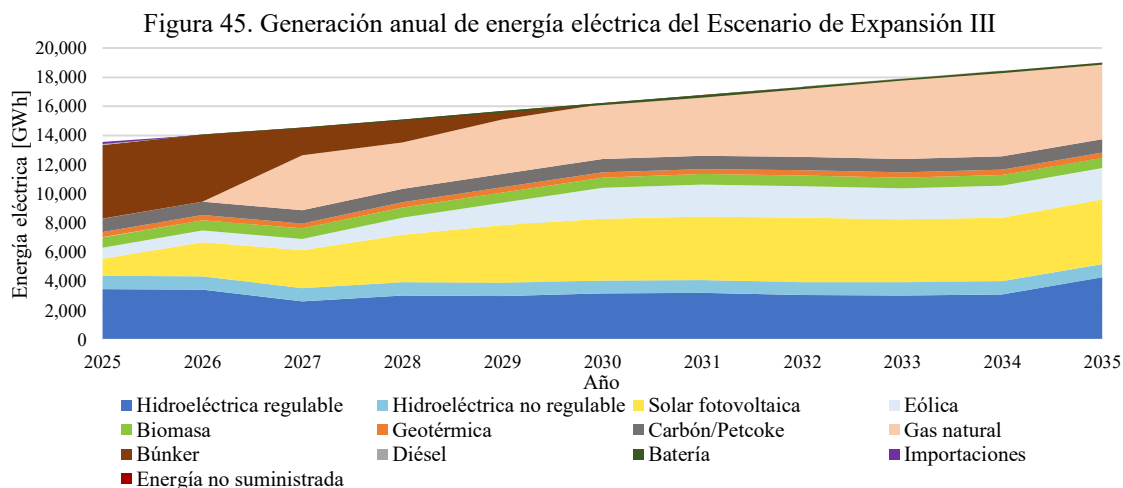
El Escenario de Expansión III se obtiene al considerar una proyección alta para el crecimiento de la demanda eléctrica, manteniendo tanto la proyección media para los precios de los combustibles como la moderada para los costos de inversión y costos fijos de O&M de las tecnologías renovables. Para este escenario, el cronograma de capacidad instalada a lo largo del horizonte de estudio se resume en la Tabla 37.

Tabla 37. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión III

| Tecnología                                                   | Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW] |      |      |      |      |       |       |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|-------|-------|------|------|------|
|                                                              | 2026                                                  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031  | 2032  | 2033 | 2034 | 2035 |
| Motor de combustión interna a búnker                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a diésel                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural                    | -                                                     | 100  | -    | 100  | 200  | -     | 100   | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel      | 100                                                   | -    | -    | 100  | -    | -     | -     | 100  | 100  | 100  |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de vapor a carbón/petcoke                            | -                                                     | -    | -    | 105  | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural                | -                                                     | -    | -    | -    | -    | 50    | -     | 30   | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural              | -                                                     | -    | -    | 250  | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Solar fotovoltaica                                           | 44                                                    | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Geotérmica                                                   | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica regulable                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | 14.70 | 37.24 | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica no regulable                                  | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías             | 75                                                    | -    | -    | 90   | 50   | -     | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | 385                                                   | 100  | 290  | 275  | 125  | 50    | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | 263                                                   | 30   | 87   | 145  | 100  | 15    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Eólica                                      | -                                                     | -    | 130  | 100  | 170  | 50    | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | 13   | 10   | 17   | 5     | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -    | -    | -    |

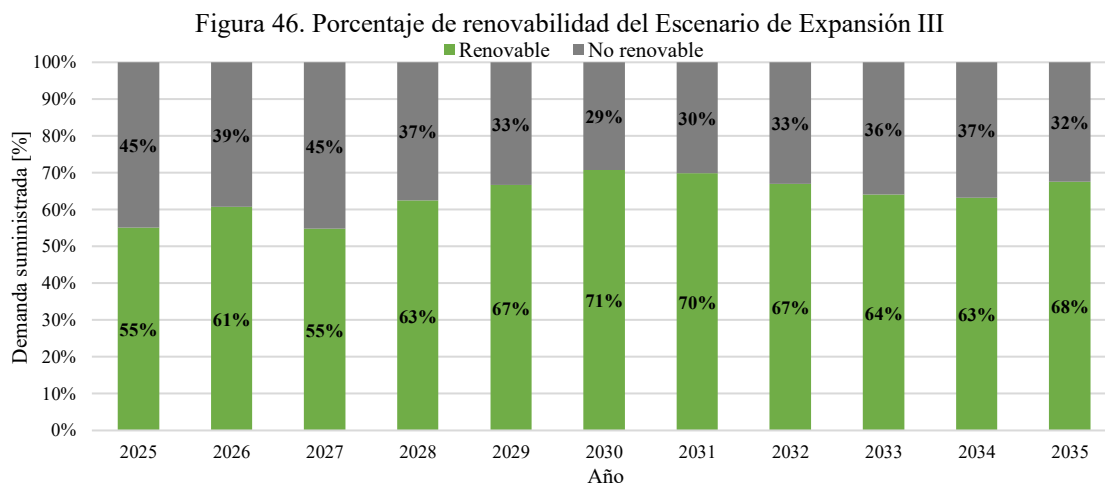
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

La solución obtenida para este escenario implica un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,783.02 MUSD, junto con un costo operativo de 2,650.60 MUSD. Al considerar una proyección alta para el crecimiento de la demanda eléctrica, la solución resultante presenta una capacidad instalada superior en comparación con la obtenida en los escenarios anteriores. Este incremento se debe principalmente a la incorporación de centrales térmicas, con una adición de 955 MW durante el período 2026-2030 y 480 MW distribuidos en el resto del horizonte de planificación. Al analizar la operación del parque de generación en la Figura 45, se observa que la demanda de energía eléctrica es suministrada por una componente significativa de fuentes renovables, sin embargo, ese incremento en la demanda energética es suministrado por centrales térmicas que operan a gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

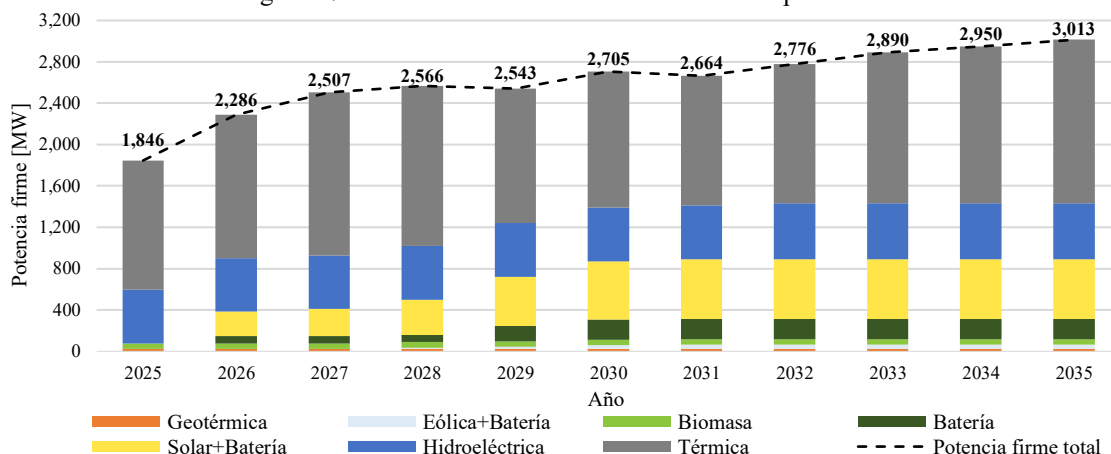
Como se observa en la figura anterior, la solución correspondiente a este escenario incorpora una mayor proporción de generación termoelectrónica para satisfacer la proyección alta de la demanda de energía eléctrica. Esta solución impacta directamente en la participación de fuentes renovables en el suministro total, reduciendo su contribución en comparación con los escenarios anteriores. Estos resultados se ilustran en la Figura 46, donde se evidencia que la participación renovable alcanza un valor máximo de 71% en el año 2030.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Evidentemente, para atender esta proyección alta de la demanda de energía eléctrica, se requiere mayor potencia firme en el sistema como se muestra en la Figura 47. De forma similar a las propuestas de expansión discutidas anteriormente, se observa que la participación de las fuentes renovables en la potencia firme adquiere relevancia, principalmente los proyectos de generación solar fotovoltaica por su sistema de almacenamiento en baterías. Sin embargo, en este escenario se obtiene una mayor participación de la generación térmica.

Figura 47. Potencia firme total del Escenario de Expansión III



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Analizando los resultados presentados en la Tabla 38, únicamente para el período 2030-2032 la contribución en potencia firme por parte de la generación renovable supera el 50%, mientras en el resto del horizonte la mayor participación es obtenida por la generación no renovable, alcanzando un 52% en el año 2035.

Tabla 38. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión III

| Recurso      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Renovable    | 32%  | 39%  | 37%  | 40%  | 49%  | 51%  | 53%  | 52%  | 50%  | 49%  | 48%  |
| No renovable | 68%  | 61%  | 63%  | 60%  | 51%  | 49%  | 47%  | 48%  | 50%  | 51%  | 52%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

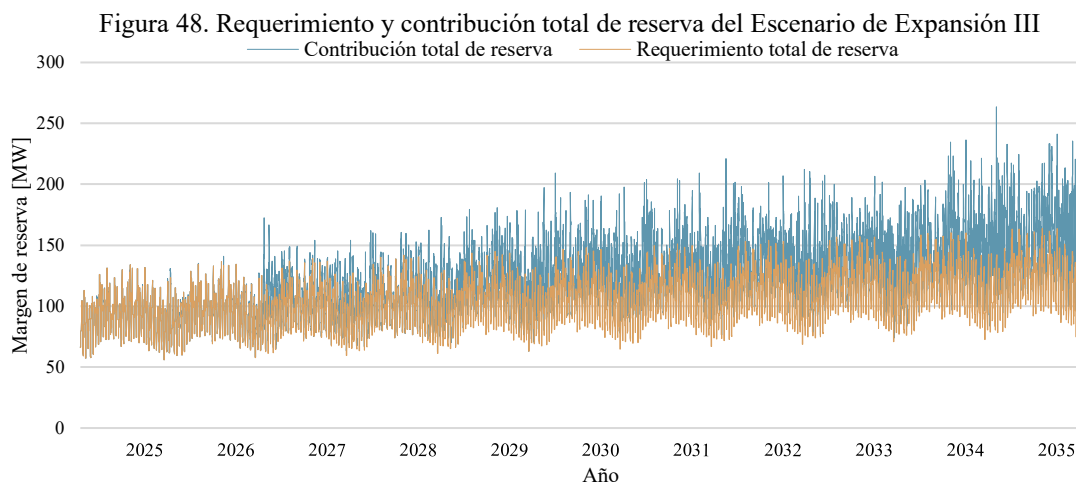
Complementando los resultados anteriores, la Tabla 39 presenta la distribución acumulada de la potencia firme correspondiente a las nuevas centrales instaladas. A partir del año 2029, los resultados muestran que la contribución de potencia firme proveniente de las nuevas incorporaciones de generación no renovable supera a la aportada por fuentes de generación renovable, acumulando un valor de 1,354 MW para el año final de estudio.

Tabla 39. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión III

| Recurso      | Potencia firme anual acumulada [MW] |      |      |      |      |      |       |       |       |       |
|--------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
|              | 2026                                | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  |
| Renovable    | 305                                 | 332  | 423  | 644  | 795  | 816  | 837   | 837   | 837   | 837   |
| No renovable | 95                                  | 190  | 190  | 708  | 898  | 945  | 1,040 | 1,164 | 1,259 | 1,354 |

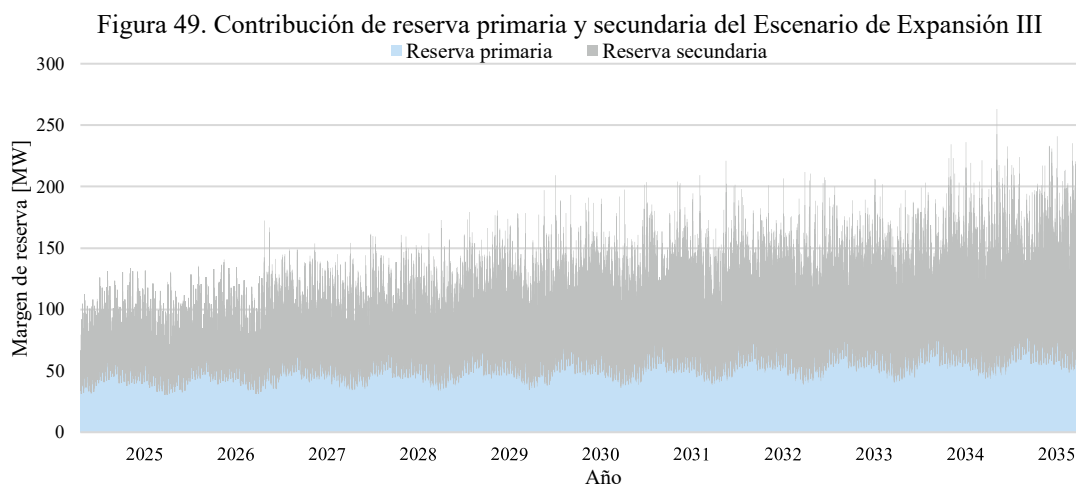
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

En cuanto al requerimiento total de reserva primaria y secundaria del sistema, la Figura 48 ilustra que la solución de este escenario determina una contribución total que atiende dicho requisito y, por consiguiente, es capaz de compensar las desviaciones entre la generación y la demanda eléctrica. Analizando estos resultados, se observa que la contribución total de reserva puede alcanzar un valor máximo de hasta 263 MW, debido a un escenario alto de crecimiento de la demanda, lo que implica en un mayor requerimiento de reserva.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Finalmente, la Figura 49 ilustra la contribución de reserva primaria y secundaria encontrada en la solución de este escenario de expansión. Para la contribución de reserva primaria se alcanza un valor máximo de 90 MW, mientras que para la secundaria un valor de 186 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.3.4 Resultados del Escenario de Expansión IV

El Escenario de Expansión IV es formulado para atender proyecciones altas del crecimiento de la demanda y de los precios de los combustibles, junto con una proyección moderada de los costos de inversión y de los costos fijos de O&M en tecnologías de generación renovable variable y baterías. Bajo estas condiciones, la solución presenta un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,933.41 MUSD con un costo operativo de 2,813.60 MUSD. Dichos costos están directamente relacionados con las señales de expansión resumidas en la Tabla 40.

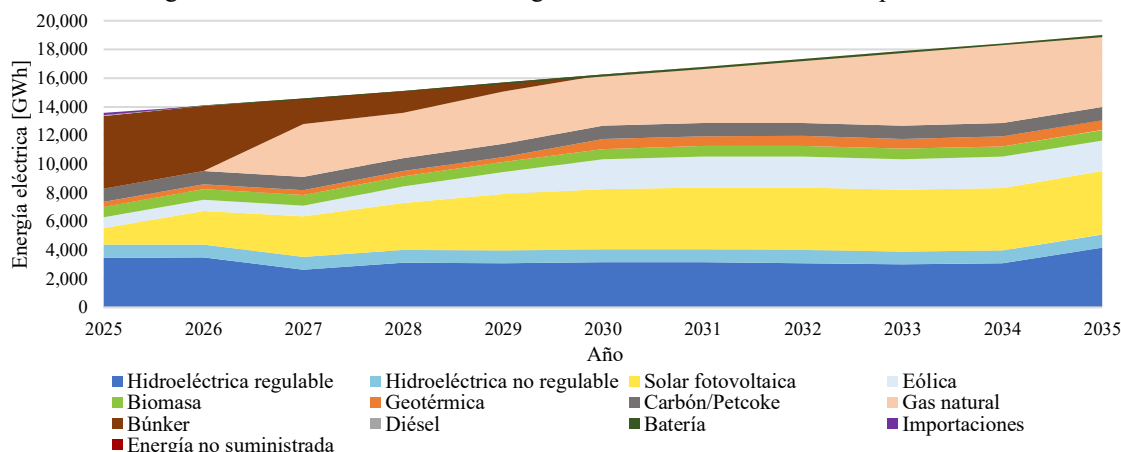
Tabla 40. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión IV

| Tecnología                                                   | Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW] |      |      |      |      |      |       |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|
|                                                              | 2026                                                  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032  | 2033 | 2034 | 2035 |
| Motor de combustión interna a búnker                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a diésel                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural                    | -                                                     | 100  | -    | 200  | 100  | 100  | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel      | 100                                                   | -    | -    | 100  | -    | -    | -     | 100  | 200  | -    |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de vapor a carbón/petcoke                            | -                                                     | -    | -    | 105  | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural                | -                                                     | -    | -    | -    | -    | 30   | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural              | -                                                     | -    | -    | 250  | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Solar fotovoltaica                                           | 44                                                    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Geotérmica                                                   | -                                                     | -    | -    | -    | 40   | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica regulable                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | 51.94 | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica no regulable                                  | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | 4    |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías             | 75                                                    | -    | -    | 15   | 25   | -    | 50    | 50   | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | 385                                                   | 200  | 190  | 275  | 125  | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | 263                                                   | 60   | 57   | 145  | 100  | 15   | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Eólica                                      | -                                                     | -    | 130  | 100  | 170  | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | 13   | 10   | 17   | 5    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

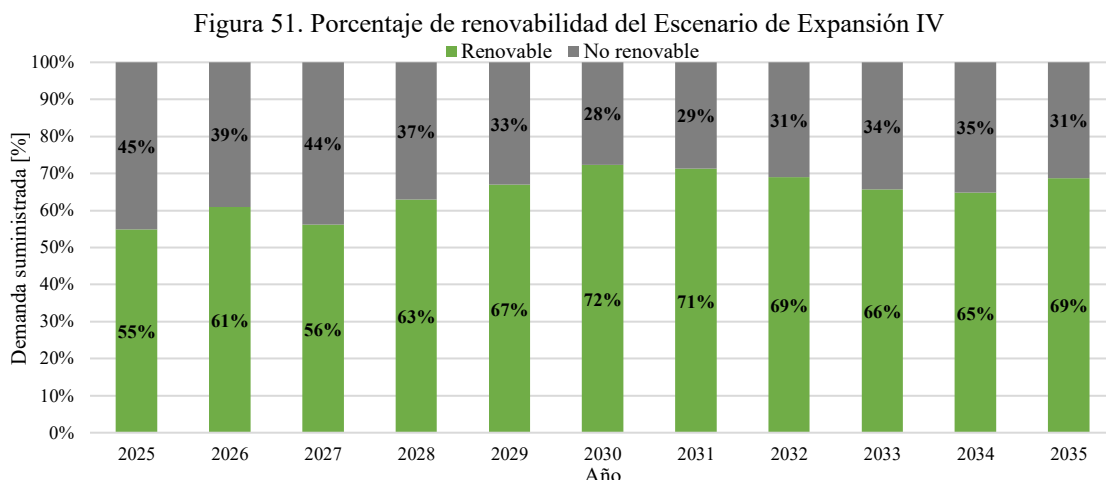
Comparando los resultados obtenidos de este escenario contra los discutidos para el Escenario III, se evidencia que el efecto de considerar una proyección alta para los precios de los combustibles produce una reducción en la capacidad instalada total de la generación termoeléctrica, permitiendo que proyectos geotérmicos se incorporen, según se puede observar en la Tabla 40. Otro aspecto relevante, es el ingreso de los sistemas de almacenamiento en baterías, los cuales son distribuidos en diferentes años dentro del horizonte de estudio. Al analizar los resultados operativos presentados en la Figura 50, se identifica que la participación renovable incrementa en el suministro de la demanda de energía eléctrica debido a la contribución de la generación geotérmica.

Figura 50. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión IV



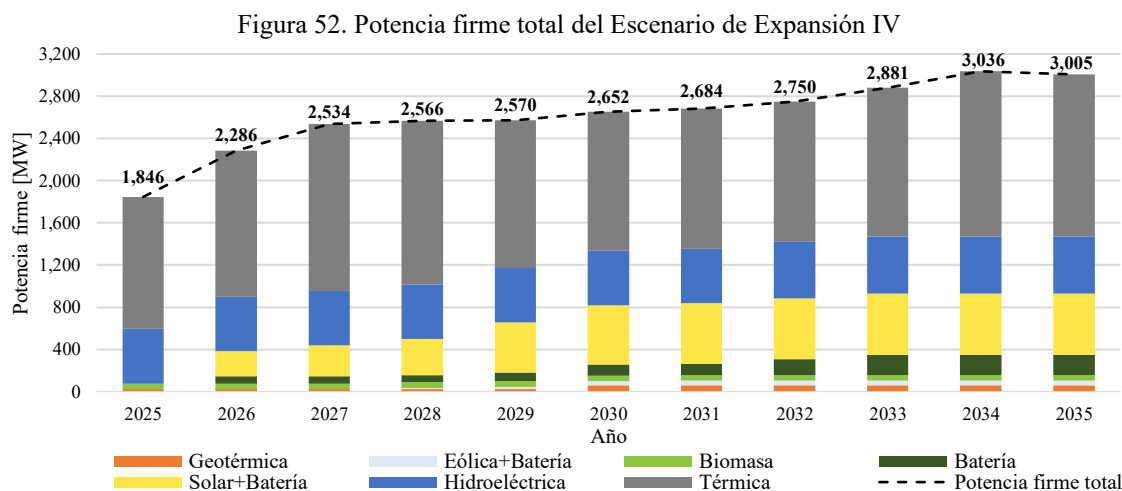
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Con esta propuesta de expansión y comparándola con la solución del Escenario III, específicamente al comparar los resultados de la Figura 46 y Figura 51, la proporción de generación renovable requerida para suministrar la demanda de energía eléctrica incrementa en alrededor de 1%, superando el 65% a partir del 2029 y alcanzado un valor máximo de renovabilidad del 72% para el año 2030.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

La Figura 52 muestra la potencia firme total del sistema, evidenciando que, a pesar de que, una componente significativa de generación térmica se incorpora dentro del horizonte de estudio, los resultados indican que la potencia de la generación basada en fuentes renovables adquiere una mayor participación a partir del 2029.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Adicionalmente, la Tabla 41 presenta la distribución porcentual de la potencia firme según el recurso utilizado por las centrales. A partir de estos resultados, se observa que la distribución porcentual para la potencia firme de la generación renovable ronda el 40% del total, mientras que en 2032 y 2033, supera el 50% de participación.

Tabla 41. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión IV

| Recurso      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Renovable    | 32%  | 39%  | 38%  | 40%  | 46%  | 50%  | 50%  | 52%  | 51%  | 48%  | 49%  |
| No renovable | 68%  | 61%  | 62%  | 60%  | 54%  | 50%  | 50%  | 48%  | 49%  | 52%  | 51%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Por otra parte, al analizar la distribución acumulada de la potencia firme debido a las nuevas incorporaciones presentada en la Tabla 42, la componente proveniente de la generación renovable es mayor cuando se compara con la propuesta de expansión del Escenario III, específicamente los resultados mostrados en la Tabla 39.

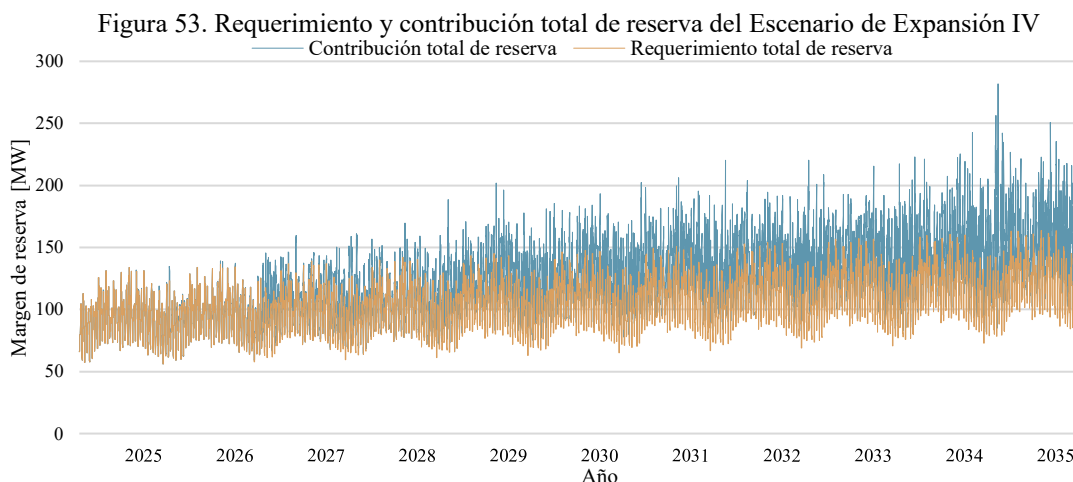


Tabla 42. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión IV

| Recurso      | Potencia firme anual acumulada [MW] |      |      |      |      |       |       |       |       |       |
|--------------|-------------------------------------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
|              | 2026                                | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  |
| Renovable    | 305                                 | 359  | 423  | 576  | 743  | 761   | 830   | 875   | 875   | 876   |
| No renovable | 95                                  | 190  | 190  | 803  | 898  | 1,021 | 1,021 | 1,116 | 1,306 | 1,306 |

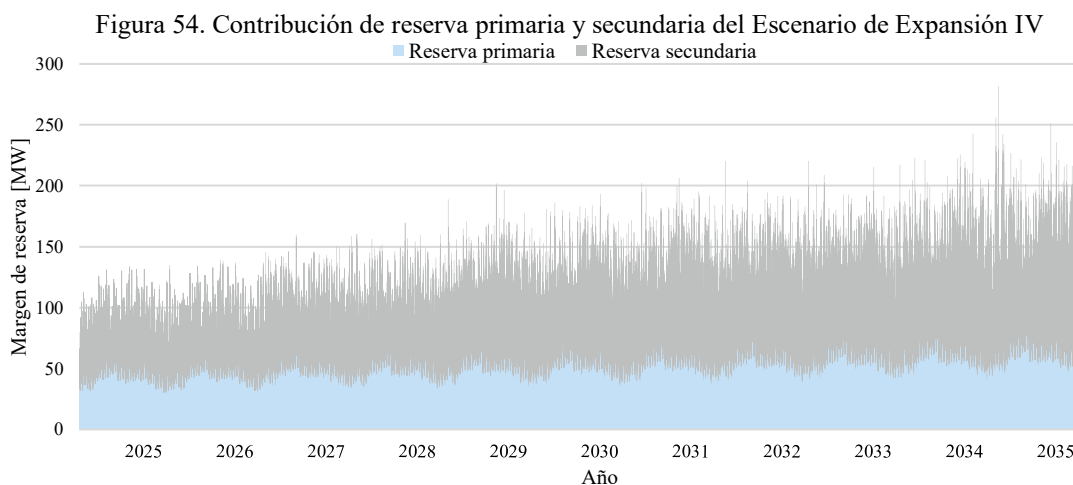
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Con respecto al requerimiento total de reserva del sistema, la solución de este escenario determina una contribución total que atiende dicho requisito en cada hora para cada día típico del horizonte de estudio. Al analizar los resultados presentados en la Figura 53, se observa que de forma análoga al Escenario III, la contribución total de reserva ronda los 250 MW, principalmente para los últimos años del horizonte.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Por último, la Figura 54 desglosa la contribución de reserva primaria y secundaria. De estos resultados, se obtienen contribuciones de hasta 90 MW y 212 MW para la reserva primaria y secundaria, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.3.5 Resultados del Escenario de Expansión V

Con el objetivo de explorar nuevas alternativas de expansión, se conforma el Escenario V, el cual considera condiciones similares a las planteadas para el Escenario II. La diferencia entre estos dos escenarios radica en la adopción de la proyección avanzada, en lugar de la moderada, para los costos de inversión y costos fijos de O&M de tecnologías de generación renovable variable y sistemas de almacenamiento en baterías. Como resultado de esta

simulación, se obtiene un costo total de inversión y costos fijos de O&M de 3,635.95 MUSD con un costo operativo de 2,440.18 MUSD. Para este escenario, el cronograma de nuevas adiciones al sistema se presenta en la Tabla 43.

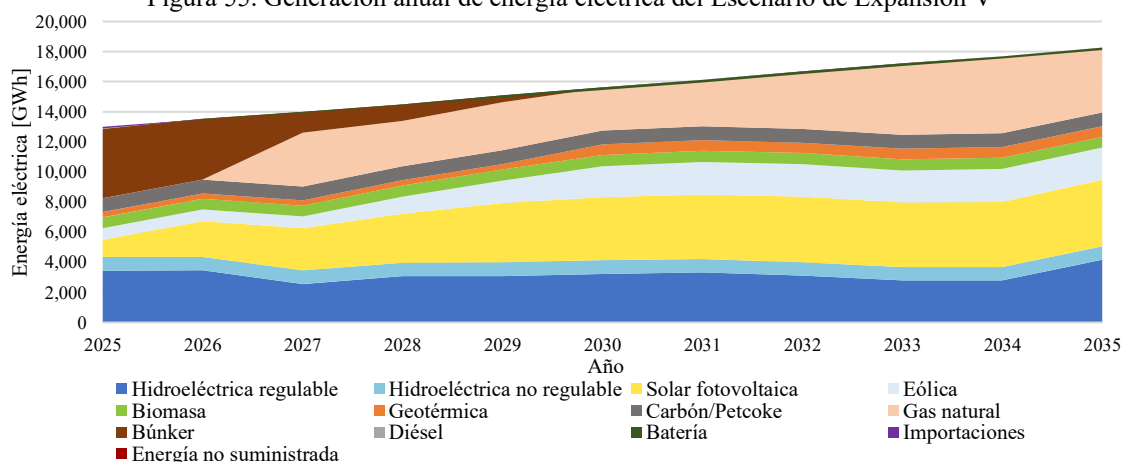
Tabla 43. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión V

| Tecnología                                                   | Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW] |      |      |      |      |      |       |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|
|                                                              | 2026                                                  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032  | 2033 | 2034 | 2035 |
| Motor de combustión interna a búnker                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a diésel                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural                    | -                                                     | 100  | -    | 100  | 100  | 100  | 100   | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel      | -                                                     | 100  | -    | -    | -    | -    | -     | 100  | 200  | -    |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de vapor a carbón/petcoke                            | -                                                     | -    | -    | 105  | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural                | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | 30   |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural              | -                                                     | -    | -    | 250  | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Solar fotovoltaica                                           | 44                                                    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Geotérmica                                                   | -                                                     | -    | -    | -    | 40   | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica regulable                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | 37.24 | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica no regulable                                  | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías             | 75                                                    | -    | -    | 115  | 25   | -    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | 385                                                   | 200  | 190  | 275  | 125  | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | 263                                                   | 60   | 57   | 145  | 100  | 15   | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Eólica                                      | -                                                     | -    | 130  | 100  | 170  | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | 13   | 10   | 17   | 5    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

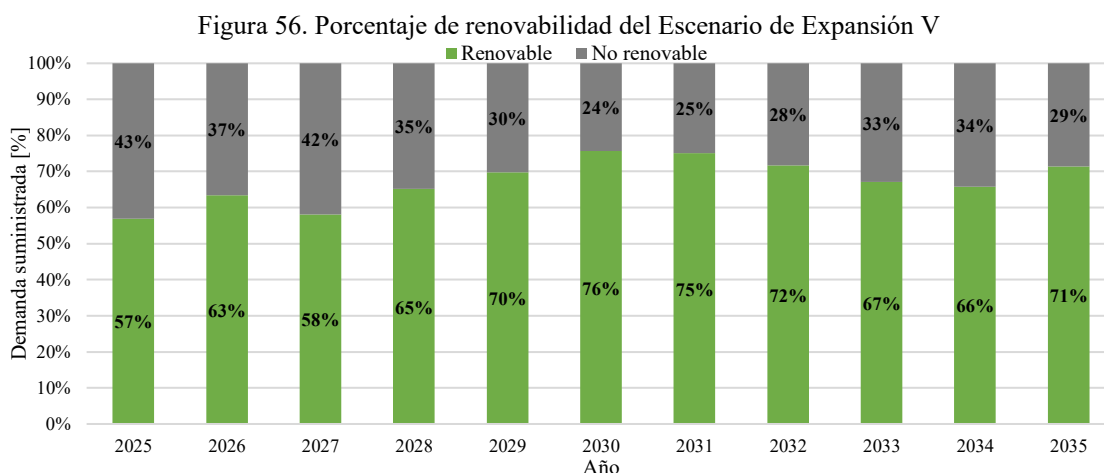
Al comparar los cronogramas de adiciones correspondientes a los Escenarios II y V, se observa que en ambos casos se instala la misma capacidad de centrales híbridas, solares fotovoltaicas y eólicas, distribuidas durante el período 2026-2031. En cuanto a los sistemas de almacenamiento en baterías, la solución del Escenario V concentra su instalación únicamente en los años 2029 y 2030. Entre las principales diferencias, destaca que el Escenario de Expansión V contempla una menor capacidad instalada de generación térmica y la incorporación de un único proyecto hidroeléctrico regulable. Para este escenario, la proyección del despacho de energía eléctrica para el horizonte de planificación se ilustra en la Figura 55, donde se evidencia que durante el período 2029-2032, la demanda de energía eléctrica es suministrada por una proporción significativa de generación renovable.

Figura 55. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión V



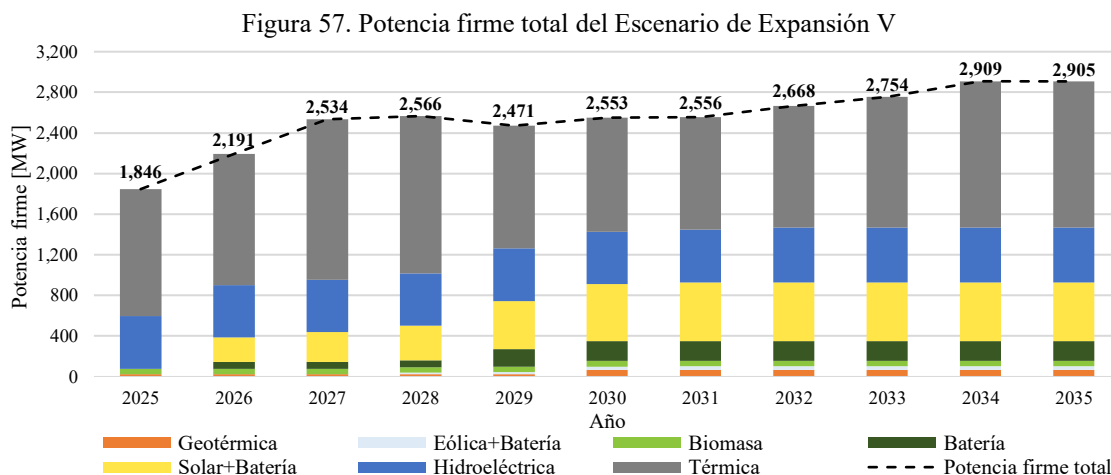
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

A partir del año 2029, se observa que la contribución de la generación renovable al suministro de la demanda eléctrica supera el 65%. En particular, se alcanzan participaciones de 76%, 75% y 71% para los años 2030, 2031 y 2035, respectivamente. Estos resultados se ilustran en la Figura 56.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Con la solución encontrada para este escenario de expansión, se contabiliza la potencia firme total del sistema debido a la capacidad existente y las nuevas capacidades incorporadas al parque de generación. Estos resultados se muestran en la Figura 57, al igual como fue presentado en los escenarios anteriores, se observa una componente significativa de la generación renovable para suplir ese requerimiento de potencia firme. De esa componente se destaca principalmente la contribución de las centrales hidroeléctricas y el aporte de los sistemas híbridos compuestos por la generación solar fotovoltaica y su sistema de almacenamiento en baterías.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Al analizar la distribución de la potencia firme total del sistema, la Tabla 44 muestra que la solución obtenida para este escenario refleja una mayor participación de la generación renovable, superando el 55% durante el periodo 2030-2032, con un valor máximo de 57%. Para los años 2034 y 2035, se observa una distribución equilibrada entre la potencia firme proveniente de fuentes renovables y no renovables.

Tabla 44. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión V

| Recurso      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Renovable    | 32%  | 41%  | 38%  | 40%  | 51%  | 56%  | 57%  | 55%  | 53%  | 50%  | 50%  |
| No renovable | 68%  | 59%  | 62%  | 60%  | 49%  | 44%  | 43%  | 45%  | 47%  | 50%  | 50%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

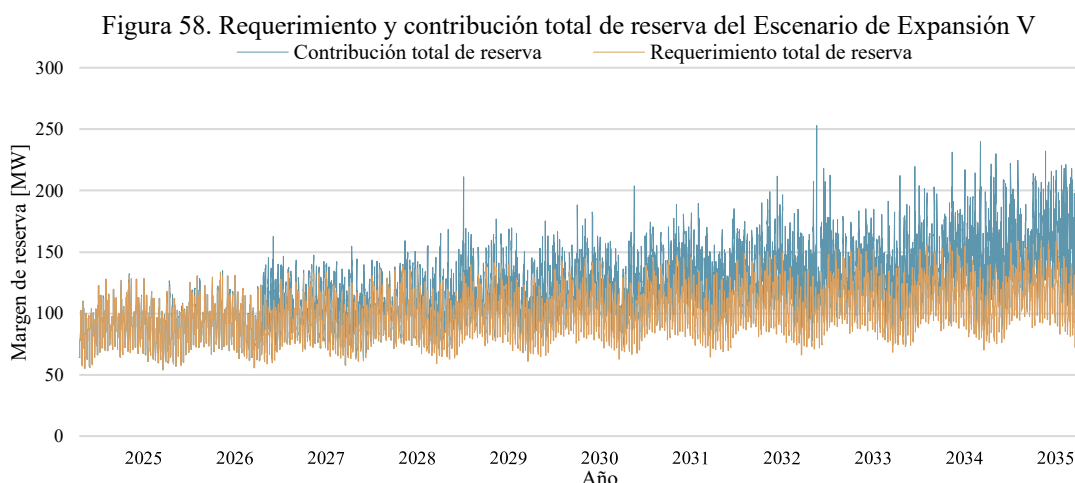
Por otro lado, al observar la distribución acumulada de potencia firme correspondiente a las nuevas incorporaciones en la matriz energética, según resultados presentados en la Tabla 45, se evidencia que, hasta el 2032, los principales aportes a la potencia firme provienen de nuevas instalaciones de fuentes de energía renovable.

Tabla 45. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión V

| Recurso      | Potencia firme anual acumulada [MW] |      |      |      |      |      |      |      |       |       |
|--------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
|              | 2026                                | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034  | 2035  |
| Renovable    | 305                                 | 359  | 423  | 667  | 833  | 851  | 871  | 871  | 871   | 871   |
| No renovable | 0                                   | 190  | 190  | 613  | 708  | 803  | 898  | 993  | 1,183 | 1,211 |

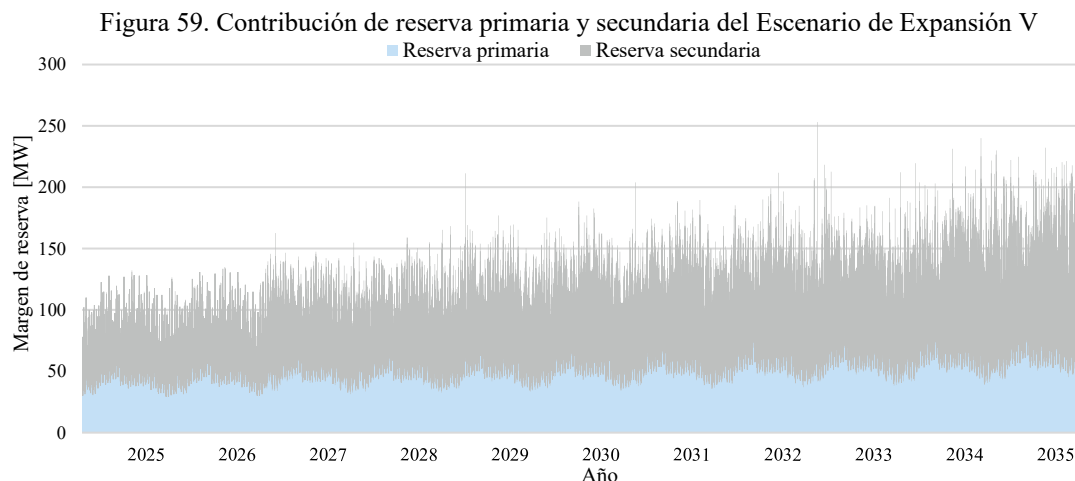
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

De manera similar a los resultados analizados en los escenarios de expansión previos, la Figura 58 muestra que la contribución total de reserva satisface el requerimiento del sistema en cada hora de los días típicos a lo largo del horizonte de estudio. La figura evidencia que la solución del modelo refleja la necesidad de contar con una contribución que, entre 2026 y 2035, se mantiene en un rango aproximado de 50 MW a 250 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Finalmente, se presenta la Figura 59 la cual clasifica la reserva primaria y secundaria disponible. Para la contribución de reserva primaria, la solución de este escenario determina un rango de variación desde 29 MW hasta 87 MW. Por su parte, la contribución de reserva secundaria varía entre 20 MW y 189 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.3.6 Resultados del Escenario de Expansión VI

Finalmente, el Escenario de Expansión VI se construye con las mismas consideraciones correspondientes a la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica y de los precios de los combustibles del Escenario de Expansión III. Sin embargo, en este escenario se incorpora la proyección avanzada del decrecimiento de los costos de inversión y de los costos fijos de O&M para las tecnologías renovables variables y sistemas de almacenamiento en baterías. En la solución de este escenario, se identifica un cronograma de capacidad instalada que se resume en la Tabla 46.

Tabla 46. Cronograma de capacidad instalada por tecnología de generación del Escenario de Expansión VI

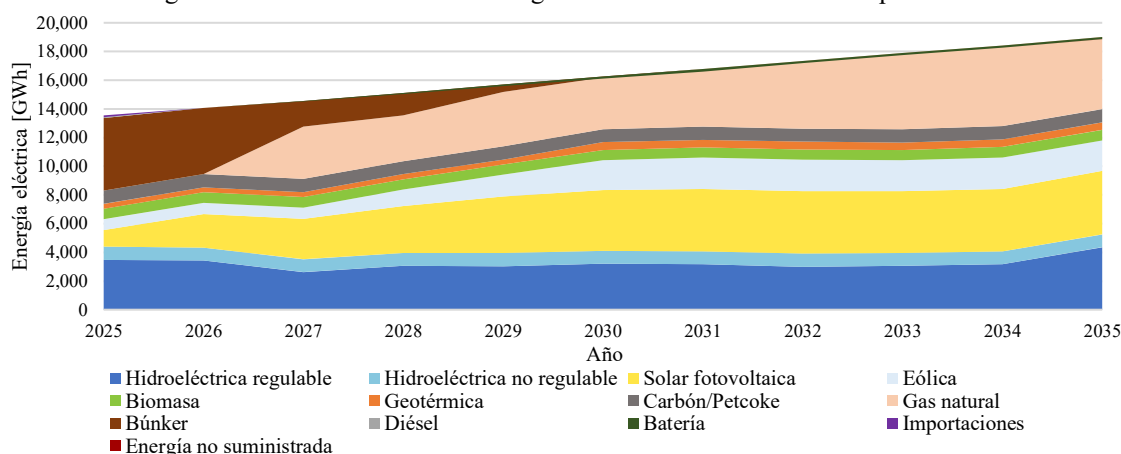
| Tecnología                                                   | Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW] |      |      |      |      |      |       |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|
|                                                              | 2026                                                  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032  | 2033 | 2034 | 2035 |
| Motor de combustión interna a búnker                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | 84   | -    |
| Motor de combustión interna a diésel                         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural                    | -                                                     | 100  | -    | 200  | 100  | 100  | -     | -    | -    | -    |
| Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel      | 100                                                   | -    | -    | -    | 100  | -    | -     | 200  | -    | -    |
| Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de vapor a carbón/petcoke                            | -                                                     | -    | -    | 105  | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural                | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | 80   |
| Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel         | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural              | -                                                     | -    | -    | 250  | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Solar fotovoltaica                                           | 44                                                    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Geotérmica                                                   | -                                                     | -    | -    | -    | 20   | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica regulable                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | 51.94 | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica no regulable                                  | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Sistema de almacenamiento de energía en baterías             | 75                                                    | -    | -    | 90   | -    | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | 385                                                   | 200  | 190  | 275  | 125  | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | 263                                                   | 60   | 57   | 145  | 100  | 15   | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Eólica                                      | -                                                     | -    | 130  | 100  | 170  | 50   | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | 13   | 10   | 17   | 5    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Central híbrida: Solar fotovoltaica                          | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Batería                                                      | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |
| Hidroeléctrica de bombeo                                     | -                                                     | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Esta propuesta de expansión contempla un costo total de 3,708.73 MUSD, correspondiente a la inversión y a los costos fijos de O&M, además de 2,602.22 MUSD asociados a los costos operativos del sistema. Aunque los Escenarios III y VI presentan capacidades instaladas similares en generación renovable y convencional, existen diferencias en el cronograma de adición, ya que algunos proyectos se incorporan en fechas distintas. Esta variación temporal genera diferencias en la evolución de la matriz energética a lo largo del horizonte de planificación. En cuanto a la generación térmica, este escenario de expansión contempla una capacidad instalada ligeramente menor que la obtenida en el Escenario III. Esa diferencia se debe a que la solución del modelo mantiene en operación la central La Ensenada, con una capacidad de 84 MW para el año 2034. Además, se destaca la instalación de un proyecto geotérmico de 20 MW para el año 2030, lo que indica otra diferencia relevante entre ambos casos.

Para este escenario, la simulación operativa del parque de generación se ilustra en la Figura 60. En los primeros años, se observa una alta participación de la generación térmica a base de búnker, siendo desplazada progresivamente con el ingreso de centrales que operan con gas natural. De forma similar a los escenarios previos, se identifica un crecimiento notable en el suministro de la demanda eléctrica a partir de la generación proveniente de recursos renovables variables, como ser solar fotovoltaica y eólica.

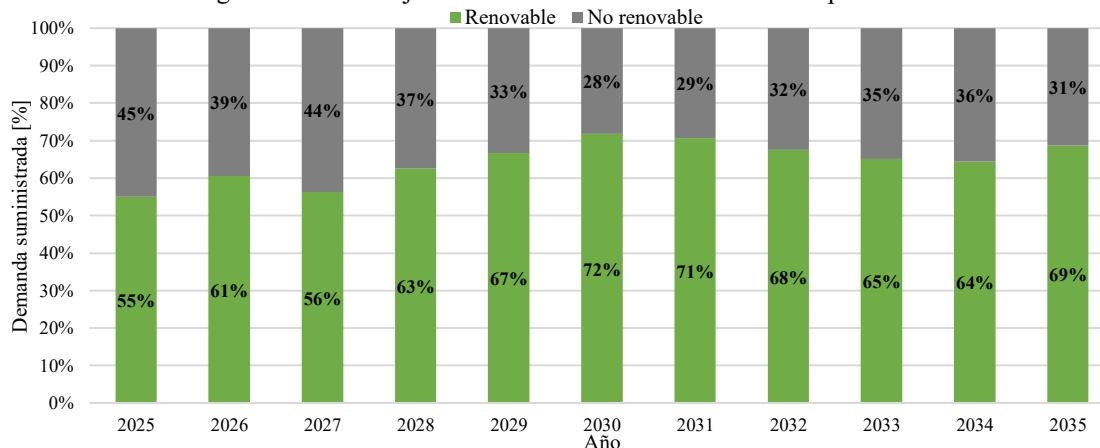
Figura 60. Generación anual de energía eléctrica del Escenario de Expansión VI



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

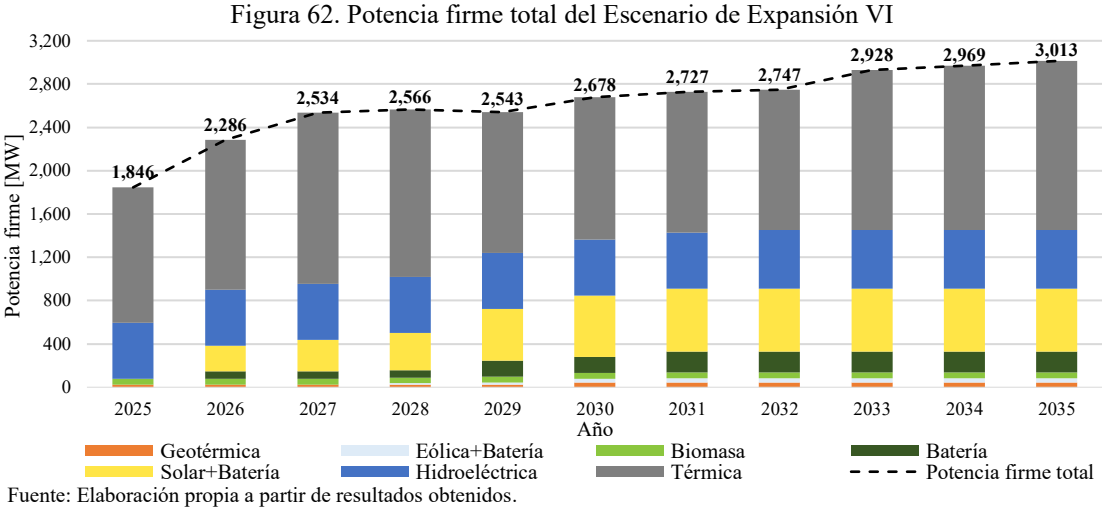
En relación con la distribución de la generación renovable y no renovable para el suministro de la demanda de energía eléctrica, la Figura 61 ilustra que en este escenario se alcanza un porcentaje máximo de generación renovable del 72% en el año 2030 y para el año final del horizonte de estudio este valor se sitúa en 69%. Al comparar estos índices con los obtenidos para el Escenario III, resultados ilustrados en la Figura 46, se observa que la solución obtenida para este caso incrementa en 1% esos índices a partir del año 2030.

Figura 61. Porcentaje de renovabilidad del Escenario de Expansión VI



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Bajo las condiciones establecidas para este escenario, una mayor potencia firme en el sistema es incorporada según se ilustra en la Figura 62. De manera similar a los escenarios de expansión previamente analizados, se observa que las fuentes renovables adquieren un papel relevante en la contribución a la potencia firme del sistema, especialmente los proyectos híbridos, como ser solar fotovoltaico con su sistema de almacenamiento en baterías. No obstante, en este escenario se registra una mayor participación de la generación térmica.



Al analizar la distribución porcentual de la potencia firme según su recurso, en la Tabla 47 se registra que la participación renovable alcanza hasta un 53% en el 2032, valor que para el final del horizonte se sitúa en 48%.

Tabla 47. Distribución porcentual de la potencia firme total del Escenario de Expansión VI

| Recurso      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Renovable    | 32%  | 39%  | 38%  | 40%  | 49%  | 51%  | 52%  | 53%  | 50%  | 49%  | 48%  |
| No renovable | 68%  | 61%  | 62%  | 60%  | 51%  | 49%  | 48%  | 47%  | 50%  | 51%  | 52%  |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Complementando el análisis, la Tabla 48 presenta la distribución acumulada de la potencia firme clasificada por tipo de recurso. Los resultados reflejan que, al final del horizonte de estudio, las nuevas incorporaciones de generación no renovable superan en aproximadamente 56% a la contribución de las centrales renovables.

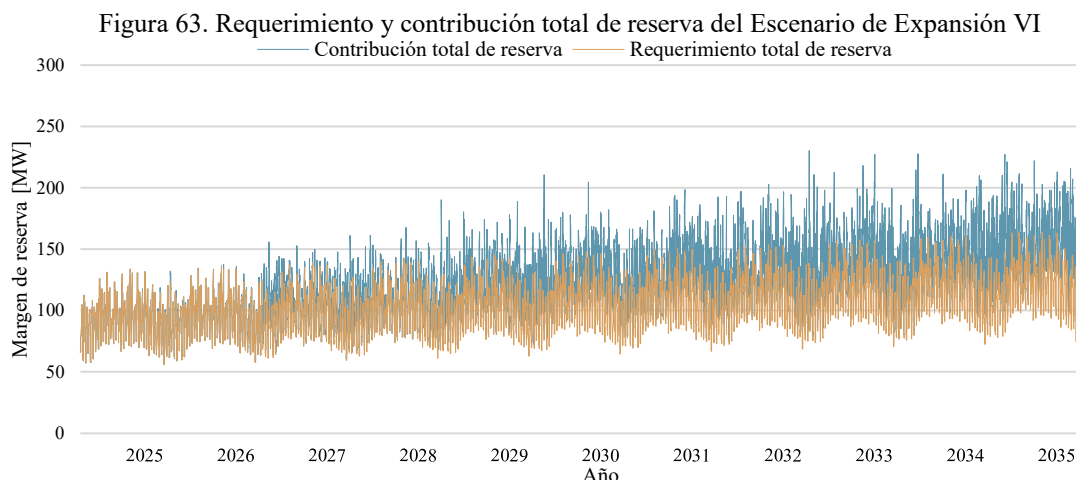
Tabla 48. Distribución de la potencia firme acumulada de nuevas centrales instaladas en el Escenario de Expansión VI

| Recurso      | Potencia firme anual acumulada [MW] |      |      |      |      |      |      |       |       |       |
|--------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
|              | 2026                                | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033  | 2034  | 2035  |
| Renovable    | 305                                 | 359  | 423  | 644  | 769  | 832  | 856  | 856   | 856   | 856   |
| No renovable | 95                                  | 190  | 190  | 708  | 898  | 993  | 993  | 1,183 | 1,259 | 1,335 |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

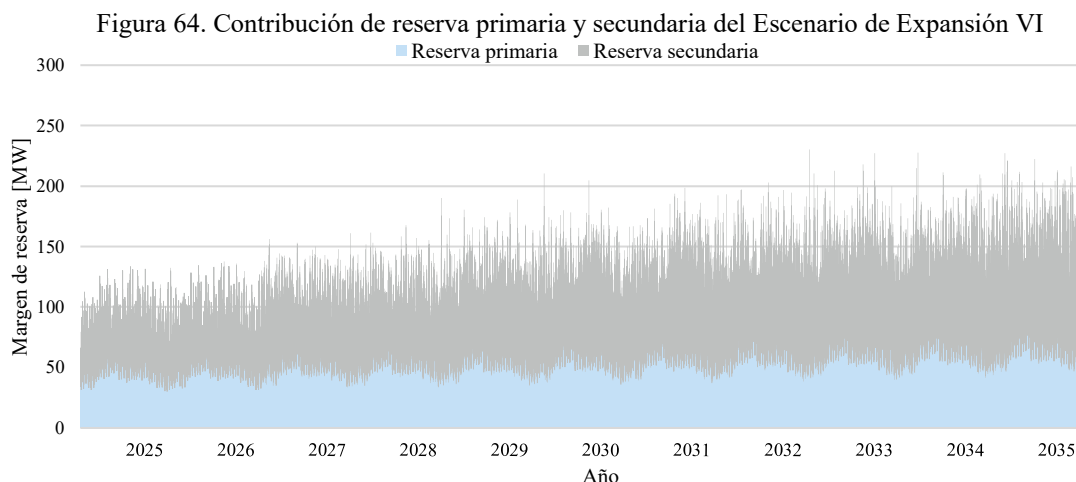
Para este escenario, se cuantifica la disponibilidad total de reserva para cada hora y cada día típico a lo largo del horizonte de estudio. Los resultados son ilustrados en la Figura 63, donde se observa que la solución del modelo refleja la necesidad de disponer de un margen de reserva que, durante el período 2026-2028, se sitúa en torno a los 150 MW. Mientras que, para los años posteriores se evidencia que este valor incrementa, alcanzando un máximo de 230 MW. De estos resultados, se concluye que la solución indica una mayor capacidad de respaldo para atender las posibles variaciones entre la demanda y la generación de energía eléctrica.





Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Como complemento a los resultados anteriores, para este escenario de expansión se cuantifica la contribución de reserva primaria y secundaria disponible. Estos resultados son ilustrados mediante la Figura 64, en la cual se identifica que, a lo largo del horizonte de estudio, la contribución de reserva primaria varía en un rango de 30 MW hasta 90 MW. Por su parte, la contribución de reserva secundaria se sitúa entre 21 MW y 176 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.3.7 Resumen de los resultados de los escenarios de expansión

En las secciones previas, los resultados correspondientes a seis escenarios de expansión fueron discutidos. Estos escenarios de expansión fueron conformados según la variación de parámetros de entrada como ser: a) la proyección a largo plazo del crecimiento de la demanda de energía eléctrica; b) la proyección a largo plazo de los precios de los combustibles; y c) la proyección de las tasas decrecientes de los costos de inversión y de O&M de tecnologías renovables variables y de sistemas de almacenamiento en baterías. Para cada escenario, se obtuvo un cronograma específico de las nuevas capacidades instaladas en el sistema, dicho cronograma está compuesto por diferentes tecnologías de generación. El resumen de los resultados obtenidos para cada escenario de expansión se presenta en la Tabla 49, en la cual se categoriza la capacidad instalada en cada año del horizonte de estudio.

Tabla 49. Resumen de capacidad instalada para cada escenario de expansión

| Escenario de expansión | Categoría                   | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031   | 2032   | 2033 | 2034 | 2035 | Total    |
|------------------------|-----------------------------|------|------|------|------|------|--------|--------|------|------|------|----------|
| I                      | Térmica                     | -    | 200  | -    | 455  | 200  | 50     | -      | 200  | 30   | 100  | 1,235.00 |
|                        | Renovable                   | 429  | 100  | 420  | 375  | 295  | 100    | 135.43 | -    | 20   | -    | 1,874.43 |
|                        | Almacenamiento en baterías* | 75   | -    | -    | 100  | 40   | -      | -      | -    | -    | -    | 215.00   |
| II                     | Térmica                     | -    | 200  | -    | 485  | 200  | -      | 100    | 50   | 200  | 100  | 1,335.00 |
|                        | Renovable                   | 429  | 200  | 320  | 375  | 315  | 151.94 | 20     | -    | -    | -    | 1,810.94 |
|                        | Almacenamiento en baterías* | 75   | -    | -    | 50   | 50   | 40     | -      | -    | -    | -    | 215.00   |
| III                    | Térmica                     | 100  | 100  | -    | 555  | 200  | 50     | 100    | 130  | 100  | 100  | 1,435.00 |
|                        | Renovable                   | 429  | 100  | 420  | 375  | 295  | 114.70 | 37.24  | -    | -    | -    | 1,770.94 |
|                        | Almacenamiento en baterías* | 75   | -    | -    | 90   | 50   | -      | -      | -    | -    | -    | 215.00   |
| IV                     | Térmica                     | 100  | 100  | -    | 655  | 100  | 130    | -      | 100  | 200  | -    | 1,385.00 |
|                        | Renovable                   | 429  | 200  | 320  | 375  | 335  | 100    | 51.94  | -    | -    | 4    | 1,814.94 |
|                        | Almacenamiento en baterías* | 75   | -    | -    | 15   | 25   | -      | 50     | 50   | -    | -    | 215.00   |
| V                      | Térmica                     | -    | 200  | -    | 455  | 100  | 100    | 100    | 100  | 200  | 30   | 1,285.00 |
|                        | Renovable                   | 429  | 200  | 320  | 375  | 335  | 100    | 37.24  | -    | -    | -    | 1,796.24 |
|                        | Almacenamiento en baterías* | 75   | -    | -    | 115  | 25   | -      | -      | -    | -    | -    | 215.00   |
| VI                     | Térmica                     | 100  | 100  | -    | 555  | 200  | 100    | -      | 200  | 84   | 80   | 1,419.00 |
|                        | Renovable                   | 429  | 200  | 320  | 375  | 315  | 100    | 51.94  | -    | -    | -    | 1,790.94 |
|                        | Almacenamiento en baterías* | 75   | -    | -    | 90   | -    | 50     | -      | -    | -    | -    | 215.00   |

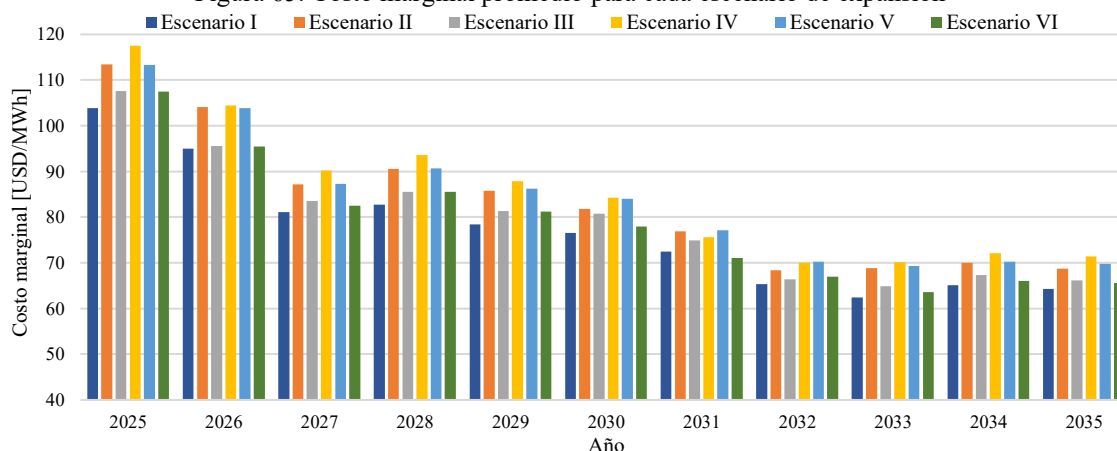
\*Nota: Esta capacidad de almacenamiento representa aquella capacidad que no está asociada a centrales renovables candidatas.

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Al comparar los resultados de los escenarios de expansión resumidos en la tabla anterior, se observa que el Escenario de Expansión III incorpora la mayor capacidad de generación termoeléctrica, con 1,435 MW, mientras que la menor corresponde al Escenario I, con 1,235 MW. En cuanto a la capacidad instalada renovable, el Escenario I registra el valor más alto, con 1,874.43 MW, en contraste con el Escenario III, que presenta la menor capacidad, con 1,770.94 MW. Es importante enfatizar que esta capacidad instalada renovable incluye la de las centrales híbridas, la cual se define únicamente en función de la potencia nominal de la central renovable que la compone.

Para cada escenario de expansión, la Figura 65 ilustra la tendencia de los costos marginales promedios para cada año del horizonte de estudio. Estos costos son obtenidos según las consideraciones especificadas para conformar cada escenario. Los resultados indican que, en todos los escenarios, los costos marginales pueden experimentar una reducción de hasta 40% respecto al valor registrado en el año inicial de simulación (2025).

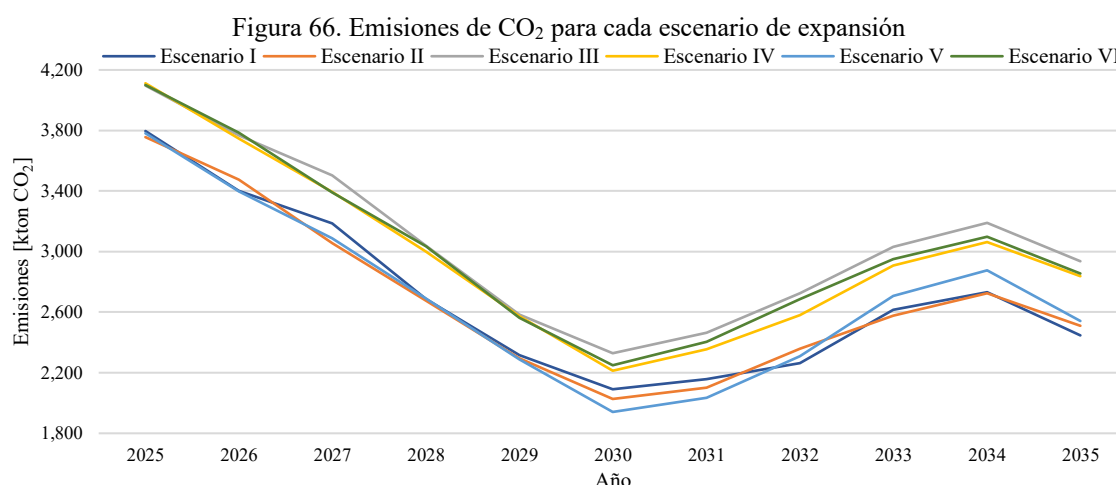
Figura 65. Costo marginal promedio para cada escenario de expansión



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

En el análisis del impacto ambiental de cada escenario de expansión, se cuantifican las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de energía eléctrica. Para ello, se emplean factores de emisión específicos para cada tipo de combustible presentados en la Sección 4.4.3. La evolución de dichas emisiones en cada escenario se ilustra en

la Figura 66, donde se aprecia que todos los escenarios muestran una tendencia a la baja hacia el año 2030. Al comparar los resultados, se evidencia que los Escenarios I, II y V registran las menores emisiones de CO<sub>2</sub> a lo largo del horizonte de estudio, lo que se relaciona directamente con la capacidad térmica instalada en estos escenarios.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Por otro lado, al analizar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, comparando cada año del horizonte de planificación contra el año inicial de la simulación (2025), la Tabla 50 presenta los porcentajes correspondientes para cada escenario. Los resultados indican que, a partir del año 2028, la reducción de emisiones en todos los escenarios supera el 20%, alcanzando su máximo valor en el año 2030, con más del 40% de reducción. En el año final del horizonte, las reducciones se sitúan en torno al 30%, registrándose la mayor en el Escenario I con 36%, mientras que la menor reducción se presenta en el Escenario III con 28%.

Tabla 50. Porcentajes de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para cada escenario de expansión

| Año  | Escenario I | Escenario II | Escenario III | Escenario IV | Escenario V | Escenario VI |
|------|-------------|--------------|---------------|--------------|-------------|--------------|
| 2026 | 10%         | 8%           | 8%            | 9%           | 10%         | 8%           |
| 2027 | 16%         | 19%          | 14%           | 17%          | 18%         | 17%          |
| 2028 | 29%         | 29%          | 26%           | 27%          | 29%         | 26%          |
| 2029 | 39%         | 39%          | 37%           | 37%          | 40%         | 37%          |
| 2030 | 45%         | 46%          | 43%           | 46%          | 49%         | 45%          |
| 2031 | 43%         | 44%          | 40%           | 43%          | 46%         | 41%          |
| 2032 | 40%         | 37%          | 33%           | 37%          | 39%         | 34%          |
| 2033 | 31%         | 31%          | 26%           | 29%          | 28%         | 28%          |
| 2034 | 28%         | 27%          | 22%           | 26%          | 24%         | 24%          |
| 2035 | 36%         | 33%          | 28%           | 31%          | 33%         | 30%          |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Alineado con el Acuerdo de París, Honduras en su Contribución Nacional Determinada (NDC, por sus siglas en inglés) establece que el país reducirá en un 16% la totalidad de sus emisiones. En ese contexto, el subsector eléctrico emite aproximadamente el 51.2% de las emisiones totales del sector energía, por lo que, según las estimaciones realizadas por la SEN, cada uno de los subsectores del sector energético nacional, debe reducir en un 20% sus emisiones hacia el 2030. Analizando los resultados encontrados en estos escenarios de expansión, se visualiza que estos permiten alcanzar este objetivo. A partir de 2028, las emisiones se reducen en más del 20% y para el 2030 se supera una reducción del 40%, por lo que las señales identificadas responden a este compromiso.

## 6.4 Criterio de decisión y selección del plan indicativo de expansión de la generación

En las secciones anteriores se discutieron los resultados obtenidos de los seis escenarios de expansión, los cuales fueron formulados bajo diferentes condiciones. En cada uno de estos se identifican señales de inversión en nueva capacidad de generación, necesarias para ser incorporadas en el sistema y así atender el crecimiento

proyectado de la demanda de energía eléctrica. En ese contexto, se requiere seleccionar, a partir de un criterio de decisión, las señales más adecuadas de expansión para proponer el Plan Indicativo de Expansión de la Generación correspondiente al período 2026-2035. Por lo tanto, en esta sección se presentan los resultados de la validación operativa de cada escenario de expansión, junto con el proceso de decisión adoptado.

#### 6.4.1 Resultados de las simulaciones operativas para cada escenario de expansión

La solución encontrada en cada uno de los seis escenarios de expansión es fijada y evaluada frente a dos escenarios operativos, descritos en la Sección 6.2.2. En resumen, el escenario operativo medio considera proyecciones medias de crecimiento de la demanda eléctrica y de precios de los combustibles. En contraste, el escenario alto simula condiciones operativas de alta exigencia, considerando tanto escenarios de baja hidrología como proyecciones altas para el crecimiento de la demanda y para los precios de los combustibles. Para ambos escenarios, la demanda eléctrica se modela con una resolución horaria, considerando 25 escenarios hidrológicos y renovables para representar la incertidumbre asociada a estas fuentes de generación de energía eléctrica.

Los resultados de las simulaciones operativas son obtenidos mediante el uso de la herramienta SDDP y se presentan en la Tabla 51. En esta tabla se detalla el costo total de inversión y los costos operativos correspondientes a los escenarios alto y medio. Estos costos son expresados en valor presente, utilizando la tasa de descuento del 10.13% y referenciados al año inicial de la simulación 2025. En esta tabla, el costo total de inversión contiene los costos fijos de O&M y los costos de interconexión eléctrica para aquellos proyectos de generación en los que sea definido dicho costo. Mientras que los costos operativos incluyen los costos variables de O&M, costo variable de los combustibles, intercambios de energía con el MER para el año 2025, así como los costos por penalidades de energía no suministrada y por violación de restricciones de reserva.

Es importante destacar que, de los costos totales de inversión presentados en la Tabla 51, la componente de inversión asociada a la generación renovable variable y sistemas de almacenamiento se ha normalizado tomando como referencia el valor esperado entre las proyecciones de costos de inversión para dichas tecnologías (moderada y avanzada), esto con el propósito de garantizar condiciones comparables entre todos los escenarios de expansión.

Tabla 51. Resumen de costos de inversión y costos operativos de cada escenario de expansión

| Escenario de Expansión | Costo total de inversión [MUSD] | Costo operativo [MUSD] |                 |
|------------------------|---------------------------------|------------------------|-----------------|
|                        |                                 | Escenario alto         | Escenario medio |
| I                      | 3,827.86                        | 2,928.11               | 2,255.85        |
| II                     | 3,783.59                        | 2,870.48               | 2,219.22        |
| III                    | 3,710.56                        | 2,910.63               | 2,270.67        |
| IV                     | 3,862.56                        | 2,818.38               | 2,200.33        |
| V                      | 3,708.28                        | 2,906.44               | 2,232.75        |
| VI                     | 3,780.73                        | 2,858.53               | 2,223.64        |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

De los resultados presentados en esta tabla, se evidencia que, tanto para el escenario operativo alto como para el medio, el Escenario de Expansión IV presenta los menores costos operativos. Sin embargo, en este escenario de expansión se presenta el mayor costo total de inversión comparado con los demás. Por otro lado, los mayores costos operativos para el escenario alto se registran al evaluar la propuesta del Escenario de Expansión I. Mientras que, para el escenario medio, los costos operativos más altos se visualizan en el Escenario de Expansión III. Finalmente, los menores costos totales de inversión se presentan en los Escenarios de Expansión III y V, en los cuales se obtiene valores de 3,710.56 y 3,708.28 MUSD, respectivamente.

#### 6.4.2 Cálculo del costo medio del sistema para cada escenario operativo

A partir de los resultados presentados en la Tabla 51, se evalúa el rendimiento de cada escenario de expansión mediante el indicador de costo medio del sistema. Este indicador se calcula para los resultados obtenidos de cada escenario operativo, resultando así en un valor de costo medio tanto para el escenario alto como para el escenario

medio. Este cálculo se realiza conforme a la expresión (6), que establece la relación entre el costo total de cada escenario de expansión, incluyendo costos de inversión, costos fijos de O&M y costos operativos, y la demanda total de energía eléctrica proyectada para el horizonte de estudio. Estos costos y la demanda son actualizados al año de referencia mediante la tasa de descuento del 10.13%. Cabe destacar que, para el cálculo del costo medio de cada escenario, se emplea la proyección de demanda de energía eléctrica correspondiente a dicho escenario operativo.

$$\tilde{C}_{sist} = \frac{C_{Inv} + C_{fijo}^{o\&m} + Cop}{\sum_{a=0}^{10} \frac{DE_a}{(1+td)^a}}, \quad (6)$$

donde,

$\tilde{C}_{sist}$  : Costo medio del sistema,

$C_{Inv}$  : Costo total de inversión en valor presente,

$C_{fijo}^{o\&m}$  : Costo fijo de O&M en valor presente,

$Cop$  : Costo total operativo en valor presente,

$DE_a$  : Demanda de energía eléctrica en el año "a",

$td$  : Tasa de descuento.

Los costos medios de cada escenario de expansión para ambas validaciones operativas se presentan en la Tabla 52. Los resultados muestran que, en promedio, el escenario alto alcanza valores cercanos a 60 USD/MWh, mientras que el escenario medio se sitúa en torno a 56 USD/MWh. Al analizar el comportamiento por escenario, se observa que el Escenario de Expansión I presenta los costos medios más altos en ambas validaciones, debido a que registra los mayores costos operativos. Le sigue el Escenario de Expansión IV, cuyos costos medios elevados se explican principalmente por su mayor costo de inversión. En contraste, los Escenarios de Expansión III y V destacan por los menores costos medios en ambos escenarios, resultado de sus bajos costos de inversión.

Tabla 52. Costos medios para cada escenario de expansión

| Escenario de Expansión | Escenario alto [USD/MWh] | Escenario medio [USD/MWh] |
|------------------------|--------------------------|---------------------------|
| I                      | 61.15                    | 57.34                     |
| II                     | 60.23                    | 56.57                     |
| III                    | 59.93                    | 56.37                     |
| IV                     | 60.47                    | 57.14                     |
| V                      | 59.87                    | 55.99                     |
| VI                     | 60.09                    | 56.59                     |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

### 6.4.3 Matriz de arrepentimiento y escenario de expansión seleccionado

Para determinar la matriz de arrepentimiento, a partir de la Tabla 52 se identifica el menor valor de costo medio en cada escenario, que corresponde a 59.87 USD/MWh para el escenario alto y 55.99 USD/MWh para el escenario medio. Una vez definidos estos valores mínimos, se calcula para cada escenario de expansión la diferencia entre sus costos medios y el valor mínimo correspondiente. Estas diferencias representan las distancias respecto al mejor desempeño posible en cada escenario evaluado. El resultado de este procedimiento se presenta en la Tabla 53, la cual muestra la matriz de arrepentimiento obtenida.

Tabla 53. Matriz de arrepentimiento

| Escenario de Expansión | Escenario alto [USD/MWh] | Escenario medio [USD/MWh] | MÁX  |
|------------------------|--------------------------|---------------------------|------|
| I                      | 1.28                     | 1.34                      | 1.34 |
| II                     | 0.36                     | 0.58                      | 0.58 |
| III                    | 0.06                     | 0.38                      | 0.38 |
| IV                     | 0.60                     | 1.15                      | 1.15 |
| V                      | 0.00                     | 0.00                      | 0.00 |
| VI                     | 0.22                     | 0.60                      | 0.60 |
|                        | MÍN                      |                           | 0.00 |

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

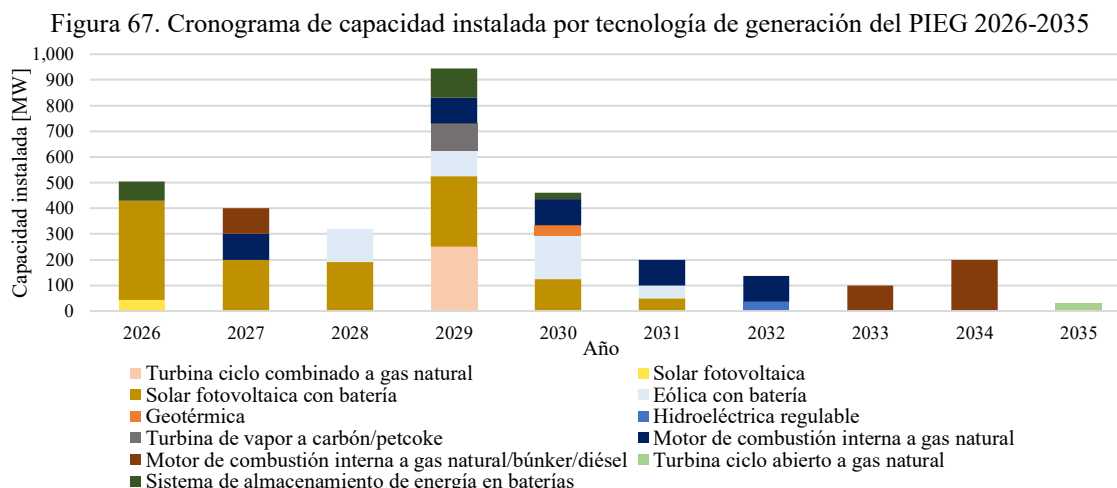
A partir de las distancias calculadas para cada escenario de expansión, se identifica el valor máximo obtenido en ambas evaluaciones, conformando la columna denominada **MÁX**. Posteriormente, de esta columna se selecciona el valor mínimo, que en este caso es cero, lo que representa el menor nivel de arrepentimiento. En consecuencia, el Escenario de Expansión V presenta el mejor desempeño al ser evaluado bajo ambas condiciones operativas, por lo que se propone como el PIEG para el período 2026-2035.

## 6.5 Discusión del plan indicativo de expansión de la generación

Aplicando el criterio de decisión basado en minimizar el valor máximo de arrepentimiento, se concluye que el Escenario de Expansión V presenta el mejor desempeño y, por consiguiente, se propone como el PIEG 2026-2035. Este escenario de expansión se distingue por ser planificado para una proyección media de crecimiento de la demanda eléctrica, una proyección alta de precios de los combustibles y una proyección avanzada para los costos de inversión y costos fijos de O&M en tecnologías renovables variables y sistemas de almacenamiento con baterías.

Otro aspecto relevante es que, tras la normalización de los costos de inversión, este plan de expansión registra el menor costo total de inversión, con 3,708.28 MUSD, incluyendo los costos fijos de O&M. Esta inversión se distribuye en la instalación de 1,285 MW de capacidad térmica, 1,796.24 de capacidad renovable y 215 MW en sistemas de almacenamiento en baterías. Con esta capacidad instalada, la generación renovable aporta más del 50% de la potencia firme del sistema a partir del año 2029. Además, su participación en el suministro de la demanda supera el 70% en varios años del horizonte de estudio. En síntesis, el cronograma de expansión identificado para el PIEG 2026-2035 se presenta en la Figura 67.

De este cronograma se observa que la mayor incorporación de capacidad se concentra en el período 2026-2031. Esta tendencia responde al vencimiento de contratos de centrales generadoras existentes, al retiro de centrales que operan en el mercado de oportunidad, así como al crecimiento natural de la demanda eléctrica. En los años posteriores, las nuevas adiciones de capacidad obedecen principalmente al crecimiento de la demanda eléctrica.



## 7 Conclusiones

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema eléctrico nacional, tiene la responsabilidad de elaborar, cada dos años, el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG). Su formulación comprende diversas etapas, entre estas: la recolección de información específica de las instituciones del subsector eléctrico; el modelado del sistema eléctrico nacional en su estado actual y su prospectiva; la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica y de los precios de los combustibles; la conformación de un conjunto de centrales generadoras candidatas; y la incorporación de restricciones técnicas tanto de cada tecnología de generación como del sistema eléctrico en su conjunto. Para determinar el PIEG para un horizonte de diez años, se emplean herramientas computacionales basadas en modelos de optimización matemática, las cuales permiten evaluar la viabilidad técnica y económica de las diferentes opciones de inversión, con el objetivo de identificar, al menor costo posible, las mejores alternativas de expansión de la generación.

Una vez conformada la base de datos para la planificación de la expansión de la generación, se construyeron seis casos de estudio bajo diferentes consideraciones, con el fin de explorar un rango de escenarios de expansión que garantice la suficiencia del suministro eléctrico en el largo plazo. La solución del modelo en cada caso permitió identificar alternativas de expansión específicas que atienden las condiciones consideradas en cada escenario. Posteriormente, con el propósito de evaluar el desempeño de dichas alternativas, se simuló dos escenarios operativos, a partir de los cuales se estimó el costo medio del sistema como indicador asociado a cada propuesta de expansión. Finalmente, empleando dicho indicador, se aplicó el criterio de decisión de minimización del máximo arrepentimiento para seleccionar el escenario de expansión con el mejor rendimiento.

De los resultados obtenidos se concluye que, tras aplicar el criterio de decisión establecido, el Escenario de Expansión V presenta el mejor rendimiento técnico-económico, por lo que se recomienda como el PIEG 2026-2035. Los resultados para este escenario contemplan la necesidad de incorporar 3,296.24 MW de capacidad total instalada, siendo distribuida en 54.5% en generación renovable, 39% en centrales de generación térmica y 6.5% en sistemas de almacenamiento con baterías. Con esta configuración, a partir del año 2029, el aporte de potencia firme proveniente de fuentes renovables alcanza el 50% del total requerido por el sistema, lo cual es posible principalmente por la incorporación de sistemas de almacenamiento integrados a fuentes renovables variables. No obstante, los resultados también evidencian la necesidad de mantener una participación significativa de generación térmica, especialmente para atender requerimientos de potencia firme y de reserva.

En síntesis, el Escenario de Expansión V evidencia los menores costos totales de inversión en comparación con los demás escenarios evaluados. Los resultados de esta propuesta de expansión revelan que la participación de la generación renovable en el suministro de la demanda de energía eléctrica supera el 70% en varios años del horizonte de estudio, alcanzando un índice máximo de renovabilidad del 76%. Asimismo, en consonancia con el compromiso asumido por Honduras en el Acuerdo de París, el escenario propuesto como PIEG muestra señales de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, superando el 20% a partir del 2028, con una reducción máxima del 49% para el año 2030 y una disminución del 33% en 2035, en comparación con el año inicial de estudio. Es importante destacar que es posible alcanzar estos resultados debido a la incorporación significativa de capacidad instalada en tecnologías renovables variables, las cuales son respaldadas por un sistema de almacenamiento en baterías.



## Referencias

- [1] Centro Nacional de Despacho - CND, «Informe Anual de Operación del Mercado y Sistema Eléctrico Nacional 2019-2024,» [En línea]. Available: <https://cnd.enee.hn/informe-anual-operacion-del-mercado/>. [Último acceso: enero 2025].
- [2] Empresa Nacional de Energía Eléctrica - ENEE, «Boletines Estadísticos 2007-2024».
- [3] Centro Nacional de Despacho - CND, «Planificación Operativa de Largo Plazo Act. Diciembre 2024».
- [4] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE, «Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista,» [En línea]. Available: <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>. [Último acceso: 2025].
- [5] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE, «Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad,» [En línea]. Available: <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>. [Último acceso: mayo 2025].
- [6] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE, «Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,» [En línea]. Available: <https://crie.org.gt/marco-regulatorio/>. [Último acceso: julio 2025].
- [7] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE, «Norma Técnica de Potencia Firme Acuerdo CREE-65-2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>. [Último acceso: mayo 2025].
- [8] Centro Nacional de Despacho - CND, «Informe Definitivo de Potencia Firme Centrales Generadoras Año 2025 - Actualización mayo 2025,» mayo 2025. [En línea]. Available: <https://cnd.enee.hn/potencia-firme-2025/>.
- [9] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE, «Mercado Eléctrico Regional,» [En línea]. Available: <https://crie.org.gt/mer/>.
- [10] Empresa Propietaria de la Red - EPR, «Línea SIEPAC,» [En línea]. Available: <https://www.eprsiepac.com/linea-siepac/>. [Último acceso: mayo 2025].
- [11] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE, «Determinación de la vida útil de centrales generadoras con fuentes de energía renovable,» 2021.
- [12] Aurecon, «2022 Costs and Technical Parameter Review,» 2022.
- [13] INODÚ, «Elaboración de un catálogo de costos de inversión en tecnologías de generación,» 2025.
- [14] Comisión Nacional de Energía - CNE, «Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento,» 2024.
- [15] Gas Turbine World - GTW, «2024 GTW Handbook,» Pequot Publication, 2024.
- [16] Aurecon, «Generator Technical and Cost Parameters,» 2020.
- [17] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Flexibility in conventional power plants,» Abu Dhabi, 2019.
- [18] Pacific Northwest National Laboratory - PNNL, «Energy Storage Cost and Performance Database,» [En línea]. Available: <https://www.pnnl.gov/projects/esgc-cost-performance>. [Último acceso: marzo 2025].
- [19] Banco Interamericano de Desarrollo - BID, «Análisis de la información existente y diagnóstico de capacidades para el diseño de modelos geotérmicos conceptuales,» 2021.
- [20] U.S. Energy Information Administration - EIA, «Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies,» 2020.
- [21] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2023,» 2024.
- [22] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE, «Resolución CRIE-03-2025,» [En línea]. Available: <https://crie.org.gt/resolucion/29-01-2025-crie-03-2025/>.
- [23] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE, «Resolución CRIE-44-2023,» [En línea]. Available: <https://crie.org.gt/resolucion/19-12-2023-crie-44-2023/>.
- [24] Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC, «2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories,» Chapter 2, Stationary Combustion, [En línea]. Available: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf).
- [25] PHC Servicios Integrados, «Asesoría y acompañamiento al Operador del Sistema (ODS) y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en la elaboración del plan de expansión de generación y transmisión de energía eléctrica de Honduras y el establecimiento operativo del ODS,» 2020.
- [26] U.S. Energy Information Administration - EIA, «Monthly Energy Review,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/archive/00352503.pdf>. [Último acceso: marzo 2025].
- [27] S&P Global Commodity Insights, «Platts Connect,» [En línea]. Available: <https://plattsconnect.spglobal.com/>. [Último acceso: marzo 2025].

- [28] U.S. Energy Information Administration - EIA, «Annual Energy Outlook,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2025&region=0-0&cases=ref2025~hm2025~lm2025~highprice~lowprice~highogs~lowogs~highZTC~lowZTC~nocaa111~alttrnp~aeo2023ref&start=2023&end=2050&f=A&linechart=~~~~~&sourcekey=0>. [Último acceso: marzo 2025].
- [29] Centro Nacional de Despacho - CND, «Manual para el Cálculo y Declaración de Costos Variables de Generación,» 2025. [En línea]. Available: <https://cnd.enee.hn/operacion-del-sistema-documentos/>. [Último acceso: marzo 2025].
- [30] Diario La Gaceta Honduras, «Acuerdo SEN-123-2024,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.cree.gob.hn/acuerdos/>. [Último acceso: marzo 2025].
- [31] CME Group, «OpenMarkets,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.cmegroup.com/openmarkets/commodities/2021/how-the-u-s--became-the-world-s-lng-price-setter.html>. [Último acceso: marzo 2025].
- [32] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural: Documento de Consulta,» Ministerio de Minas y Energía, 2020.
- [33] N. Tsafos, «Center for Strategic & International Studies,» [En línea]. 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,rec%20ent%20contracts%20are%20understood%20to%20be%20around%20%242%2FM>. [Último acceso: marzo 2025].
- [34] Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos - CENAOS, «Perspectiva Climática Preliminar 2025 Honduras,» Febrero 2025.
- [35] CAMMESA - Argentina, «Reservas del Sistema Eléctrico - Boletín Energético N°18».
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] PSR - Energy Consulting and Analytics, «OptGen - Manual de Metodología,» Ver. 8.2, Río de Janeiro, Brasil.
- [39] PSR - Energy Consulting and Analytics, «SDDP Manual del Usuario,» Ver. 17.3, Río Janeiro, Brasil.