

Anexos del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026 – 2035

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema



Contenido

Lista de figuras	3
Lista de tablas	4
A Desglose y proyección de costos de inversión y de O&M de tecnologías de generación.....	5
A.1 Desglose de costos de inversión y de O&M de tecnologías de generación	5
A.1.1 Consideraciones generales de los costos de inversión y de O&M.....	5
A.1.2 Desglose de costos de motores de combustión interna.....	6
A.1.3 Desglose de costos de turbinas de gas en ciclo abierto.....	8
A.1.4 Desglose de costos de turbinas de gas en ciclo combinado	9
A.1.5 Desglose de costos de la tecnología eólica.....	10
A.1.6 Desglose de costos de la tecnología geotérmica.....	11
A.1.7 Desglose de costos de la tecnología hidroeléctrica.....	12
A.1.8 Desglose de costos de la tecnología solar fotovoltaica.....	13
A.1.9 Desglose de costos del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías	15
A.1.10 Desglose de costos del sistema híbrido compuesto por eólica y batería.....	16
A.1.11 Desglose de costos del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y almacenamiento	17
A.2 Proyección de costos de inversión y de O&M de tecnologías renovables variables y baterías	22
A.2.1 Proyección de la evolución de costos de la tecnología eólica	22
A.2.2 Proyección de la evolución de costos de la tecnología solar fotovoltaica	23
A.2.3 Proyección de la evolución de costos del sistema de almacenamiento de energía en baterías	23
A.2.4 Proyección de la evolución de costos del sistema híbrido eólico con batería.....	24
A.2.5 Proyección de la evolución de costos del sistema híbrido solar fotovoltaico con batería.....	25
B Metodología para caracterizar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica	26
B.1 Caracterización por día típico.....	26
B.2 Caracterización por bloques cronológicos representativos	27
C Proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	29
C.1 Metodología para la proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	29
C.1.1 Proyección del consumo de energía eléctrica del sector residencial y cobertura eléctrica	30
C.1.2 Proyección del consumo de energía eléctrica del sector comercial y gubernamental.....	31
C.1.3 Proyección del consumo de energía eléctrica del sector industrial.....	32
C.1.4 Proyección del consumo de energía eléctrica de otros sectores.....	33
C.1.5 Estimación de pérdidas en transmisión y distribución.....	33
C.1.6 Estimación de la energía no suministrada	33
C.1.7 Proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica.....	34
C.2 Metodología para la proyección del crecimiento de autoproducción y electromovilidad.....	34
C.2.1 Descripción del Modelo de Difusión de Bass.....	34
C.2.2 Proyección del crecimiento de la autoproducción	35
C.2.3 Proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica por electromovilidad.....	36
C.3 Proyección final de demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia	36
D Desglose de la cadena de los precios de los combustibles.....	39
D.1 Modelo SARIMA para pronóstico mensual de los precios de los combustibles	39
D.2 Costo de transporte terrestre.....	40
D.3 Cadena de costos del búnker y del diésel	40
D.4 Cadena de costos del gas natural	41
E Metodología para determinar reservas relativas	42
E.1 Determinación de los niveles de potencia.....	42
E.2 Determinación del requerimiento individual de reserva	43
E.3 Cálculo del requerimiento total de reserva secundaria	44
F Metodología para generar escenarios de baja hidrología	45
F.1 Análisis estadístico de datos históricos.....	45
F.2 Clasificación y selección de escenarios de baja hidrología	47
F.3 Generación de caudales futuros	47
G Estimación del costo nivelado de la energía	49
H Centrales generadoras del sistema interconectado nacional	52
Referencias	55

Lista de figuras

Figura A-1. Proyección de costos de inversión y de O&M para la tecnología eólica	23
Figura A-2. Proyección de costos de inversión y de O&M para la tecnología solar fotovoltaica	23
Figura A-3. Proyección de costos de inversión y de O&M para el sistema de almacenamiento en baterías	24
Figura A-4. Proyección de costos de inversión y de O&M para el sistema híbrido eólico con batería	24
Figura A-5. Proyección de costos de inversión y de O&M para el sistema híbrido solar fotovoltaico con batería	25
Figura B-1. Identificación de días típicos	26
Figura B-2. Ilustración de implementar el algoritmo de reducción de escenarios para identificar un día típico	27
Figura B-3. Evaluación de la inercia comparada con el número de clúster	28
Figura B-4. Categorización de bloques representativos del consumo de energía para un día típico	28
Figura C-1. Correlación entre el PIB y la población con la demanda de energía eléctrica del sector residencial	31
Figura C-2. Correlación entre el PIB y la demanda de energía eléctrica del sector comercial y gubernamental	32
Figura C-3. Correlación entre el PIB y la demanda de energía eléctrica del sector industrial	33
Figura C-4. Proyección de la demanda de energía eléctrica para el período 2025-2040	34
Figura C-5. Proyección de energía eléctrica debida a nuevas adopciones de autoproducción	35
Figura C-6. Proyección del consumo de energía eléctrica a partir de electromovilidad	36
Figura C-7. Proyección final de la demanda de energía eléctrica para el período 2024-2040	37
Figura C-8. Proyección final de la demanda máxima de potencia para el período 2024-2040	38
Figura D-1. Ilustración del pronóstico del precio mensual del diésel utilizando un modelo SARIMA	39
Figura E-1. Fluctuaciones de la generación solar fotovoltaica en intervalos de diez minutos	42
Figura E-2. Clasificación de la producción promedio de generación eólica por niveles de potencia	43
Figura E-3. Percentil 95% de las fluctuaciones de la demanda eléctrica en la hora cero del mes de enero	43
Figura E-4. Requerimiento individual y total de reserva secundaria para un día	44
Figura F-1. Evaluación de datos de caudal mediante su función de densidad de probabilidad	45
Figura F-2. Proceso de identificación y corrección de valores atípicos de caudales	46
Figura F-3. Registro de caudales históricos y corrección de caudales atípicos	46
Figura F-4. Flujograma de la metodología para generación de escenarios de baja hidrología	48

Lista de tablas

Tabla A-1. Desglose de costos de inversión de motores de combustión interna.....	7
Tabla A-2. Desglose de costos de O&M de motores de combustión interna.....	7
Tabla A-3. Desglose de costos de inversión de turbinas de gas en ciclo abierto.....	8
Tabla A-4. Desglose de costos de O&M de turbinas de gas en ciclo abierto.....	8
Tabla A-5. Desglose de costos de inversión de turbinas de gas en ciclo combinado.....	9
Tabla A-6. Desglose de costos de O&M de turbinas de gas en ciclo combinado.....	10
Tabla A-7. Desglose de costos de inversión de la tecnología eólica.....	10
Tabla A-8. Desglose de costos de O&M de la tecnología eólica.....	11
Tabla A-9. Desglose de costos de O&M de la tecnología geotérmica.....	11
Tabla A-10. Desglose de costos de inversión de la tecnología geotérmica.....	12
Tabla A-11. Desglose de costos de inversión de la tecnología hidroeléctrica de pasada.....	13
Tabla A-12. Desglose de costos de O&M de la tecnología hidroeléctrica de pasada.....	13
Tabla A-13. Desglose de costos de O&M de la tecnología hidroeléctrica de embalse.....	13
Tabla A-14. Desglose de costos de inversión de la tecnología solar fotovoltaica.....	14
Tabla A-15. Desglose de costos de O&M de la tecnología solar fotovoltaica.....	14
Tabla A-16. Desglose de costos de inversión del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías.....	15
Tabla A-17. Desglose de costos de O&M del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías.....	16
Tabla A-18. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido compuesto por eólica y batería.....	16
Tabla A-19. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido compuesto por eólica y batería.....	17
Tabla A-20. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y batería (30%).....	18
Tabla A-21. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y batería (30%).....	18
Tabla A-22. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico con almacenamiento superior al 30%.....	19
Tabla A-23. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido solar fotovoltaico con almacenamiento superior al 30%.....	19
Tabla A-24. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico y bombeo.....	20
Tabla A-25. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido solar fotovoltaico y bombeo.....	21
Tabla A-26. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico, batería y bombeo.....	21
Tabla A-27. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido solar fotovoltaico, batería y bombeo.....	22
Tabla C-1. Descripción de la información obtenida para cada variable utilizada en la proyección de la demanda eléctrica.....	30
Tabla C-2. Proyección final de la demanda eléctrica y tasas de crecimiento para el período 2024-2040.....	37
Tabla C-3. Proyección alta y baja de la demanda eléctrica para el período 2024-2040.....	38
Tabla D-1. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs. USD/gal.....	40
Tabla D-2. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs. USD/MMBtu.....	40
Tabla D-3. Costo de flete marítimo e internación y costo financiero en ctvs. USD/gal.....	40
Tabla D-4. Costo de flete marítimo e internación y costo financiero en USD/MMBtu.....	41
Tabla D-5. Cadena de costos del gas natural en USD/MMBtu.....	41
Tabla G-1. Costo nivelado de la energía para el conjunto de candidatos de generación térmica.....	49
Tabla G-2. Costo nivelado de la energía para el conjunto de candidatos de generación renovable y baterías.....	50
Tabla G-3. Costo nivelado de la energía para el conjunto de candidatos de sistemas híbridos.....	50
Tabla G-4. Costo nivelado de la energía para candidatos de sistemas híbridos con almacenamiento superior al 30%.....	51
Tabla H-1. Centrales hidroeléctricas operativas en el SIN.....	52
Tabla H-2. Centrales solares fotovoltaicas operativas en el SIN.....	52
Tabla H-3. Centrales eólicas operativas en el SIN.....	53
Tabla H-4. Central geotérmica operativa en el SIN.....	53
Tabla H-5. Centrales de biomasa operativas en el SIN.....	53
Tabla H-6. Centrales térmicas de arrendamiento operativas en el SIN.....	53
Tabla H-7. Centrales térmicas a base de búnker o diésel operativas en el SIN.....	54
Tabla H-8. Central de carbón/petcoke operativa en el SIN.....	54
Tabla H-9. Capacidad total instalada en el SIN.....	54

A Desglose y proyección de costos de inversión y de O&M de tecnologías de generación

En el presente anexo se describen los criterios y referencias consultadas para la estimación de los costos de inversión y de los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las tecnologías de generación. Adicionalmente, se muestran proyecciones a largo plazo para la evolución de los costos de inversión y de los costos fijos de O&M para las tecnologías de generación renovable variable y de los sistemas de almacenamiento en baterías.

A.1 Desglose de costos de inversión y de O&M de tecnologías de generación

En esta sección se presenta un desglose detallado de los costos de inversión y de los costos de O&M asociados a las tecnologías de generación consideradas en este estudio. Este desglose se presenta para cada tipo de tecnología, especificando los costos correspondientes de cada uno de los componentes contemplados en la evaluación.

A.1.1 Consideraciones generales de los costos de inversión y de O&M

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, se contemplan sistemas híbridos que integran generación renovable variable, solar fotovoltaica y eólica, con almacenamiento mediante baterías o centrales hidroeléctricas de bombeo.

Los costos de inversión y de O&M, para cada una de las tecnologías, están basados en la consultoría titulada *Elaboración de un catálogo de costos de inversión en tecnologías de generación*, desarrollada por la empresa chilena INODÚ para el CND [1]. Dicha consultoría toma en cuenta diferentes referencias tanto nacionales como internacionales, además de incluir consultas realizadas directamente a desarrolladores de tecnologías de generación. Para la estimación de los 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 (I&C). 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 enfatizar que los costos presentados en este informe, los cuales son utilizados como referencia para este estudio, 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.

A.1.2 Desglose de costos de motores de combustión interna

En la Tabla A-1 se presenta el desglose de los costos de inversión asociados a los motores de combustión interna. Para su estimación, se consideran los costos de los equipos principales, proporcionados directamente por desarrolladores de esta tecnología. Los honorarios del contratista EPC se calculan como el 10% de los costos directos e indirectos. Las contingencias del proyecto representan entre el 10% y el 12% del costo total, mientras que los servicios del propietario se estiman en un 7% de los costos totales de EPC.

En relación con los costos del propietario, estos incluyen la infraestructura necesaria para la conexión a la red de gas, que contempla una estación de medición y una tubería de distribución. Para una tubería con una longitud de 0.8 km, el costo estimado del gasoducto asciende a 1.75 MUSD, mientras que el de la estación de medición se estima en 2.2 MUSD, según datos de EIA [2]. En cuanto a la adquisición del terreno, se considera un costo medio basado en zonas rurales de Honduras, estimándose el área requerida a partir de referencias de instalaciones de centrales generadoras existentes con características similares.

El costo de inversión de los motores de combustión interna en ciclo combinado se estima considerando un costo de EPC de 1,250 USD/kW, al cual se le incorporan los costos del propietario, ajustados a partir de las consideraciones aplicadas en los demás casos analizados. Por otra parte, la Tabla A-2 muestra los costos de O&M cuya estimación se realiza con base en los antecedentes proporcionados por fabricantes de estos equipos. Dado que las unidades analizadas están diseñadas para operar de manera flexible, no se contempla un incremento en los costos de O&M asociados a los arranques y paradas frecuentes.

Tabla A-1. Desglose de costos de inversión de motores de combustión interna

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1-A	Opción 1-B	Opción 2-A	Opción 2-B	Opción 3-A	Opción 3-B	Opción 4-A
Capacidad neta	MW	18.82	18	50	50	100	100	250
Configuración		Ciclo abierto	Ciclo abierto	Ciclo abierto	Ciclo abierto	Ciclo abierto	Ciclo abierto	Ciclo combinado
Recurso		Gas natural (GN)	GN/diésel/búnker	Gas natural	GN/diésel/búnker	Gas natural	GN/diésel/búnker	Gas natural
Costo EPC								
Estructura e instalación	USD	3,929,482.62	4,054,189.66	9,531,850.36	10,360,706.91	16,958,963.08	18,574,102.42	-
Suministro de equipos mecánicos y montaje	USD	12,481,885.96	12,878,014.22	30,277,642.32	32,910,480.78	53,869,647.42	59,000,090.03	-
Suministro, instalación eléctrica e I&C	USD	2,773,752.43	2,861,780.94	6,728,364.96	7,313,440.17	11,971,032.76	13,111,131.12	-
Transporte	USD	1,849,168.29	1,907,853.96	4,485,576.64	4,875,626.78	7,980,688.51	8,740,754.08	-
Gastos indirectos del proyecto	USD	2,080,314.33	2,146,335.70	5,046,273.72	5,485,080.13	8,978,274.57	9,833,348.34	-
Inventario de repuestos	USD	589,634.47	608,347.26	1,430,292.01	1,554,665.22	5,241,393.67	5,740,574.02	-
Subtotal costo EPC	USD	23,704,238.10	24,456,521.74	57,500,000.00	62,500,000.00	105,000,000.00	115,000,000.00	312,500,000.00
Costo del propietario								
Interconexión de gas	USD	3,950,000.00	3,950,000.00	3,950,000.00	3,950,000.00	3,950,000.00	3,950,000.00	3,950,000.00
Adquisición de terreno	USD	223,000.00	223,000.00	228,352.00	299,712.00	313,984.00	412,996.00	1,204,200.00
Permisos	USD	133,422.90	127,609.58	354,471.05	354,471.05	797,036.94	797,036.94	1,992,592.35
Contingencias	USD	612,826.57	586,125.31	1,628,125.85	1,628,125.85	2,199,773.33	2,199,773.33	5,499,433.33
Overhead del desarrollador	USD	612,826.57	586,125.31	1,628,125.85	1,628,125.85	2,199,773.33	2,199,773.33	5,499,433.33
Compensaciones a la comunidad	USD	73,495.67	70,293.41	195,259.48	195,259.48	185,026.43	185,026.43	462,566.08
Utilidades del desarrollador	USD	551,415.81	527,390.26	1,464,972.93	1,464,972.93	2,175,831.61	2,175,831.61	5,439,579.03
Subtotal costo del propietario	USD	6,156,987.53	6,070,543.86	9,449,307.17	9,520,667.17	11,821,425.65	11,920,437.65	24,047,804.13
Costo total del proyecto								
Costo total del proyecto	USD	29,861,225.62	30,527,065.60	66,949,307.17	72,020,667.17	116,821,425.65	126,920,437.65	336,547,804.13
Costo unitario	USD/kW	1,586.68	1,695.95	1,338.99	1,440.41	1,168.21	1,269.20	1,346.19

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

Tabla A-2. Desglose de costos de O&M de motores de combustión interna

Costos de O&M	Unidad	Opción 1-4
Capacidad neta	MW	18-250
Costo fijo de O&M	USD/kW-año	14.00
Costo variable de O&M	USD/MWh	5 gas natural/diésel 7 Búnker

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.3 Desglose de costos de turbinas de gas en ciclo abierto

El desglose de los costos de inversión para las turbinas de gas en ciclo abierto se presenta en la Tabla A-3. Para estimar dichos costos, se consideran turbinas basadas en tecnología aeroderivada. Los honorarios del contratista EPC se calculan como el 10% de los costos directos e indirectos, mientras que las contingencias del proyecto se determinan entre el 10% y el 12% del costo total. Por su parte, los servicios del propietario se calculan mediante un 7% de los costos totales de EPC.

Entre los costos del propietario se incluye la interconexión de gas, que contempla la tubería de distribución y la estación de medición, con valores de referencia obtenidos de la EIA [2]. En cuanto a la adquisición del terreno, el área requerida se determina a partir de referencias de centrales con características similares tanto nacionales como internacionales, considerando un costo medio de acuerdo con el sitio potencial de instalación. Debido a las condiciones de la zona de ubicación prevista, no se considera una posible reducción de capacidad asociada a la temperatura o a la altura sobre el nivel del mar.

Tabla A-3. Desglose de costos de inversión de turbinas de gas en ciclo abierto

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW	30.9	53.7	71.5
Configuración		Ciclo abierto	Ciclo abierto	Ciclo abierto
Recurso		Gas natural/diésel/búnker	Gas natural/LPG/diésel	Gas natural
Costo EPC				
1) Instalación				
Equipos mayores	USD	15,244,000.00	24,926,000.00	30,900,000.00
BOP (Balance de planta)	USD	3,477,317.97	5,685,884.79	7,048,617.51
2) Civil/estructuras/arquitectura	USD	2,212,838.71	3,618,290.32	4,485,483.87
3) Eléctrico/I&C	USD	5,409,161.29	8,844,709.68	10,964,516.13
Costos directos	USD	26,343,318.00	43,074,884.79	53,398,617.51
Costos indirectos	USD	5,268,663.59	8,614,976.96	10,679,723.50
Costos honorarios EPC	USD	3,161,198.16	5,168,986.18	6,407,834.10
Subtotal costo EPC	USD	34,773,179.75	56,858,847.93	70,486,175.12
Costo del propietario				
Interconexión de gas	USD	3,950,000.00	3,950,000.00	3,950,000.00
Servicios del propietario	USD	2,434,122.58	3,980,119.35	4,934,032.26
Adquisición de terreno	USD	892,000.00	892,000.00	892,000.00
Subtotal costo del propietario	USD	7,276,122.58	8,822,119.35	9,776,032.26
Contingencias del proyecto	USD	4,204,930.23	6,568,096.73	8,026,220.74
Costo del proyecto				
Costo total del proyecto	USD	46,254,232.56	72,249,064.01	88,288,428.11
Costo unitario	USD/kW	1,496.90	1,345.42	1,234.80

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

Por su parte, los costos de O&M se muestran en la Tabla A-4, los cuales consideran costos anuales medios asociados a mantenimientos planificados a largo plazo, en función del número de horas de funcionamiento equivalentes (EOH, por sus siglas en inglés) acumuladas por turbina. Según la práctica habitual en la industria, se realiza un mantenimiento menor cada 25,000 EOH y un mantenimiento mayor cada 50,000 EOH.

Tabla A-4. Desglose de costos de O&M de turbinas de gas en ciclo abierto

Costos de O&M	Unidad	Opción 1-3
Capacidad neta	MW	30-71.5
Costo fijo de O&M	USD/kW-año	20.00
Costo variable de O&M	USD/MWh	6.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.4 Desglose de costos de turbinas de gas en ciclo combinado

El costo de inversión para esta tecnología se estima a partir de una central de ciclo combinado con configuración 2x1, conformada por dos turbinas de gas y una turbina de vapor, con una capacidad nominal de 272 MW en condiciones ISO. Sin embargo, esta capacidad se ve afectada por las condiciones ambientales del sitio de instalación, principalmente la temperatura y la altitud. De acuerdo con el manual *Gas Turbine World 2024* (GTW) [3], la potencia de salida de este tipo de central se reduce en 2.5% por cada 5.6°C de incremento en la temperatura ambiente por sobre los 15°C. En consecuencia, considerando la temperatura media de las posibles localizaciones, se estima una pérdida del 8.45% en la potencia de salida, lo que equivale a una capacidad efectiva de 250 MW en condiciones de sitio. Dado que la instalación de este tipo de centrales se prevé en zonas de baja altitud, no se considera una reducción adicional por la altura sobre el nivel del mar.

Los honorarios del contratista EPC se calculan como el 10% de los costos directos e indirectos. Las contingencias del proyecto representan entre el 10% y el 12% del costo total, mientras que los servicios del propietario se estiman en un 7% de los costos totales de EPC. Los costos asociados a la interconexión de gas incluyen la tubería de distribución y la estación de medición, cuyos valores estimados ascienden a 2.4 MUSD para una tubería de 0.8 km y 2.8 MUSD para la estación de medición, según datos de la EIA [2]. El tamaño del terreno se determina con base en centrales existentes con características similares, y su costo se calcula considerando un valor promedio correspondiente a zonas rurales del país. El desglose de los componentes incluidos en la estimación del costo de inversión se muestra en la Tabla A-5. Cabe destacar que el costo de inversión unitario se determina en función de la capacidad en condiciones de sitio.

Tabla A-5. Desglose de costos de inversión de turbinas de gas en ciclo combinado

Descripción del sistema	Unidad	Opción
Capacidad neta	MW	272
Capacidad en condiciones de sitio	MW	250
Configuración		Ciclo combinado 2x1
Recurso		Gas natural
Costo EPC		
1) Instalación		
Equipos mayores	USD	97,995,399.98
Otros equipos	USD	49,866,013.66
Materiales	USD	28,093,668.59
2) Ejecución		
Labores de construcción	USD	65,371,614.92
Costos directos	USD	241,326,697.14
Costos indirectos	USD	21,323,302.86
Costos honorarios EPC	USD	26,265,000.00
Contingencias de EPC	USD	28,891,500.00
Subtotal costo EPC	USD	317,806,500.00
Costo del propietario		
Interconexión de gas	USD	5,200,000.00
Servicios del propietario	USD	31,780,650.00
Adquisición de terreno	USD	2,230,000.00
Contingencia del propietario	USD	2,380,745.50
Subtotal costo del propietario	USD	41,591,395.50
Costo del proyecto		
Costo total del proyecto	USD	359,397,895.50
Costo unitario	USD/kW	1,437.59

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

Los costos de O&M se presentan en la Tabla A-6, donde se considera un pago fijo por mantenimiento a largo plazo para las turbinas de gas y vapor. Este pago se determina en función del número de horas acumuladas en

operación, conforme al historial de funcionamiento de cada unidad. Por su parte, los costos variables de O&M incluyen consumo de agua, tratamiento de aguas residuales, químicos y otros insumos.

Tabla A-6. Desglose de costos de O&M de turbinas de gas en ciclo combinado

Costos de O&M	Unidad	Opción
Capacidad neta	MW	272
Capacidad en condiciones de sitio	MW	250
Costo fijo de O&M	USD/kW-año	16.00
Costo variable de O&M	USD/MWh	3.50

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.5 Desglose de costos de la tecnología eólica

La Tabla A-7 presenta el detalle de los componentes implicados en la estimación del costo de inversión de la tecnología eólica terrestre. Para este análisis, se consideran como referencia aerogeneradores de 2,800 kW, con un diámetro del rotor de 125 metros y una altura de torre de 90 metros. Estas características están alineadas con los parques eólicos actualmente operativos en el país, en los cuales se han identificado aerogeneradores con capacidades que oscilan entre 2,000 y 3,300 kW, con un diámetro del rotor entre 87 y 117 metros. Los honorarios del EPC se calculan como un 8% de los costos directos e indirectos, las contingencias del proyecto corresponden a un 5% de sus costos totales y los servicios del propietario a un 7% de sus costos totales.

Tabla A-7. Desglose de costos de inversión de la tecnología eólica

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW	50	100	200
Costo EPC				
1) Instalación del parque eólico				
Adquisición y suministro de aerogeneradores	USD	51,481,872.00	103,917,112.00	190,673,600.00
2) Obras civiles				
Fundaciones	USD	4,666,883.15	9,420,190.05	17,284,752.39
Caminos, nivelación, cercas	USD	6,811,126.75	13,748,385.48	25,226,395.38
Instalaciones O&M, torres meteorológicas, sensores	USD	1,135,187.79	2,291,397.58	4,204,399.23
3) Eléctrico/I&C				
Subestación eléctrica (equipos)	USD	1,413,304.20	2,852,780.70	5,234,460.00
Sistema de interconexión	USD	1,749,805.20	3,532,014.20	6,480,760.00
SCADA, comunicaciones	USD	201,900.60	407,540.10	747,780.00
Costos directos	USD	67,460,079.69	136,169,420.12	249,852,147.00
Costos indirectos	USD	3,293,682.91	3,324,179.98	6,099,412.80
Costos honorarios EPC	USD	5,660,301.01	11,159,488.01	20,476,124.78
Contingencias EPC	USD	3,820,703.18	7,532,654.40	13,821,384.23
Subtotal costo EPC	USD	80,234,766.79	158,185,742.50	290,249,068.81
Costo del propietario				
Servicios del propietario	USD	5,616,433.68	11,073,001.98	20,317,434.82
Contingencia del propietario	USD	280,821.68	553,650.10	1,015,871.74
Subtotal costo del propietario	USD	5,897,255.36	11,626,652.07	21,333,306.56
Costo del proyecto				
Costo total del proyecto	USD	86,132,022.15	169,812,394.58	311,582,375.37
Costo unitario	USD/kW	1,722.64	1,698.12	1,557.91

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

La Tabla A-8 presenta el desglose de los costos de O&M. Los valores estimados corresponden a un contrato de O&M para mano de obra, manejo y reemplazo de piezas, incluyendo aquellas no programadas, para las turbinas eólicas, el sistema colector y la subestación. Adicionalmente, se considera un costo de 5.23 USD/kW-año por el arriendo del terreno, este costo es calculado con un enfoque de pago por unidad de potencia instalada, basado en referencias internacionales [2] y en proyectos en desarrollo en Latinoamérica. Este modelo de arriendo predomina en los casos donde no se contempla la totalidad del terreno, sino únicamente las áreas destinadas a las instalaciones principales del parque eólico, tales como plataformas de aerogeneradores, caminos de acceso, sala de control,

edificios administrativos e infraestructura eléctrica. La superficie requerida se determina en función de proyectos en operación con capacidades similares a las analizadas.

Tabla A-8. Desglose de costos de O&M de la tecnología eólica

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW	50	100	200
Costo fijo de O&M				
Mantenimiento programado	USD/año	588,000.00	1,176,000.00	2,352,000.00
Mantenimiento no programado	USD/año	735,000.00	1,470,000.00	2,940,000.00
Arriendo de terreno	USD/año	261,450.00	522,900.00	1,045,800.00
Mantenimiento balance de planta	USD/año	150,990.00	321,980.00	603,960.00
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	1,735,440.00	3,490,880.00	6,941,760.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	34.71	34.91	34.71
Costo variable de O&M	USD/MWh	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.6 Desglose de costos de la tecnología geotérmica

En el caso de la tecnología geotérmica, tanto la capacidad a evaluar como la tecnología seleccionada se definen en función de las características específicas del recurso disponible en las principales áreas geotérmicas con potencial de desarrollo eléctrico en el país. En este contexto, se considera la implementación de la tecnología geotérmica de ciclo binario [4]. Los costos de inversión de esta tecnología son altamente dependientes del emplazamiento y de las características específicas del recurso a explotar, factores que determinan el número de pozos requeridos, la tecnología de intercambio de calor a implementar y la capacidad máxima del sistema a instalar.

Respecto a los costos de O&M, estos se presentan en la Tabla A-9, en la cual se detalla el desglose de los componentes considerados en su estimación. Para su cálculo, información de la EIA [5] se utiliza como referencia.

Tabla A-9. Desglose de costos de O&M de la tecnología geotérmica

Costos de O&M	Unidad	Opción
Capacidad neta	MW	20
Costo fijo de O&M		
Mano de obra	USD/año	735,000.00
Mantenimiento de turbinas	USD/año	1,875,000.00
Materiales y servicios contratados	USD/año	330,500.00
Gastos generales y administrativos	USD/año	272,700.00
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	3,213,200.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	160.66
Costo variable de O&M	USD/MWh	1.50

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

El modelo de costos considerado incluye tres pozos de exploración y cinco para producción (tres de producción y dos de inyección), con un costo referencial de 3.75 MUSD por pozo [6]. No obstante, tanto el número de pozos como su costo pueden variar significativamente según las condiciones particulares del yacimiento en cada proyecto. Por lo tanto, este modelo de costos debe ser utilizado únicamente para efectos de referencia, ya que requiere ser ajustado en función de las características locales específicas asociadas al desarrollo de cada proyecto. La Tabla A-10 presenta la estructura de costos asociada a esta tecnología.

Tabla A-10. Desglose de costos de inversión de la tecnología geotérmica

Descripción del sistema	Unidad	Opción
Capacidad neta	MW	20
Tecnología		Binaria
Costo etapa de exploración		
Exploración de superficie	USD	295,131.39
Vías de acceso hasta concesión y caminos interiores	USD	713,234.20
Movilización perforadora	USD	1,672,411.23
Plataforma para perforación	USD	1,475,656.97
Perforaciones de exploración	USD	11,250,000.00
Testeo de pozos	USD	295,131.39
Consultoría, ingeniería y gestión de exploración	USD	983,771.31
Otros e imprevistos	USD	1,086,206.50
Subtotal costo etapa de exploración	USD	17,771,542.99
Costo etapa de desarrollo de pozos de producción		
Revisión y planificación de factibilidad	USD	245,942.83
Perforaciones de producción	USD	18,750,000.00
Movilización perforadora	USD	1,869,165.49
Caminos interiores	USD	73,782.85
Plataforma para perforación, contrapozo y piscina de lodos	USD	491,885.66
Consultoría, ingeniería y gestión de desarrollo	USD	1,229,714.14
Otros e imprevistos	USD	2,038,118.38
Subtotal costo etapa de desarrollo de pozos de producción	USD	24,698,609.34
Costo equipamiento & EPC		
Planta geotérmica	USD	40,820,000.00
Subestación eléctrica y sistema de transmisión	USD	3,500,000.00
Campamento	USD	2,513,535.70
Consultoría e ingeniería fase de construcción	USD	5,410,742.21
Gestión de proyecto en fase de desarrollo y construcción	USD	5,902,627.87
Puesta en marcha de la planta	USD	1,400,000.00
Otros e imprevistos de fase de construcción	USD	6,976,856.95
Subtotal costo equipamiento & EPC	USD	66,523,762.72
Costo del propietario		
Permisos	USD	614,857.07
Overhead del desarrollador	USD	5,256,536.06
Utilidades del desarrollador	USD	8,719,513.20
Subtotal costo del propietario	USD	14,590,906.33
Costo del proyecto		
Costo total del proyecto	USD	123,584,821.38
Costo unitario	USD/kW	6,179.24

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.7 Desglose de costos de la tecnología hidroeléctrica

Para esta tecnología se consideran centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse, tanto de pequeña como de gran escala. Los costos de inversión dependen principalmente del tamaño, alcance y ubicación del proyecto, siendo las obras civiles la componente predominante en las hidroeléctricas de gran escala. La Tabla A-11 presenta el desglose de costos de inversión de las dos opciones evaluadas para las centrales de pasada. Los costos de inversión por unidad de potencia mostrados en dicha tabla se consideran representativos tanto para centrales hidroeléctricas de pasada de pequeña como de gran capacidad. Por lo tanto, el costo final de inversión dependerá de las características específicas del proyecto a desarrollar.

En el caso de la tecnología hidroeléctrica de embalse, el costo de inversión unitario de todas las opciones evaluadas se estima mediante el percentil 95% de los costos reportados para grandes proyectos hidroeléctricos desarrollados en Centroamérica y el Caribe, según IRENA [7]. Este valor se adopta como referencia, dado que los costos promedios de las capacidades evaluadas se posicionan en ese rango. Finalmente, los costos de O&M para las centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse se detallan en la Tabla A-12 y en la Tabla A-13, respectivamente.

Tabla A-11. Desglose de costos de inversión de la tecnología hidroeléctrica de pasada

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2
Capacidad neta	MW	<10	>100
Tecnología		Hidroeléctrica de pasada	Hidroeléctrica de pasada
Estimación de costos			
1) Obras civiles			
Preparación de faena	USD	106,862.09	12,866,876.82
Barrera de captación, intake y desarenador	USD	419,370.55	7,541,419.47
Canalizaciones/túneles	USD	1,211,864.27	17,012,870.46
Cámara de carga	USD	289,046.21	16,190,820.00
Túnel de presión	USD	-	29,653,385.56
Tubería a presión y casa de máquinas	USD	1,272,918.94	6,612,145.03
Caminos de acceso	USD	46,057.23	7,446,109.27
Costo indirecto	USD	836,529.82	24,330,906.66
Contingencia	USD	501,917.89	14,598,543.99
Subtotal costo obras civiles	USD	4,684,567.02	136,253,077.28
2) Equipamiento			
Equipamiento mecánico y estructuras hidráulicas	USD	2,552,419.26	10,646,298.11
Equipamiento eléctrico	USD	2,018,428.19	46,947,718.96
Contingencia	USD	457,084.75	5,759,401.71
Subtotal costo equipamiento	USD	5,027,932.20	63,353,418.78
3) Desarrollo			
Permisos	USD	122,971.41	4,918,856.55
Derechos de agua	USD	485,624.96	9,980,324.80
Overhead del desarrollador	USD	291,374.98	5,988,194.88
Seguros generales	USD	48,562.50	998,032.48
Utilidades de desarrollador	USD	319,830.99	6,644,757.14
Subtotal costo de desarrollo	USD	1,268,364.84	28,530,165.86
Costo del proyecto			
Costo total del proyecto	USD	10,980,864.05	228,136,661.92
Costo unitario	USD/kW	3,786.50	4,387.24

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Tabla A-12. Desglose de costos de O&M de la tecnología hidroeléctrica de pasada

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2
Capacidad neta	MW	<10	>100
Tecnología		Hidroeléctrica de pasada	Hidroeléctrica de pasada
Costo fijo de O&M			
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	116,000.00	1,904,500.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	40.00	36.63
Costo variable de O&M			
	USD/MWh	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Tabla A-13. Desglose de costos de O&M de la tecnología hidroeléctrica de embalse

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2
Capacidad neta	MW	<100	>100
Tecnología		Hidroeléctrica de embalse	Hidroeléctrica de embalse
Costo fijo de O&M			
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	2,930,000.00	3,944,231.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	37.42	37.93
Costo variable de O&M			
	USD/MWh	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.8 Desglose de costos de la tecnología solar fotovoltaica

La Tabla A-14 presenta el detalle del costo de inversión de los componentes asociados a la tecnología solar fotovoltaica para las opciones evaluadas. Para esta estimación se considera una relación DC/AC de 1.3 y se utilizan módulos monocristalinos estándar con seguimiento en un eje, predominantes en sistemas fotovoltaicos comerciales. Los honorarios del EPC se calculan como un 5% de los costos directos e indirectos, mientras que las contingencias

y los servicios del propietario cada uno se estiman en un 5% del costo total. Los costos de inversión unitarios de la central de 150 MW podrían considerarse representativos para centrales de capacidad superior a 100 MW.

Tabla A-14. Desglose de costos de inversión de la tecnología solar fotovoltaica

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW _{AC}	20	50	150
Relación DC/AC		1.3	1.3	1.3
Seguimiento		1 eje	1 eje	1 eje
Costo EPC				
1) Instalaciones del parque fotovoltaico (eléctrico/I&C)				
Módulos	USD	3,560,400.00	8,256,000.00	19,350,000.00
Inversores	USD	1,656,000.00	3,840,000.00	9,000,000.00
Subestación eléctrica y transformador principal	USD	1,989,960.00	4,614,400.00	10,815,000.00
2) Obras civiles				
Subcontrato de obras civiles/estructurales/arquitectónicas	USD	1,888,472.04	4,379,065.60	10,263,435.00
3) Mecánico y balance de planta				
Suministro de racks, sistema de seguimiento y equipos de balance de planta	USD	6,538,440.00	15,161,600.00	35,535,000.00
4) Ejecución				
Mano de obra construcción/instalación	USD	3,642,053.22	8,445,340.80	19,793,767.50
Subcontrato de supervisión, control y adquisición de datos	USD	126,589.88	293,541.76	687,988.50
Costos directos	USD	19,401,915.14	44,989,948.16	105,445,191.00
Costos indirectos	USD	1,753,581.18	4,066,275.20	9,530,332.50
Costos honorarios EPC	USD	1,057,774.82	2,452,811.17	5,748,776.18
Contingencia EPC	USD	1,110,663.56	2,575,451.73	6,036,214.98
Subtotal costo EPC	USD	23,323,934.70	54,084,486.25	126,760,514.66
Costo del propietario				
Servicios del propietario	USD	1,166,196.73	2,704,224.31	6,338,025.73
Contingencias del propietario	USD	58,309.84	135,211.22	316,901.29
Subtotal costo del propietario	USD	1,224,506.57	2,839,435.53	6,654,927.02
Costo del proyecto				
Costo total del proyecto	USD	24,548,441.27	56,923,921.78	133,415,441.68
Costo unitario	USD/kW	1,227.42	1,138.48	889.44

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

La Tabla A-15 presenta los costos de O&M de los parques solares fotovoltaicos considerados. Estos costos incluyen el mantenimiento preventivo y no programado, la limpieza de los módulos, una reserva para el mantenimiento de los inversores y el arriendo del terreno. Respecto al arriendo, el área requerida para la instalación del parque solar se determina con base en proyectos en operación con capacidades similares, tanto a nivel nacional como en países de referencia. Dado que estos proyectos requieren una superficie de instalación extensa, se contempla una concesión del terreno por un periodo determinado.

Tabla A-15. Desglose de costos de O&M de la tecnología solar fotovoltaica

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW _{AC}	20	50	150
Costo fijo de O&M				
Mantenimiento preventivo	USD/año	210,000.00	525,000.00	1,575,000.00
Limpieza de módulos	USD/año	19,040.00	47,600.00	142,800.00
Mantenimiento no programado	USD/año	31,500.00	78,750.00	236,250.00
Reserva para mantenimiento de inversores	USD/año	52,360.00	130,900.00	392,700.00
Arriendo de terreno	USD/año	112,000.00	280,000.00	840,000.00
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	424,900.00	1,062,250.00	3,186,750.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	21.25	21.25	21.25
Costo variable de O&M	USD/MWh	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.9 Desglose de costos del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías

Para estimar el costo de inversión de esta tecnología, se consideran sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por su acrónimo en inglés) de ion litio con capacidad de respaldo de cuatro horas. Para dicha tecnología, su desglose de costos se presenta en la Tabla A-16. Exceptuando las propias unidades BESS, el suministro de equipos del balance de planta incluye todos los equipos y materiales necesarios para proporcionar los alimentadores de media tensión hacia la subestación. Esto comprende, entre otros, los equipos de alimentación auxiliar e interruptores de transferencia, inversores, transformadores de media tensión, cableado y conductos, cimentaciones de equipos y control de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por su acrónimo en inglés).

Los honorarios del EPC se calculan como un 5% de los costos directos e indirectos, mientras que las contingencias del proyecto y los servicios del propietario se estiman en 5% y 4% del costo total, respectivamente. El costo del terreno se determina con base en un valor promedio referenciado a zonas rurales del país, y su dimensión se estima considerando proyectos con características similares en países de referencia. Cabe destacar que los costos de los sistemas de almacenamiento mediante baterías presentan una evolución constante, lo que hace necesario revisar y actualizar periódicamente las proyecciones utilizadas en los modelos de planificación.

Tabla A-16. Desglose de costos de inversión del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW	15	50	150
Tiempo de almacenamiento	Horas	4	4	4
Energía	MWh	60	200	600
Tipo de tecnología		Ion litio	Ion litio	Ion litio
Costos EPC				
1) Instalación del sistema de baterías (eléctrico/I&C)				
Unidad BESS	USD	9,540,000.00	30,000,000.00	72,000,000.00
Balance de planta unidad BESS	USD	2,385,000.00	7,500,000.00	18,000,000.00
Subestación eléctrica y transformador principal	USD	1,432,987.50	4,506,250.00	10,815,000.00
2) Ejecución				
Instalación de la unidad BESS	USD	693,402.18	2,180,510.00	6,520,476.80
Costos directos	USD	14,051,389.68	44,186,760.00	107,335,476.80
Costos indirectos	USD	1,513,032.25	4,757,963.05	13,041,705.50
Costos honorarios EPC	USD	778,221.10	2,447,236.15	6,018,859.12
Contingencia EPC	USD	817,132.15	2,569,597.96	6,319,802.07
Subtotal costo EPC	USD	17,159,775.18	53,961,557.16	132,715,843.49
Costo del propietario				
Servicios del propietario	USD	686,391.01	2,158,462.29	5,308,633.74
Adquisición de terreno	USD	557,500.00	557,500.00	557,500.00
Contingencias del propietario	USD	34,319.55	107,923.11	265,431.69
Subtotal costo del propietario	USD	1,278,210.56	2,823,885.40	6,131,565.43
Costo del proyecto				
Costo total del proyecto	USD	18,437,985.73	56,785,442.56	138,847,408.91
Costo unitario	USD/kW	1,229.20	1,135.71	925.65

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

En la Tabla A-17 se muestra el detalle de los costos de O&M, los cuales contemplan el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para preservar la vida útil del sistema de almacenamiento, la cual depende de la dinámica de carga y descarga con la que opere. Para esta estimación, se adopta un valor estándar de la industria de 7,300 ciclos equivalentes de vida útil para un ciclo diario de carga-descarga. Bajo estas condiciones, se estima una degradación media anual del 1.5% de la capacidad inicial de las baterías, lo que conlleva a un requerimiento de adición de nuevas baterías. Por consiguiente, los costos asociados a la aumentación del sistema de almacenamiento en baterías, incluyendo tanto equipos como mano de obra, se integran dentro de los costos anuales de O&M para garantizar su capacidad nominal a lo largo de su vida operativa.

Tabla A-17. Desglose de costos de O&M del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta	MW	15	50	150
Costo fijo de O&M				
Mantenimiento preventivo y correctivo	USD/año	252,000.00	840,000.00	2,520,000.00
Aumento BESS	USD/año	378,000.00	1,260,000.00	3,780,000.00
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	630,000.00	2,100,000.00	6,300,000.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	42.00	42.00	42.00
Costo variable de O&M	USD/MWh	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.10 Desglose de costos del sistema híbrido compuesto por eólica y batería

Este sistema híbrido está conformado por una central eólica acoplada a un almacenamiento en baterías de ion litio. Este almacenamiento cuenta con un respaldo de cuatro horas y una potencia equivalente al 10% de la capacidad instalada de la central eólica. La estructura de los costos de inversión de este sistema se expone en la Tabla A-18. Para su estimación, se integran los costos asociados a la central eólica, descritos en la Sección A.1.5, junto con los correspondientes al sistema de almacenamiento, definidos según las condiciones establecidas en la Sección A.1.9. Los honorarios del EPC se calculan como un 5% de los costos directos e indirectos, mientras que las contingencias y los servicios del propietario se estiman en 5% y 8% del costo total, respectivamente.

Tabla A-18. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido compuesto por eólica y batería

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta de la planta eólica	MW	50	100	200
Capacidad neta del almacenamiento	MW	5	10	20
Energía	MWh	20	40	80
Tiempo de almacenamiento	Horas	4	4	4
Tipo de tecnología		Ion litio	Ion litio	Ion litio
Costo EPC				
1.1) Instalaciones del parque eólico				
Adquisición y suministro de aerogeneradores	USD	51,481,872.00	103,917,112.00	190,673,600.00
Sistema de interconexión eléctrica	USD	3,163,109.40	6,384,794.90	11,715,220.00
1.2) Instalación del sistema de baterías (eléctrico/I&C)				
Unidad BESS	USD	3,450,000.00	6,000,000.00	14,400,000.00
Balance de planta unidad BESS	USD	862,500.00	1,500,000.00	3,600,000.00
2) Obras civiles				
Obras civiles de los aerogeneradores	USD	12,613,197.69	25,459,973.12	46,715,547.00
3) Ejecución				
Construcción/instalación BESS	USD	250,759.00	436,102.00	872,204.00
SCADA, comunicaciones	USD	201,900.60	407,540.10	747,780.00
Costos directos	USD	72,023,338.69	144,105,522.12	268,724,351.00
Costos indirectos	USD	3,293,682.91	3,324,179.98	6,099,412.80
Costos honorarios EPC	USD	6,669,773.18	13,064,152.49	24,285,453.74
Contingencia EPC	USD	4,502,096.90	8,818,302.93	16,392,681.28
Subtotal costo EPC	USD	86,488,891.68	169,312,157.51	315,501,898.82
Costo del propietario				
Servicios del propietario	USD	6,618,082.44	12,962,905.31	24,097,241.48
Contingencias del propietario	USD	330,904.12	648,145.27	1,204,862.07
Subtotal costo del propietario	USD	6,948,986.56	13,611,050.57	25,302,103.55
Costo del proyecto				
Costo total del proyecto	USD	93,437,878.25	182,923,208.08	340,804,002.37
Costo unitario	USD/kW	1,868.76	1,829.23	1,704.02

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Es importante considerar que, en los sistemas híbridos la evaluación del costo de inversión por unidad de potencia requiere especial precaución. Esto se debe a que el costo total depende tanto de la razón de hibridación, definida como la relación entre la capacidad del sistema de almacenamiento y la capacidad de la central eólica, como de las horas de respaldo que las baterías pueden garantizar. Para este sistema híbrido, la Tabla A-19 presenta

los costos de O&M. Estas estimaciones se realizan a partir de los costos asociados a las centrales eólicas y a los sistemas de almacenamiento en baterías, conforme a lo establecido en las Secciones A.1.5 y A.1.9, respectivamente. Tanto los costos unitarios de inversión como los de O&M se calculan en función de la capacidad de la planta eólica.

Tabla A-19. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido compuesto por eólica y batería

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta de la planta eólica	MW	50	100	200
Costo fijo de O&M				
Mantenimiento central eólica	USD/año	1,750,000.00	3,500,000.00	7,000,000.00
Mantenimiento preventivo BESS	USD/año	126,000.00	252,000.00	420,000.00
Mantenimiento no programado BESS	USD/año	55,124.00	110,248.00	183,747.00
Aumento BESS	USD/año	126,000.00	252,000.00	420,000.00
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	2,057,124.00	4,114,248.00	8,023,747.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	41.14	41.14	40.12
Costo variable de O&M	USD/MWh	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

A.1.11 Desglose de costos del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y almacenamiento

En esta sección se presenta el desglose de costos para los sistemas híbridos compuestos por una central solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía eléctrica, este último puede ser conformado ya sea 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 acopladas en AC a sistemas de almacenamiento con baterías con capacidad de respaldo de cuatro horas y una potencia equivalente al 30% de la capacidad AC de la central solar. Para el sistema de almacenamiento, se adopta una configuración de conexión en AC, dado que esta ofrece mayor flexibilidad operativa, permitiendo el desarrollo del proyecto en etapas y constituye la alternativa predominante en los mercados de la región. Para esta configuración, el desglose de los costos de inversión y de O&M se muestra en la Tabla A-20 y en la Tabla A-21, respectivamente. Para su estimación, se integran los costos asociados a la central solar fotovoltaica y los correspondientes al sistema de almacenamiento, conforme a las consideraciones detalladas en las Secciones A.1.8 y A.1.9.

Adicionalmente, se consideran centrales con 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. Para estimar los costos de inversión de la central solar, se utilizan como referencia los costos de proyectos con capacidades similares presentados en la Sección A.1.8. Estos costos se ajustan según las capacidades requeridas y la nueva relación DC/AC, lo que conlleva a un incremento en los costos asociados a la adquisición e instalación de paneles solares, suministro de racks, sistema de seguimiento y equipos de balance de planta. En el caso del sistema de almacenamiento en baterías, se consideran los costos detallados en la Sección A.1.9, excluyendo aquellos relacionados con la subestación eléctrica, ya que, al tratarse de un sistema híbrido, dichos costos se comparten y se contemplan dentro del presupuesto de la central solar. La integración de ambos costos da como resultado las estimaciones presentadas en la Tabla A-22.

La estimación de los costos de O&M para centrales híbridas con una capacidad de almacenamiento superior al 30% se fundamenta en los costos de O&M de las centrales solares y de los sistemas de almacenamiento en baterías, detallados en las Secciones A.1.8 y A.1.9, respectivamente. Los costos unitarios, indicados en dichas secciones, se ajustan de acuerdo con las capacidades específicas evaluadas. El resultado de esta estimación se muestra en la Tabla A-23. Es importante enfatizar que tanto los costos unitarios de inversión como los de O&M se calculan en función de la capacidad de la planta solar fotovoltaica.

Tabla A-20. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y batería (30%)

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	20	50	100	150
Relación DC/AC		1.3	1.3	1.3	1.3
Seguimiento		1 eje	1 eje	1 eje	1 eje
Capacidad neta del almacenamiento	MW	6	15	30	45
Tiempo de almacenamiento	Horas	4	4	4	4
Energía	MWh	24	60	120	180
Tipo de tecnología		Ion litio	Ion litio	Ion litio	Ion litio
Tipo de conexión Solar - BESS		AC	AC	AC	AC
Costo EPC					
1.1) Instalaciones del parque fotovoltaico (eléctrico/I&C)					
Módulos	USD	3,560,400.00	8,256,000.00	13,196,700.00	19,350,000.00
Inversores	USD	1,656,000.00	3,840,000.00	6,138,000.00	9,000,000.00
Subestación eléctrica y transformador principal	USD	1,989,960.00	4,614,400.00	7,375,830.00	10,815,000.00
1.2) Instalación del sistema de baterías (eléctrico/I&C)					
Unidad BESS	USD	4,140,000.00	9,540,000.00	18,000,000.00	27,000,000.00
Balance de planta unidad BESS	USD	1,035,000.00	2,385,000.00	4,500,000.00	6,750,000.00
2) Obras civiles					
Contrato de obras civiles/estructurales/arquitectónicas	USD	1,888,472.04	4,379,065.60	6,999,662.67	10,263,435.00
3) Mecánico y balance de planta					
Suministro de racks, sistema de seguimiento y equipos de balance de planta	USD	6,538,440.00	15,161,600.00	24,234,870.00	35,535,000.00
4) Ejecución					
Construcción/instalación parque fotovoltaico	USD	3,642,053.22	8,445,340.80	13,499,349.44	19,793,767.50
Construcción/instalación BESS	USD	300,910.38	693,402.18	1,308,306.00	1,962,459.00
Contrato SCADA	USD	126,589.88	293,541.76	469,208.16	687,988.50
Costos directos	USD	24,877,825.52	57,608,350.34	95,721,926.26	141,157,650.00
Costos indirectos	USD	1,753,581.18	4,066,275.20	6,499,686.77	9,530,332.50
Costos honorarios EPC	USD	1,057,774.82	3,083,731.28	5,111,080.65	7,534,399.13
Contingencia EPC	USD	1,110,663.56	3,237,917.84	5,366,634.68	7,911,119.08
Subtotal costo EPC	USD	28,799,845.08	67,996,274.66	112,699,328.36	166,133,500.71
Costo del propietario					
Servicios del propietario	USD	1,464,064.00	3,399,813.73	5,634,966.42	8,306,675.04
Contingencias del propietario	USD	73,202.84	339,981.37	563,496.64	830,667.50
Subtotal costo del propietario	USD	1,537,266.84	3,739,795.11	6,198,463.06	9,137,342.54
Costo del proyecto					
Costo total del proyecto	USD	30,337,111.91	71,736,069.76	118,897,791.42	175,270,843.25
Costo unitario	USD/kW	1,516.86	1,434.72	1,188.98	1,168.47

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Tabla A-21. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido compuesto por solar fotovoltaica y batería (30%)

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	20	50	100	150
Costo fijo de O&M					
Mantenimiento preventivo	USD/año	378,000.00	945,000.00	1,890,000.00	2,835,000.00
Limpieza de módulos	USD/año	20,440.00	51,100.00	102,200.00	153,300.00
Mantenimiento no programado	USD/año	73,500.00	183,750.00	367,500.00	551,250.00
Reserva para mantención de inversores	USD/año	52,360.00	130,900.00	261,800.00	392,700.00
Arriendo de terreno	USD/año	168,000.00	420,000.00	840,000.00	1,260,000.00
Aumento BESS	USD/año	113,988.00	284,970.00	569,940.00	854,910.00
Subtotal costo fijo de O&M	USD/año	806,288.00	2,015,720.00	4,031,440.00	6,047,160.00
Costo fijo de O&M unitario	USD/kW-año	40.31	40.31	40.31	40.31
Costo variable de O&M					
	USD/MWh	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Tabla A-22. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico con almacenamiento superior al 30%

Descripción del sistema	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	25	50	125
Relación DC/AC		2	1.3	1.6
Seguimiento		1 eje	1 eje	1 eje
Capacidad neta del almacenamiento	MW	25	75	100
Tiempo de almacenamiento	Horas	4	4	4
Energía	MWh	100	300	400
Tipo de tecnología		Ion litio	Ion litio	Ion litio
Tipo de conexión Solar - BESS		AC	AC	AC
Costo planta solar fotovoltaica				
Costo EPC				
1) Instalaciones del parque fotovoltaico (eléctrico/I&C)				
Módulos	USD	8,558,653.85	8,256,000.00	16,125,000.00
Inversores	USD	2,070,000.00	3,840,000.00	7,500,000.00
Subestación eléctrica y transformador principal	USD	2,487,450.00	4,614,400.00	9,012,500.00
2) Obras civiles				
Subcontrato de obras civiles/estructurales/arquitectónicas	USD	2,360,590.05	4,379,065.60	8,552,862.50
3) Mecánico y balance de planta				
Suministro de racks, sistema de seguimiento y equipos de BOP	USD	15,717,403.85	15,161,600.00	29,612,500.00
4) Ejecución				
Mano de obra construcción/instalación	USD	4,552,566.53	8,445,340.80	16,494,806.25
Subcontrato de supervisión, control y adquisición de datos	USD	158,237.36	293,541.76	573,323.75
Costos directos	USD	35,904,901.62	44,989,948.16	87,870,992.50
Costos indirectos	USD	2,191,976.48	4,066,275.20	7,941,943.75
Costos honorarios EPC	USD	1,904,843.90	2,452,811.17	4,790,646.81
Contingencia EPC	USD	2,000,086.10	2,575,451.73	5,030,179.15
Subtotal costo EPC	USD	42,001,808.10	54,084,486.25	105,633,762.22
Costo del propietario				
Servicios del propietario	USD	2,100,090.41	2,704,224.31	5,281,688.11
Contingencias del propietario	USD	105,004.52	135,211.22	264,084.41
Subtotal costo del propietario	USD	2,205,094.93	2,839,435.53	5,545,772.52
Costo total de la planta solar fotovoltaica	USD	44,206,903.03	56,923,921.78	111,179,534.73
Costo sistema de almacenamiento en baterías				
Costo unitario del sistema de almacenamiento en baterías	USD/kW	1,133.67	1,074.94	853.55
Costo total del sistema de almacenamiento en baterías	USD	28,341,663.72	80,620,856.29	85,354,939.27
Costo sistema híbrido				
Costo total del sistema híbrido	USD	72,548,566.75	137,544,778.07	196,534,474.01
Costo unitario del sistema híbrido	USD/kW	2,901.94	2,750.90	1,572.28

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Tabla A-23. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido solar fotovoltaico con almacenamiento superior al 30%

Costos de O&M	Unidad	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	25	50	125
Costo fijo de O&M planta solar fotovoltaica				
Mantenimiento preventivo	USD/año	262,500.00	525,000.00	1,312,500.00
Limpieza de módulos	USD/año	23,800.00	47,600.00	119,000.00
Mantenimiento no programado	USD/año	39,375.00	78,750.00	196,875.00
Reserva para mantenimiento de inversores	USD/año	65,450.00	130,900.00	327,250.00
Arriendo de terreno	USD/año	140,000.00	280,000.00	700,000.00
Subtotal costo fijo de O&M de la planta solar fotovoltaica	USD/año	531,125.00	1,062,250.00	2,655,625.00
Costo fijo de O&M sistema de almacenamiento en baterías				
Mantenimiento preventivo y correctivo	USD/año	420,000.00	1,260,000.00	1,680,000.00
Aumento BESS	USD/año	630,000.00	1,890,000.00	2,520,000.00
Subtotal costo fijo de O&M de las baterías	USD/año	1,050,000.00	3,150,000.00	4,200,000.00
Costo fijo de O&M unitario del sistema híbrido	USD/kW-año	63.25	84.25	54.85
Costo variable de O&M	USD/MWh	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

En el caso de los sistemas híbridos compuestos por plantas solares fotovoltaicas y almacenamiento mediante bombeo, la estimación de costos se realiza de forma similar a los casos anteriores. Es importante resaltar que tanto los costos unitarios de inversión como los de O&M se calculan en función de la capacidad de la planta solar fotovoltaica. Para la componente solar, se utilizan como referencia los costos correspondientes a la central de 150 MW_{AC} presentados en la Sección A.1.8, los cuales se ajustan a la nueva relación DC/AC. Este ajuste implica un incremento en los costos asociados a la adquisición e instalación de paneles solares, suministro de racks, sistema de seguimiento y equipos de balance de planta. Posteriormente, se incorporan los costos asociados al sistema de almacenamiento por bombeo, teniendo como resultado los costos de inversión detallados en la Tabla A-24 y los costos de O&M presentados en la Tabla A-25.

Tabla A-24. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico y bombeo		
Descripción del sistema	Unidad	Opción
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	150
Relación DC/AC		2
Seguimiento		1 eje
Capacidad neta de la hidroeléctrica de bombeo	MW	150
Tiempo de almacenamiento	Horas	10
Costo planta solar fotovoltaica		
Costo EPC		
1) Instalaciones del parque fotovoltaico (eléctrico/I&C)		
Módulos	USD	29,769,230.77
Inversores	USD	9,000,000.00
Subestación eléctrica y transformador principal	USD	10,815,000.00
2) Obras civiles		
Subcontrato de obras civiles/estructurales/arquitectónicas	USD	10,263,435.00
3) Mecánico y balance de planta		
Suministro de racks, sistema de seguimiento y equipos de balance de planta	USD	54,669,230.77
4) Ejecución		
Mano de obra construcción/instalación	USD	19,793,767.50
Subcontrato de supervisión, control y adquisición de datos	USD	687,988.50
Costos directos	USD	134,998,652.54
Costos indirectos	USD	9,530,332.50
Costos honorarios EPC	USD	7,226,449.25
Contingencia EPC	USD	7,587,771.71
Subtotal costo EPC	USD	159,343,206.00
Costo del propietario		
Servicios del propietario	USD	7,967,160.30
Contingencias del propietario	USD	398,358.02
Subtotal costo del propietario	USD	8,365,518.32
Costo total de la planta solar fotovoltaica	USD	167,708,724.32
Costo de hidroeléctrica de bombeo		
Estructura de planta	USD	29,884,764.13
Reservorio, presa y canales	USD	36,123,379.97
Ductos de agua	USD	49,621,362.85
Equipamiento de generación	USD	98,014,290.34
Camino, puentes y accesos	USD	2,813,012.92
Subestación	USD	3,397,269.39
Costos directos	USD	219,854,079.59
Costos indirectos	USD	174,736,493.17
Contingencias del proyecto	USD	125,354,440.40
Overhead del desarrollador	USD	39,459,057.28
Utilidades del desarrollador	USD	7,891,811.46
Costo total de la hidroeléctrica de bombeo	USD	567,295,881.90
Costo sistema híbrido		
Costo total del sistema híbrido	USD	735,004,606.22
Costo unitario del sistema híbrido	USD/kW	4,900.03

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Tabla A-25. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido solar fotovoltaico y bombeo

Costos de O&M	Unidad	Opción
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	150
Costo fijo de O&M planta solar fotovoltaica		
Mantenimiento preventivo	USD/año	1,575,000.00
Limpieza de módulos	USD/año	142,800.00
Mantenimiento no programado	USD/año	236,250.00
Reserva para mantenimiento de inversores	USD/año	392,700.00
Arriendo de terreno	USD/año	840,000.00
Subtotal costo fijo de O&M de la planta solar fotovoltaica	USD/año	3,186,750.00
Costo fijo de O&M hidroeléctrica de bombeo		
Subtotal costo fijo de O&M de la hidroeléctrica de bombeo	USD/año	4,019,643.10
Costo fijo de O&M unitario del sistema híbrido	USD/kW-año	48.04
Costo variable de O&M	USD/MWh	2.50

Fuente: Elaboración propia con información de [1].

Finalmente, la Tabla A-26 y la Tabla A-27 presentan los costos de inversión y de O&M, respectivamente, los cuales corresponden a un sistema híbrido compuesto por una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento en baterías y un sistema de almacenamiento por bombeo. Para la estimación de los costos de la planta solar fotovoltaica, se utiliza como referencia los valores correspondientes a la central de 150 MW_{AC} presentados en la Sección A.1.8, considerados representativos para capacidades superiores a 100 MW. Por su parte, los costos asociados a los sistemas de almacenamiento en baterías y por bombeo se obtienen del PNNL [8].

Tabla A-26. Desglose de costos de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico, batería y bombeo

Descripción del sistema	Unidad	Opción
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	1,680.80
Relación DC/AC		1.40
Seguimiento		1 eje
Capacidad neta de las baterías	MW	1,000.00
Tiempo de almacenamiento de las baterías	Horas	2.00
Energía de las baterías	MWh	2,000.00
Tipo de tecnología de las baterías		Ion litio
Capacidad neta de la hidroeléctrica de bombeo	MW	1,200.00
Tiempo de almacenamiento del bombeo	Horas	10.00
Costo planta solar fotovoltaica		
Costo unitario de la planta solar fotovoltaica	USD/kW	889.44
Costo total de la planta solar fotovoltaica	USD	1,494,964,495.82
Costo sistema de almacenamiento en baterías		
Módulos de batería	USD	354,120,000.00
Balance de planta	USD	90,380,000.00
Equipos de potencia	USD	54,430,000.00
Control y comunicación (C&C)	USD	260,000.00
Integración de sistemas	USD	81,500,000.00
EPC	USD	86,820,000.00
Desarrollo del proyecto	USD	104,060,000.00
Costo total del sistema de almacenamiento en baterías	USD	771,570,000.00
Costo de hidroeléctrica de bombeo		
Construcción e infraestructura del embalse	USD	308,520,000.00
Construcción e infraestructura de la central eléctrica	USD	747,600,000.00
Electromecánica	USD	565,200,000.00
Contratista EPC, costos indirectos y contingencias	USD	802,548,000.00
Costo total de la hidroeléctrica de bombeo	USD	2,423,868,000.00
Costo sistema híbrido		
Costo total del sistema híbrido	USD	4,690,402,495.82
Costo unitario del sistema híbrido	USD/kW	2,790.58

Fuente: Elaboración propia con información de [1] y [8].

Tabla A-27. Desglose de costos de O&M del sistema híbrido solar fotovoltaico, batería y bombeo

Costos de O&M	Unidad	Opción
Capacidad neta de la planta solar fotovoltaica	MW _{AC}	1,680.80
Costo fijo de O&M de la planta solar fotovoltaica		
Mantenimiento preventivo	USD/año	17,648,400.00
Limpieza de módulos	USD/año	1,600,121.60
Mantenimiento no programado	USD/año	2,647,260.00
Reserva para mantenimiento de inversores	USD/año	4,400,334.40
Arriendo de terreno	USD/año	9,412,480.00
Subtotal costo fijo de O&M de la planta solar fotovoltaica	USD/año	35,708,596.00
Costo fijo de O&M sistema de almacenamiento en baterías		
Mantenimiento preventivo y correctivo	USD/año	16,800,000.00
Aumento BESS	USD/año	25,200,000.00
Subtotal costo fijo de O&M de las baterías	USD/año	42,000,000.00
Costo fijo de O&M hidroeléctrica de bombeo		
Subtotal costo fijo de O&M de la hidroeléctrica de bombeo	USD/año	17,544,000.00
Costo fijo de O&M unitario del sistema híbrido	USD/kW-año	56.67
Costo variable de O&M	USD/MWh	2.50

Fuente: Elaboración propia con información de [1] y [8].

A.2 Proyección de costos de inversión y de O&M de tecnologías renovables variables y baterías

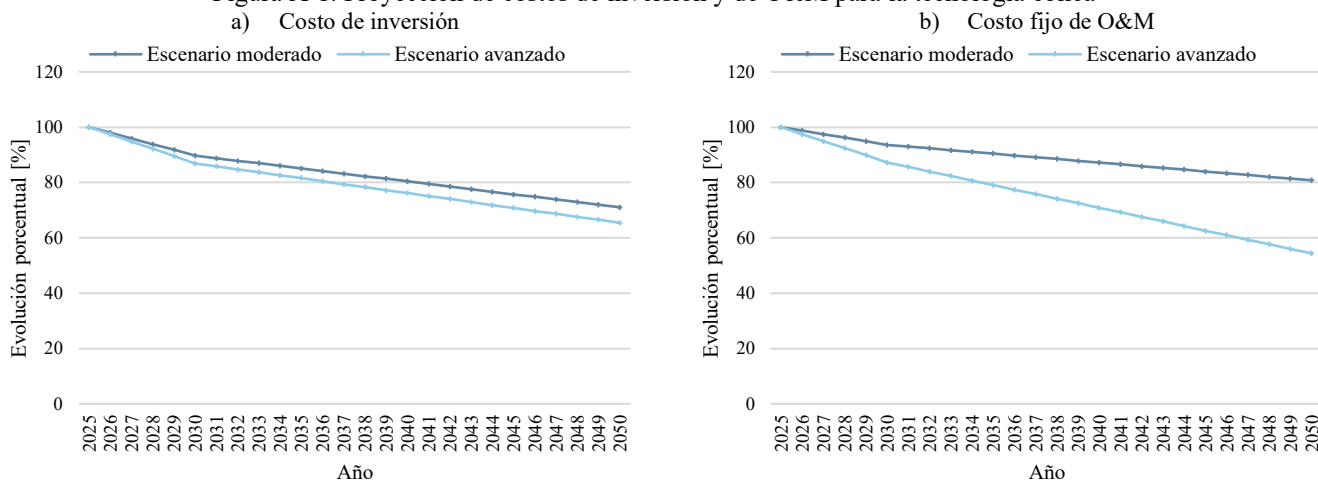
Este anexo describe las proyecciones realizadas para los costos de inversión y los costos fijos de O&M de las tecnologías de generación renovable variable y de los sistemas de almacenamiento en baterías. Para efectuar dichas proyecciones, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por su acrónimo en inglés), a través de su línea Base Tecnológica Anual (ATB, por sus siglas en inglés), disponible en [9], proporciona parámetros de costos y rendimiento específicos para cada tecnología de generación renovable, bajo diferentes escenarios de avance en investigación y en desarrollo. Las proyecciones de la ATB se basan en análisis de expertos, modelos ascendentes y literatura especializada sobre innovaciones tecnológicas, considerando características de los recursos, ubicación de los emplazamientos, supuestos financieros, entre otros.

Por lo tanto, mediante las proyecciones de la ATB, se determinan tasas de variación anual que permiten proyectar los costos de inversión y de O&M basados en la innovación tecnológica para centrales eólicas, solares fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento en baterías y centrales híbridas compuestas de estas tecnologías de generación y almacenamiento. Para efectos de evaluación, en el presente estudio se consideran dos proyecciones de costos, los cuales toman como referencia el año 2024. La primera consiste en una proyección moderada, asumiendo un mercado en el que las innovaciones actuales alcanzan niveles medios de comercialización. Mientras, la proyección avanzada contempla un mercado exitoso frente a las innovaciones actuales.

A.2.1 Proyección de la evolución de costos de la tecnología eólica

La proyección de costos de las centrales eólicas se estima utilizando modelos de ingeniería ascendentes para plantas eólicas genéricas, siguiendo la metodología establecida por la ATB [9]. Los costos fijos de O&M varían según la clasificación de la turbina eólica, observándose una reducción de costos a medida que dicha clasificación aumenta. Para efectos del presente estudio, se adopta la clasificación que mejor representa las condiciones tecnológicas consideradas. La Figura A-1 muestra las tasas de decrecimiento, tanto para el escenario moderado como para el avanzado, asociadas a esta tecnología durante el período 2025-2050. Es evidente notar que tanto para los costos de inversión, Figura A-1-(a), como para los costos de O&M, Figura A-1-(b), la evolución indica una clara tendencia a la reducción de los costos de la tecnología eólica.

Figura A-1. Proyección de costos de inversión y de O&M para la tecnología eólica

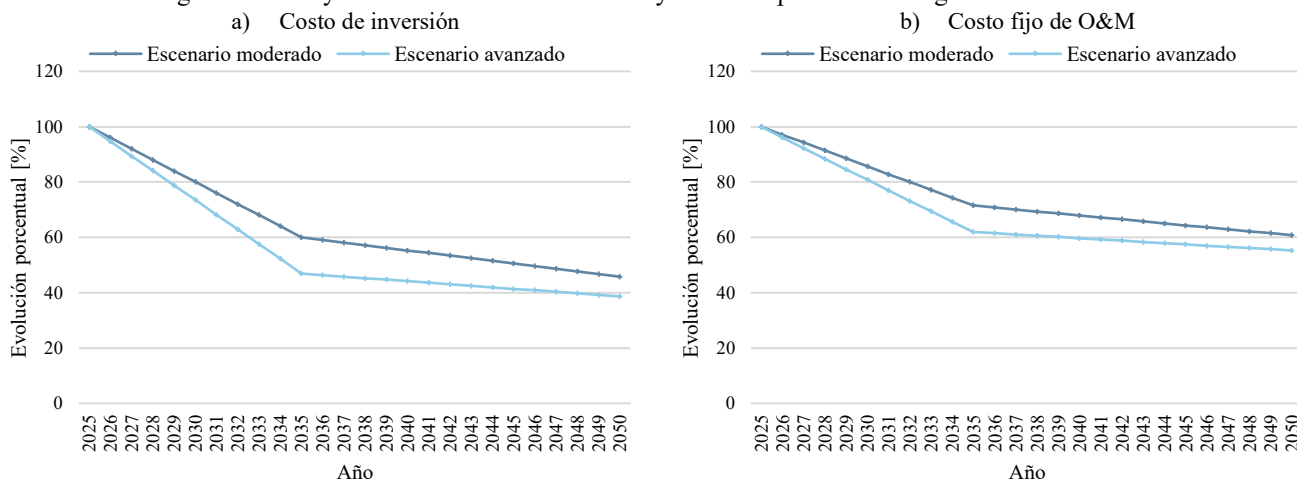


Fuente: Elaboración propia a partir de información de NREL.

A.2.2 Proyección de la evolución de costos de la tecnología solar fotovoltaica

Los datos de la ATB para centrales solares fotovoltaicas presentan estimaciones del factor de capacidad que abarcan un rango de irradiancia horizontal global media (GHI, por sus siglas en inglés) asociado con escenarios de innovación tecnológica. Esta proyección futura se deriva de la evaluación comparativa ascendente del costo de inversión y del análisis de los costos fijos de O&M [9]. De manera similar con la tecnología eólica, en este caso se adopta la clasificación tecnológica más representativa. La Figura A-2 muestra las tasas de decrecimiento correspondientes: durante los primeros diez años, se observa una reducción significativa tanto en los costos de inversión (Figura A-2-(a)) como en los costos de O&M (Figura A-2-(b)). Posteriormente, la evolución de los costos tiende a estabilizarse, lo que refleja una etapa de madurez en el desarrollo de esta tecnológica.

Figura A-2. Proyección de costos de inversión y de O&M para la tecnología solar fotovoltaica

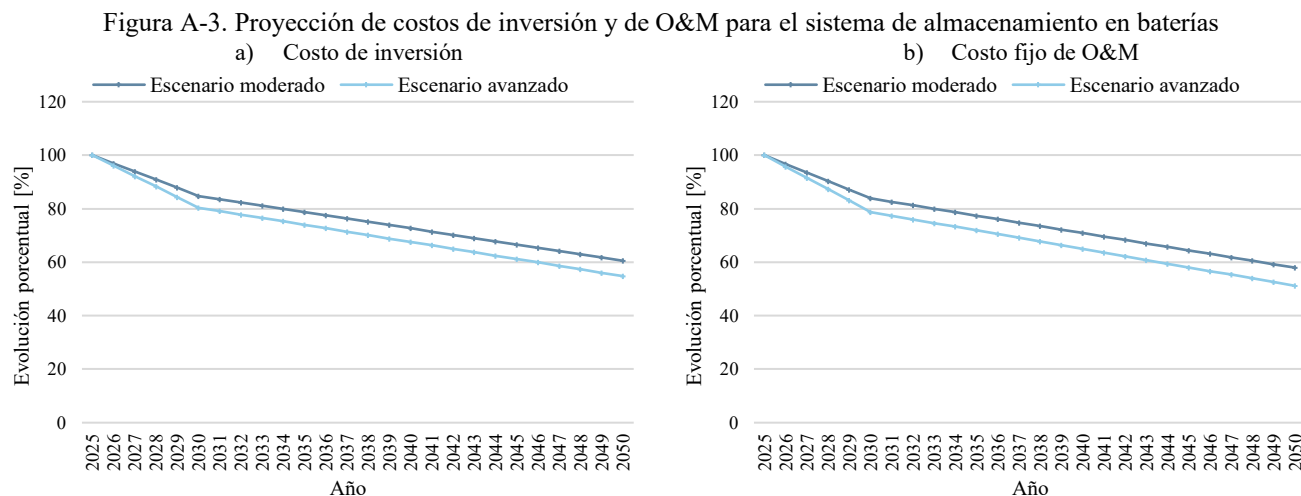


Fuente: Elaboración propia a partir de información de NREL.

A.2.3 Proyección de la evolución de costos del sistema de almacenamiento de energía en baterías

Las proyecciones de costos para sistemas de almacenamiento en baterías, según la ATB [9], se basan en tecnologías de baterías de ion litio con una capacidad de respaldo de cuatro horas y un rendimiento estimado de un ciclo por día. Estas estimaciones se desarrollan a partir de una comparativa de costos de inversión y se aplican al

horizonte de análisis. La Figura A-3 presenta las proyecciones correspondientes tanto para los costos de inversión, ilustrados en la Figura A-3-(a), como para los costos fijos de O&M, presentados en la Figura A-3-(b).

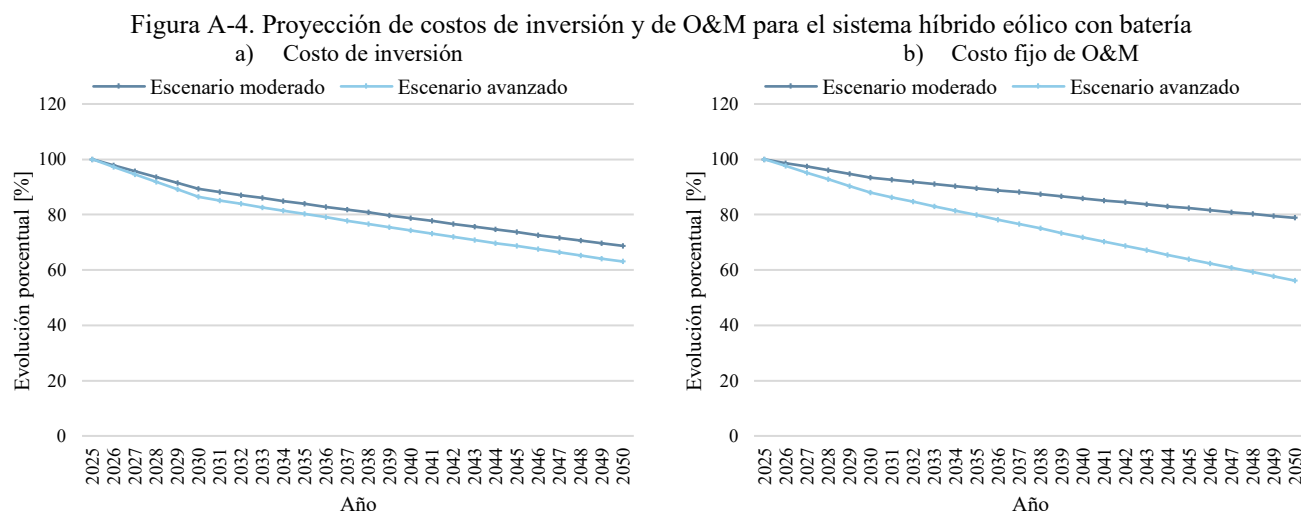


Fuente: Elaboración propia a partir de información de NREL.

A.2.4 Proyección de la evolución de costos del sistema híbrido eólico con batería

La evolución de los costos para este tipo de sistemas híbridos se construye a partir de la integración de las estimaciones desarrolladas para centrales eólicas, conforme a la metodología establecida por la ATB y descrita en la sección A.2.1, junto con la proyección correspondiente a los costos asociados a los sistemas de almacenamiento en baterías. Esta integración es factible debido a que las configuraciones tecnológicas de las turbinas eólicas se desarrollan actualmente de manera independiente a los supuestos de costo y rendimiento, lo que permite combinar diversas tecnologías dentro de un mismo escenario [9].

Para el componente de almacenamiento, se adopta la proyección de costos desarrollada por PNNL para baterías de ion litio [8], cuya metodología permite un desglose detallado que excluye los costos asociados a la integración a la red y al desarrollo del proyecto. La Figura A-4 muestra la evolución porcentual de esta configuración híbrida, evidenciando una reducción progresiva tanto en los costos de inversión como en los costos fijos de O&M, reflejando una mayor reducción durante los primeros cinco años.

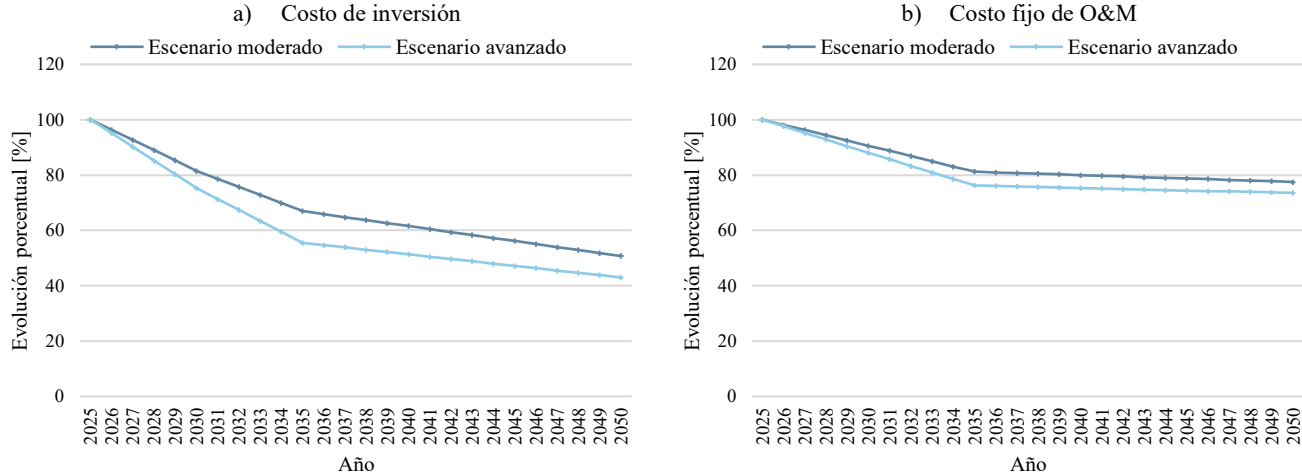


Fuente: Elaboración propia a partir de información de NREL.

A.2.5 Proyección de la evolución de costos del sistema híbrido solar fotovoltaico con batería

Las consideraciones adoptadas para la evolución de los costos de inversión para un sistema híbrido, compuesto por una central solar fotovoltaica con un sistema de almacenamiento en baterías, se basan en un modelo de costos, que incorpora mejoras en el rendimiento energético, así como en los costos de inversión y en los costos fijos de O&M. Las innovaciones tecnológicas consideradas para esta central híbrida son consistentes con las aplicadas de forma individual a los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento, según lo presentado en la ATB [9]. La evolución de los costos de inversión y de los costos fijos de O&M se presentan en la Figura A-5, donde se observa una reducción significativa durante los primeros diez años, lo que podría reflejar el grado de madurez tecnológica.

Figura A-5. Proyección de costos de inversión y de O&M para el sistema híbrido solar fotovoltaico con batería



Fuente: Elaboración propia a partir de información de NREL.

B Metodología para caracterizar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica

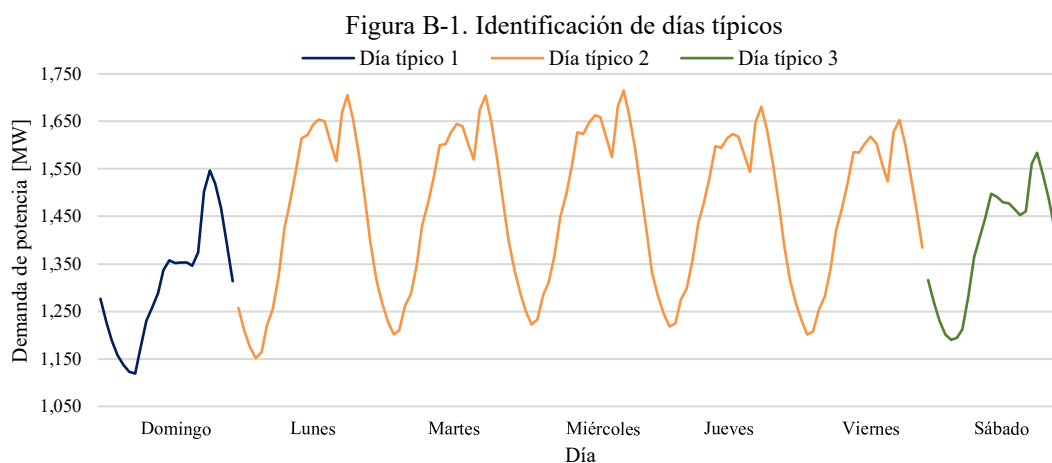
El proceso de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos debe contemplar, con la mayor precisión posible, la variabilidad temporal de la demanda y su comportamiento diario. Idealmente esa variabilidad podría ser representada mediante una granularidad horaria, lo que implica modelar 8,760 horas para cada año del horizonte de estudio. No obstante, al tratarse de un horizonte de diez años este enfoque podría resultar en un problema computacionalmente intratable. En ese contexto, tradicionalmente el comportamiento del consumo de energía eléctrica se ha caracterizado mediante bloques, los cuales se obtienen a partir de la conformación de la curva de duración de carga. Este enfoque, si bien resulta eficiente desde el punto de vista computacional, presenta limitaciones inherentes, dado que omite la secuencia temporal de los datos.

En el presente anexo se describe la metodología desarrollada para caracterizar el consumo de energía eléctrica. El objetivo consiste en proporcionar un punto de equilibrio entre la caracterización de los patrones de consumo y la viabilidad computacional para resolver el problema de expansión. En primer lugar, se discute la estrategia para caracterizar un conjunto de días en comportamientos típicos. Posteriormente, se establece la cantidad óptima de bloques cronológicos representativos para caracterizar el consumo de energía eléctrica.

B.1 Caracterización por día típico

Un enfoque relativamente reciente en los estudios de planificación es la caracterización por días típicos, la cual busca capturar el comportamiento del consumo de energía eléctrica y se plantea como una alternativa intermedia entre la representación por bloques y la modelación horaria. Su propósito principal es reducir la complejidad computacional sin perder la capacidad de reflejar los patrones característicos de la demanda a lo largo de los días, permitiendo así simular las condiciones operativas del sistema eléctrico.

Mediante el análisis del comportamiento del consumo de energía eléctrica, se identifican patrones recurrentes que permiten clasificar los días del año en tres categorías. Esta clasificación posibilita la construcción de días típicos que reflejan la variabilidad observada. Para efectos ilustrativos, la Figura B-1 muestra esta clasificación basada en los perfiles promedio del consumo de energía eléctrica para cada día de la semana.



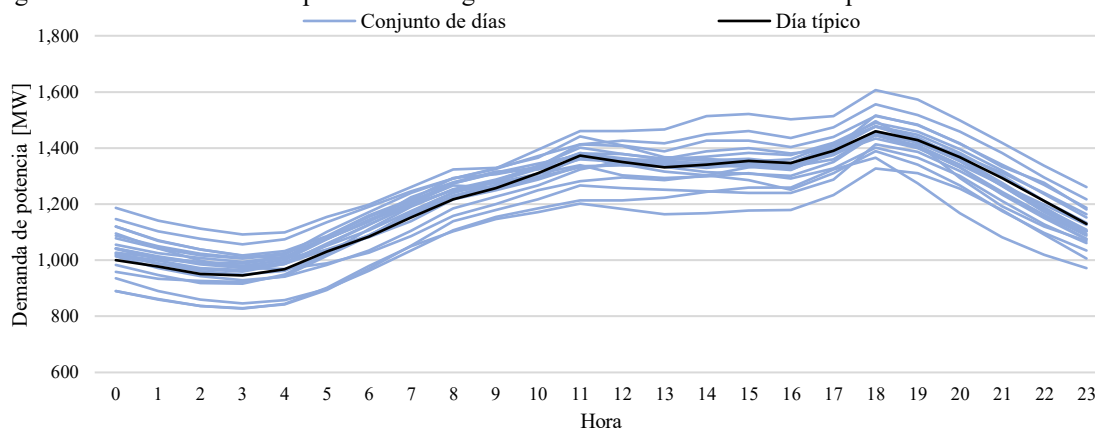
Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Observando la figura anterior, se identifica que el consumo de energía eléctrica correspondiente a los días laborales, lunes a viernes, presenta un comportamiento relativamente homogéneo entre sí, aunque claramente diferente al perfil de los sábados y domingos. En particular, el patrón de los sábados exhibe características

intermedias, diferenciándose tanto de los días laborales como de los domingos. Con base en esta segmentación y tomando como año de referencia el 2024, se definen tres categorías de días: laborales, sábados y domingos. Los días feriados se incluyen en la categoría de domingos, debido a la similitud observada en sus patrones de consumo.

Luego de mapear cada día típico para todo el año base, se implementa una técnica de reducción de escenarios [10], la cual busca seleccionar tres días representativos por mes, resultando en un total de treinta y seis días típicos que sintetizan las condiciones operativas anuales. Esta técnica permite reducir el conjunto original de datos mediante métodos de análisis multivariado, preservando la variabilidad del patrón de consumo. Para efectos ilustrativos, la Figura B-2 muestra el resultado de implementar el algoritmo de reducción de escenarios para un conjunto de días de un mes en particular. Como resultado se observa que, los perfiles en color azul son representados por un perfil de referencia, en color negro, diseñado para preservar las características principales del conjunto original.

Figura B-2. Ilustración de implementar el algoritmo de reducción de escenarios para identificar un día típico

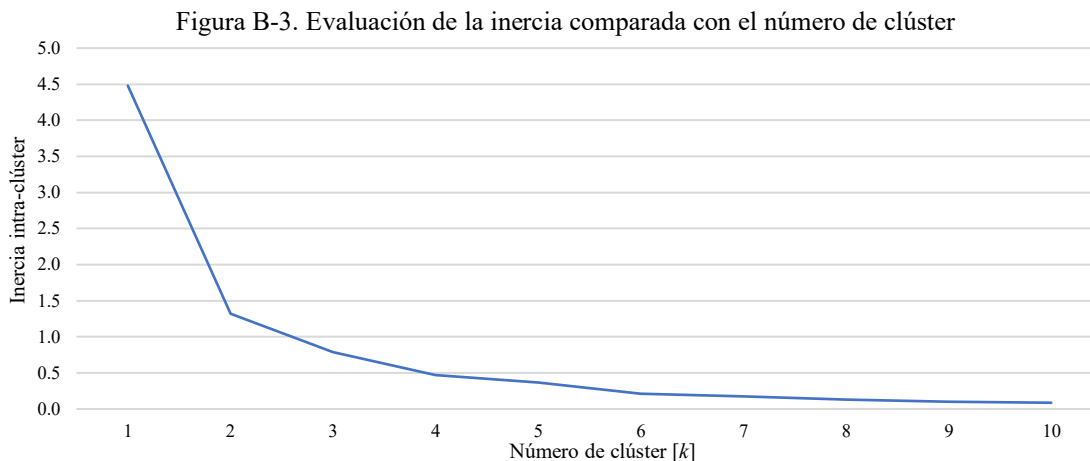


Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

B.2 Caracterización por bloques cronológicos representativos

Con los resultados obtenidos en la sección previa, se procede a caracterizar el consumo mediante bloques cronológicos representativos, el cual consiste en un enfoque híbrido que combina la estrategia de día típico con la de bloques de demanda derivados de la curva de duración de carga. Esta estrategia aprovecha las ventajas de ambos enfoques, contribuyendo a reducir el esfuerzo computacional. A partir de los tres días representativos de cada mes, se aplica un algoritmo de agrupamiento no supervisado, específicamente *K-Means*, para estratificar los datos. Para cada día típico se analizan diferentes configuraciones de agrupamiento, evaluadas mediante el criterio de inercia, con el objetivo de determinar la segmentación óptima en grupos (clústeres), asegurando así un total de veinticuatro bloques por mes conforme a los requerimientos del modelo computacional SDDP.

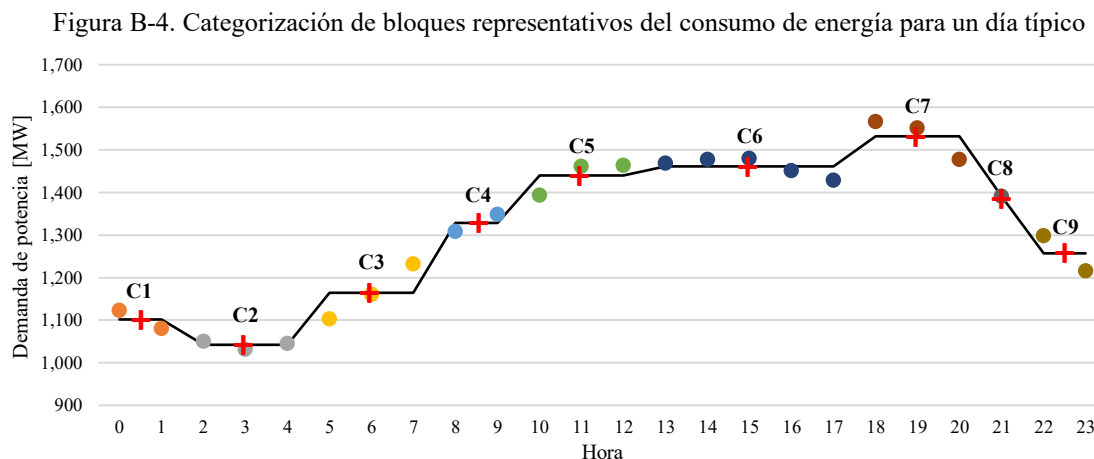
Para ilustrar este proceso, la Figura B-3 compara para un día típico diferentes clústeres contra la inercia de cada uno. En términos generales, la inercia se define como la suma de las distancias cuadráticas entre los puntos y el centroide de su respectivo clúster, representando el grado de compacidad de los grupos formados. Por lo tanto, al analizar esta figura se observa que, a medida que se incrementa el número de clústeres, la inercia total disminuye, lo que indica una segmentación de mayor representatividad del comportamiento de los datos.



Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Con base en este análisis, se determina que la cantidad óptima de clústeres resulta en: a) siete bloques para representar los domingos y feriados; b) nueve bloques para representar los días laborales; y c) ocho bloques para representar los sábados. Con esta categorización, se realiza un preprocesamiento de datos para garantizar consistencia y calidad de los resultados, el cual normaliza las curvas horarias, transformando los valores de cada observación dentro de un rango de cero a uno. Adicionalmente, se evalúan distintos valores de semilla para fijar el estado inicial del algoritmo *K-Means*, asegurando así la reproducibilidad de los resultados obtenidos.

Para fines ilustrativos, la Figura B-4 muestra el proceso de clasificación de los datos horarios de demanda y su reconstrucción por bloques para un día típico. El consumo de energía eléctrica se representa mediante círculos de diferentes colores, agrupados en clases denominadas “C”. Cada clase agrupa datos con características similares dentro de un intervalo de tiempo definido, manteniendo la cronología. Para cada clase se identifica su centro geométrico, siendo representado por el símbolo “+”. Con esta clasificación, se reconstruye la curva de demanda eléctrica en forma de bloques, donde cada bloque se representa por su centro geométrico. Para ejemplificar la metodología, el intervalo entre las 13:00 y 17:00 horas, clasificado como C6, se representa mediante un bloque definido por su centro geométrico, reflejando el comportamiento del consumo eléctrico durante ese período.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de la metodología implementada.

Es importante resaltar que, ambas caracterizaciones son realizadas considerando el comportamiento del consumo de energía eléctrica para el año base de estudio. Por lo tanto, se busca representar tal comportamiento por valores típicos y ajustar la demanda máxima de potencia para los períodos tanto diurno como nocturno.

C Proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

En este capítulo se presenta la metodología desarrollada para estimar la proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia para el horizonte 2025-2040. Para realizar dicha proyección se utilizó información pública y disponible de diferentes instituciones como ser el Instituto Nacional de Estadística (INE), el Banco Central de Honduras (BCH), La Secretaría de Finanzas (SEFIN), La Secretaría de Energía (SEN), la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y solicitudes con información específica realizadas a las diferentes dependencias de la ENEE, como ser la Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial, la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) y ENEE distribución. Además, se incorpora el posible crecimiento a nivel nacional de la autoproducción solar fotovoltaica y la demanda de vehículos eléctricos.

C.1 Metodología para la proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

Este capítulo describe la metodología utilizada para proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica para el horizonte 2025-2040. La metodología se basa en la propuesta presentada en el *Informe Proyección de la Demanda* [11], el cual fue 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 desarrollado por PHC Servicios Integrados mediante contratación por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Además, en la presente metodología se incorporan modelos adicionales para estimar el crecimiento de la autoproducción solar fotovoltaica a nivel nacional y la demanda asociada a los vehículos eléctricos.

Para proyectar la demanda eléctrica se analiza el crecimiento de las ventas de cada sector de consumo del país, incluyendo el residencial, gubernamental, comercial e industrial. Asimismo, se incorporan factores como las pérdidas en la red de transmisión y distribución, el consumo por alumbrado público, el consumo externo a la ENEE, la energía no suministrada, la posible expansión de la autoproducción y el consumo asociado a la electromovilidad. La proyección se desarrolla mediante la aplicación de modelos econométricos, autorregresivos, técnicas de análisis de tendencias y modelos estadísticos de difusión, entre otros. La selección del modelo depende del sector de consumo evaluado, y las proyecciones se realizan utilizando el software estadístico EViews, versión 12 [12].

El consumo de energía eléctrica está influenciado por diversos factores, entre los que destacan el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), los patrones de consumo, el aumento poblacional, las políticas energéticas, la autoproducción distribuida y el crecimiento de la electromovilidad, entre otros. Para evaluar el impacto de estos elementos en el crecimiento de la demanda eléctrica, es fundamental analizar tanto su comportamiento histórico como sus tendencias a largo plazo. En ese sentido, para proyectar el requerimiento futuro de demanda eléctrica, se utilizan registros históricos del período 2000-2024, obtenidos de fuentes públicas de instituciones como el INE, el BCH, la SEFIN, la SEN y la ENEE. Además, se recopila información específica mediante solicitudes dirigidas a diferentes dependencias de la ENEE, entre ellas la Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial, la UTCD y ENEE Distribución. Las fuentes de información utilizadas para cada variable se presentan en la Tabla C-1.

Tabla C-1. Descripción de la información obtenida para cada variable utilizada en la proyección de la demanda eléctrica

Variable	Periodicidad	Unidad	Referencia
PIB histórico	Anual	Millones de lempiras	Banco Central de Honduras [13]
Proyección del PIB	Anual	Millones de lempiras	Secretaría de Finanzas [14]
Población	Anual	Cantidad de personas	Instituto Nacional de Estadísticas [15]
Energía facturada por sector	Anual	Gigavatio hora	Banco Central de Honduras [16], ENEE [17]
Cobertura eléctrica	Anual	Porcentaje	ENEE [18], Secretaría de Energía [19]
Ventas/consumo externo ENEE	Mensual	Gigavatio hora	Centro Nacional de Despacho [20]
Alumbrado público	Anual	Gigavatio hora	ENEE [17], Gerencia comercial UTCD
Energía no suministrada	Anual	Gigavatio hora	Centro Nacional de Despacho [21]
Pérdidas en distribución	Mensual	Kilovatio hora	ENEE Distribución
Pérdidas en transmisión	Mensual	Gigavatio hora	Centro Nacional de Despacho [20]
Autoproducción actual	Anual	Megavatio	ENEE Distribución
Nivel de penetración de electromovilidad	Anual	Porcentaje	Secretaría de Energía [22]

Fuente: Elaboración a partir de solicitudes de información.

C.1.1 Proyección del consumo de energía eléctrica del sector residencial y cobertura eléctrica

Para el sector residencial se utiliza el modelo econométrico de corrección de errores (MCE), el cual relaciona la variable dependiente, ventas de energía eléctrica (energía facturada), con las variables explicativas como ser la población y el PIB. Dicho modelo está conformado bajo un arreglo de regresión lineal múltiple con transformación en logaritmos, el cual se presenta mediante la ecuación (1) para el largo plazo, mientras que la ecuación (2) corresponde al modelo de corrección de errores, la cual contempla la dinámica de corto plazo.

$$\text{Log}(D) = \gamma \text{Log}(Pob) + \delta \text{Log}(PIB) + \beta + \varepsilon, \quad (1)$$

$$d[\text{Log}(D)] = \mu_1 d[\text{Log}(PIB)] + \mu_2 + \mu_3, \quad (2)$$

donde,

D : representa las ventas de energía eléctrica en el sector residencial,

Pob : representa la población,

PIB : representa el producto interno bruto,

$\text{Log}(D)$: representa el logaritmo natural de las ventas de energía eléctrica,

$\text{Log}(Pob)$: representa el logaritmo natural de la población,

$\text{Log}(PIB)$: representa el logaritmo natural del producto interno bruto,

$d[\text{Log}(D)]$: representa la primera derivada del logaritmo natural de las ventas de energía eléctrica,

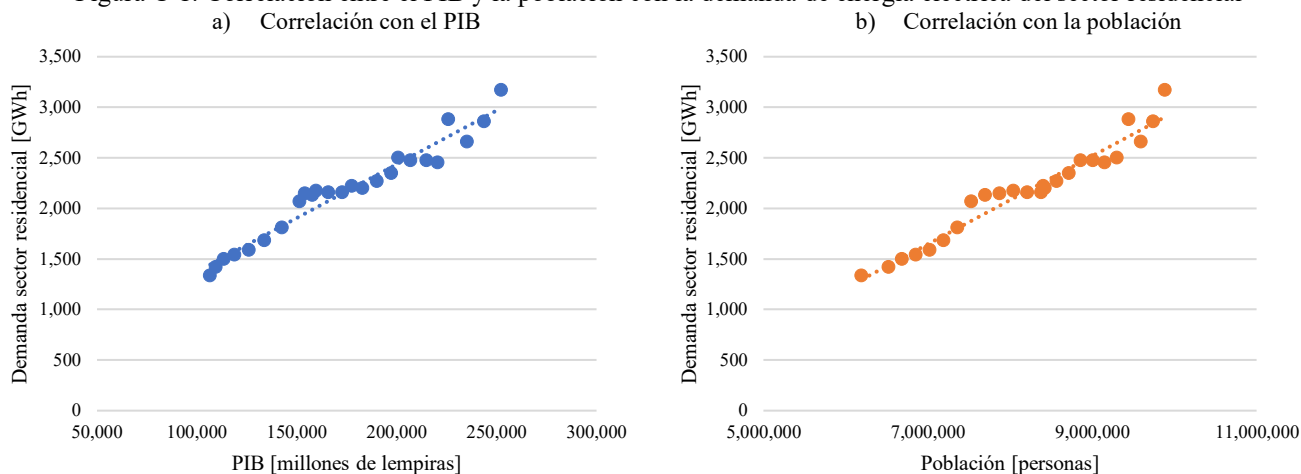
$d[\text{Log}(PIB)]$: representa la primera derivada del logaritmo natural del producto interno bruto,

$\gamma, \delta, \beta, \mu_1, \mu_2, \mu_3$: representa las constantes y coeficientes a estimar,

ε : representa la estimación del error.

Para este estudio de proyección de la demanda de energía eléctrica, se considera que el coeficiente de correlación es estadísticamente significativo si es igual o superior a 0.90, lo que refleja que existe una correlación lineal positiva fuerte entre la variable dependiente y la explicativa. En la Figura C-1 se observa que las variables seleccionadas para este modelo presentan una alta correlación con la demanda del sector residencial, con un coeficiente de 0.9725 en el caso del PIB y de 0.9747 para la población.

Figura C-1. Correlación entre el PIB y la población con la demanda de energía eléctrica del sector residencial



Fuente: Elaboración propia a partir de información histórica.

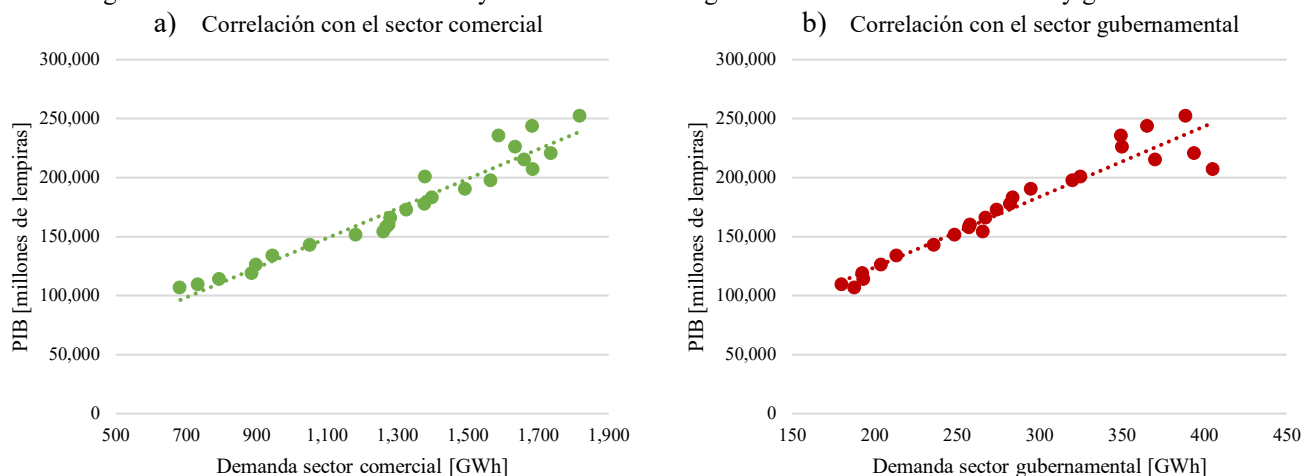
Adicional a la proyección realizada mediante el MCE, se incorpora el crecimiento de la demanda en el sector residencial derivado del incremento en la cobertura eléctrica. Para esta estimación, se utilizan los registros históricos de cobertura desde 1995 hasta 2023, recopilados de informes de la ENEE [18] y de la SEN [19]. A partir de estos datos, se adopta una tasa de crecimiento constante de cobertura, basada en el incremento observado en 2023. Posteriormente, se implementa un modelo de regresión lineal que utiliza la población como variable explicativa para proyectar el número de viviendas. Con base en esta proyección, se estima el número de usuarios residenciales en función del porcentaje de cobertura correspondiente a cada año del período 2025–2040.

Por lo tanto, el consumo total de energía eléctrica de los nuevos usuarios residenciales se calcula multiplicando el número proyectado de nuevos clientes por un consumo promedio de 167 kWh/mes. Este valor se obtuvo de analizar los boletines estadísticos de la ENEE, considerando la relación entre el mayor consumo mensual y el número total de clientes del sector residencial en el último año.

C.1.2 Proyección del consumo de energía eléctrica del sector comercial y gubernamental

Para los sectores comercial y gubernamental, el consumo histórico presenta una correlación significativa con el PIB, con coeficientes de 0.9668 y 0.9572, respectivamente. Esta correlación se ilustra en la Figura C-2, donde se observa la relación entre el conjunto de datos históricos del período 2000-2024 del PIB y la energía eléctrica facturada por ambos sectores de consumo. Considerando que en ambos casos el coeficiente de correlación es superior a 0.90, la información histórica de consumo para cada sector se ajusta mediante un modelo de regresión lineal simple, en el cual se utiliza el PIB como variable explicativa.

Figura C-2. Correlación entre el PIB y la demanda de energía eléctrica del sector comercial y gubernamental



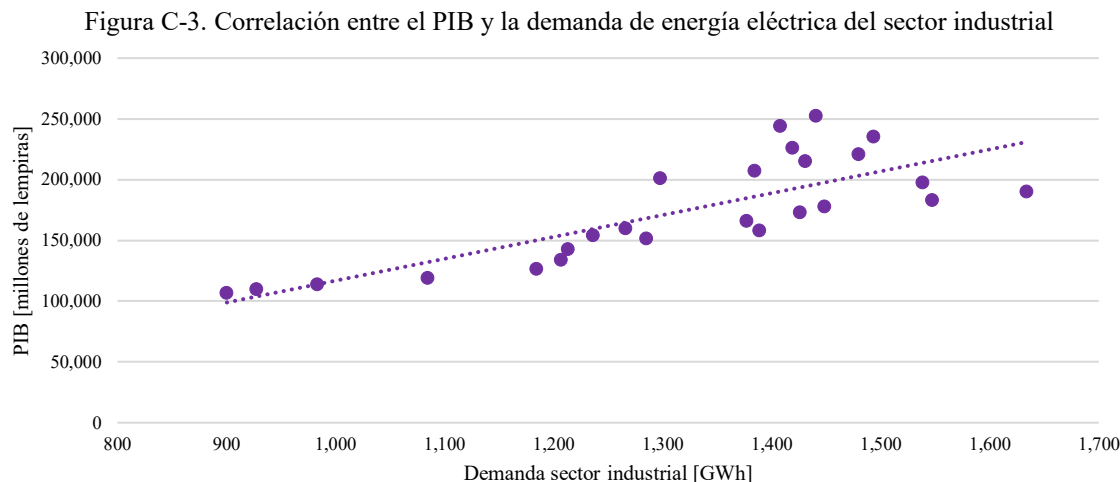
Fuente: Elaboración propia a partir de información histórica.

C.1.3 Proyección del consumo de energía eléctrica del sector industrial

Para el sector industrial se analiza la información histórica de consumo con el fin de determinar si existe una relación lineal con el PIB. Como parte de este análisis, se calcula la correlación entre ambas variables, cuyos resultados se presentan en la Figura C-3. En dicha figura se observa una dispersión en los datos, lo que indica que no existe una relación lineal significativa entre el consumo del sector industrial y el PIB.

Dado que el coeficiente de correlación entre el consumo eléctrico del sector industrial y el PIB es de 0.7947 y no resulta estadísticamente significativo, se evalúan dos métodos alternativos para proyectar la demanda de este sector. El primero consiste en aplicar un modelo de suavizamiento exponencial Holt-Winters, y el segundo en implementar un modelo estadístico autorregresivo de media móvil (ARMA). Tras comparar los resultados obtenidos por ambos enfoques, se selecciona el modelo ARMA (3,2) (0,0), ya que presenta una evolución más representativa del comportamiento histórico del consumo eléctrico del sector industrial.

Además, para proyectar de manera adecuada el consumo de este sector, se realizó una encuesta dirigida a los grandes consumidores industriales denominada *Encuesta Técnica para Grandes Consumidores*. El objetivo principal de esta encuesta fue identificar las necesidades de energía y potencia a largo plazo, considerando variables como el consumo histórico, nuevas y posibles ampliaciones de carga, la existencia de fuentes de generación para autoconsumo, y los planes futuros de incremento en la producción y en la autoproducción de energía. Como resultado de esta encuesta, se obtuvo un alcance de 8.33%, no obstante, este porcentaje representa solo una fracción del total de clientes del sector. Por lo tanto, los resultados de esta encuesta se utilizaron únicamente como referencia para validar las proyecciones previamente descritas.



Fuente: Elaboración propia a partir de información histórica.

C.1.4 Proyección del consumo de energía eléctrica de otros sectores

Para las ventas del sector externo a la ENEE y el alumbrado público, no se obtiene una correlación significativa con el PIB. Por lo que, las ventas/consumo externo ENEE, se proyectan utilizando el método de suavizamiento exponencial Holt-Winters, mientras que el consumo de alumbrado público se estima utilizando un modelo estadístico autorregresivo de media móvil.

C.1.5 Estimación de pérdidas en transmisión y distribución

Utilizando el registro mensual histórico del período 2019-2024, las pérdidas de energía eléctrica en la red de transmisión se estimaron como la diferencia entre la demanda ENEE (compra total de energía) y la energía total inyectada en el sistema de distribución. A partir de esta diferencia, se calcula tanto el porcentaje de pérdidas respecto a la demanda de la ENEE como su variación porcentual anual. Para la proyección, se adopta una variación constante del 2% anual, resultado del promedio de las variaciones históricas, asegurando que, con las inversiones previstas en transmisión, las pérdidas en la red no superen el 3% anual. Para la proyección de las pérdidas en la red de distribución, se utilizó el registro mensual desde 2016 hasta 2024, en el cual se contabilizan tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas. Para su proyección, se utilizó un modelo estadístico autorregresivo de media móvil.

Desde el punto de vista metodológico, la proyección de la demanda eléctrica de los distintos sectores de consumo se realiza en términos de la energía facturada. En ese contexto, las pérdidas en distribución no se asignan a ningún sector, ya que no forman parte de la energía registrada para facturación. Por lo que, la proyección de las pérdidas en distribución no implica necesariamente un aumento o una falta de facturación futura, sino que representa un requerimiento real de energía eléctrica que debe ser suministrado durante el horizonte de planificación.

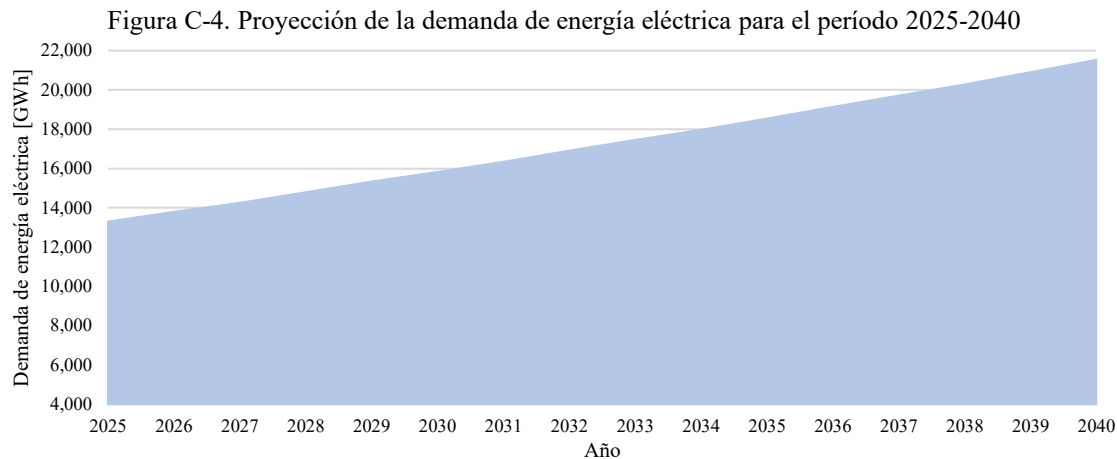
C.1.6 Estimación de la energía no suministrada

Para estimar la energía no suministrada se utilizaron los informes anuales de operación del mercado eléctrico nacional para el período 2019-2024, a partir de los cuales se calculó el porcentaje anual de energía no suministrada respecto a la demanda ENEE. Con base en estos valores, se estimó un promedio de 0.77%, el cual se aplica a la energía total proyectada, considerando la integración del consumo de todos los sectores.

Es importante resaltar que, esta proyección no implica necesariamente que habrá energía no suministrada durante el horizonte de estudio, ya que la planificación contempla acciones para mitigar esta variable. En su lugar, representa un requerimiento que no ha sido atendido por diversos factores y que debe ser considerado dentro de la proyección de la demanda de energía eléctrica para reflejar adecuadamente el requerimiento total del sistema.

C.1.7 Proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

Finalmente, la proyección de energía eléctrica es presentada en la Figura C-4, la cual incluye la contribución de cada uno de los sectores proyectados en las secciones previas.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos.

C.2 Metodología para la proyección del crecimiento de autoproducción y electromovilidad

Entre otras variables que pueden impactar en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, se tiene la adopción de nueva generación distribuida solar fotovoltaica y la electromovilidad que se posiciona como una nueva demanda eléctrica. En ese sentido, en esta sección se presenta la metodología para estimar la posible adopción tanto de nueva generación solar fotovoltaica como de vehículos eléctricos. Es importante resaltar que para la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica se consideran únicamente las nuevas adopciones, dado que en el registro histórico de la demanda ya se encuentra implícito la producción de dicha generación.

C.2.1 Descripción del Modelo de Difusión de Bass

Uno de los desafíos encontrados para proyectar el crecimiento de los autoprodutores es la ausencia de modelos específicos que permitan realizar estimaciones precisas. No obstante, resulta fundamental incorporar el impacto potencial de esta generación distribuida en las proyecciones del crecimiento de la demanda eléctrica. Para este fin, se desarrolla una metodología basada en el Modelo de Difusión de Bass [23]. Dicho modelo ha sido ampliamente utilizado para estimar la adopción y el crecimiento de generación fotovoltaica [24] y de vehículos eléctricos [25].

El Modelo de Bass, desarrollado en la década de 1960, es utilizado para realizar proyecciones para la adopción de nuevos productos o tecnologías, siendo muy utilizado en el campo del marketing y la innovación tecnológica. Este modelo se basa en dos tipos de adopciones, innovadora e imitativa. La primera ocurre cuando un individuo adquiere por primera vez un producto, mientras que la segunda se basa en la influencia de que otros individuos la hayan adquirido. Matemáticamente, esta adopción se puede representar mediante la ecuación (3).

$$ta_t = p(N - n_t) + q \frac{n_t(N - n_t)}{N}, \quad (3)$$

donde,

ta_t : Tasa de adopción del período t ,

n_t : Número total de usuarios hasta el inicio del período,

$p ; q$: Tasa de innovación y de imitación,

N : Número total de usuarios potenciales para adquirir la tecnología o producto.

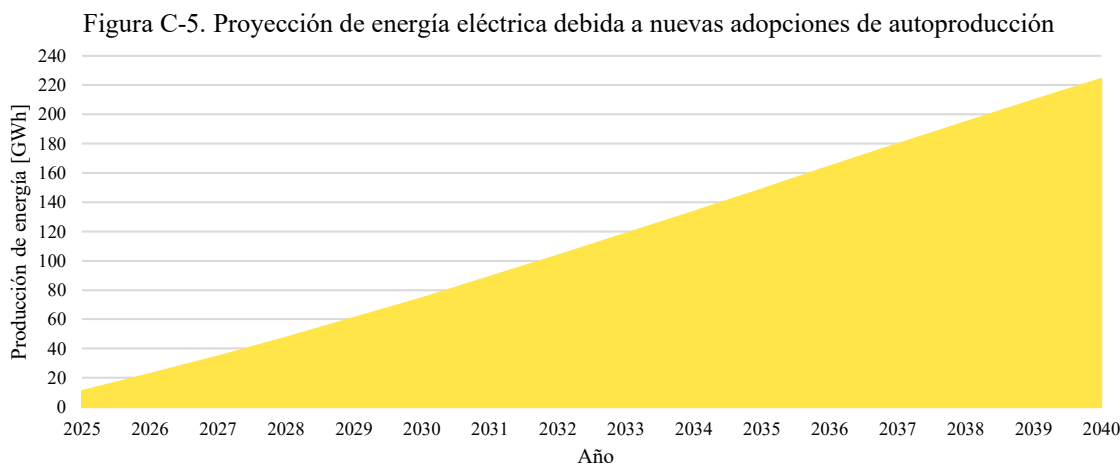
C.2.2 Proyección del crecimiento de la autoproducción

La precisión en la estimación de las tasas de crecimiento de la generación solar fotovoltaica distribuida a nivel nacional depende de varios factores clave, tales como los coeficientes adoptados para la innovación e imitación, capacidad total instalada actual o número de usuarios existentes y el total de usuarios potenciales que podrían incorporar esta tecnología. Aunque la ENEE avanza en la actualización de la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos a nivel nacional, vale la pena resaltar la falta de información histórica sobre la evolución de estas instalaciones. Para abordar esta limitación, se implementa una metodología que estima el crecimiento potencial de la autoproducción energética, utilizando la información disponible y el análisis de tendencias históricas observadas en países de la región, como ser Costa Rica y Guatemala.

Inicialmente, con la información proporcionada por ENEE distribución se obtiene la capacidad total instalada al cierre de 2024. En el contexto del Modelo de Bass, esta información corresponde a n_t , es decir, la capacidad instalada al inicio del período de proyección. Para estimar N , se establece una tasa de penetración máxima equivalente al 15% de la proyección de la demanda en el último año del período de planificación. Este valor representa un límite superior y no implica necesariamente que será alcanzado dentro de dicho período, ya que se trata de un parámetro complejo de estimar. Su determinación depende de diversos factores como políticas de incentivo, costos de los equipos, capacidad y grado de modernización de las redes de distribución, entre otros.

Por otro lado, para calcular los coeficientes de innovación e imitación, se estudia el comportamiento histórico de Guatemala y Costa Rica, información disponible en [24] y [26], respectivamente. Con dicha información histórica se ajusta el Modelo de Bass presentado en (3) y se estiman los coeficientes p y q para ambos países. Como resultado, se obtiene que para Guatemala se determinan coeficientes de $p = 0.0088$ y $q = 0.4590$, mientras que para Costa Rica estos valores son $p = 0.0013$ y $q = 0.1099$. Observando estos coeficientes, Guatemala presenta mayores valores comparado con Costa Rica, resaltando un mayor coeficiente de imitación. Considerando las incertidumbres asociadas y la falta de información histórica nacional, se adoptan los valores estimados para Costa Rica, los cuales podrían simular un escenario medio de crecimiento. Definidos estos parámetros, usando (3) se proyecta la nueva capacidad de la autoproducción fotovoltaica para un horizonte de quince años.

Para calcular la energía eléctrica anual producida por la autoproducción, se utiliza la capacidad estimada de las nuevas adopciones y un factor de planta de 0.12. Este factor generalizado busca reflejar el rendimiento de los paneles disponibles en el mercado, así como las condiciones operativas inciertas derivadas de los niveles de irradiación en las diferentes zonas del país. En la Figura C-5 se presenta la proyección de la energía eléctrica debida a nuevas adopciones de autoproducción.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Modelo de Difusión de Bass.

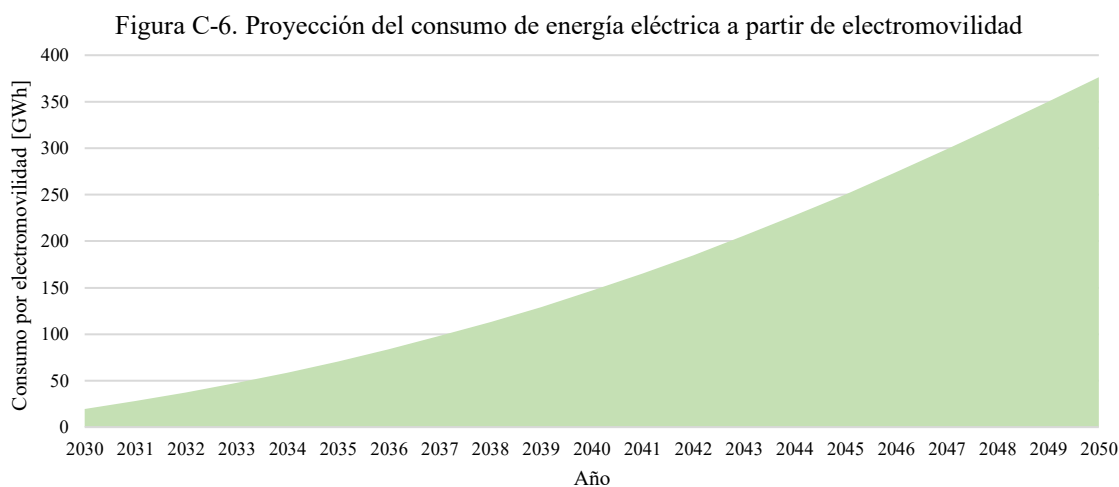
Es importante señalar que, debido a la información limitada, esta proyección se basó en diversos criterios. Por lo que, para futuras estimaciones, será fundamental analizar la evolución de los autoprodutores en los próximos años, así como los factores que podrían impulsar nuevas adopciones.

C.2.3 Proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica por electromovilidad

De manera similar a la proyección de la generación distribuida solar fotovoltaica, se emplea el Modelo de Difusión de Bass para estimar el crecimiento potencial de los vehículos eléctricos. Como referencia, se utiliza la penetración prevista de vehículos eléctricos planteada para el Escenario I (referencia) de la *Prospectiva Energética, Adopción de la Electromovilidad 2019-2050*, presentada por la SEN [22]. Los coeficientes $p = 0.0076$ y $q = 0.1054$, son obtenidos ajustando el modelo para alcanzar una penetración de 15% en el año 2050, según las estimaciones proyectadas por la SEN. Considerando estos coeficientes y la penetración planteada en la prospectiva energética, se implementa el Modelo de Bass para estimar el posible crecimiento de los vehículos eléctricos y su consumo energético a partir del año 2030 hasta el año 2050.

Para estimar el consumo de los vehículos eléctricos de uso particular, se considera una autonomía de 300 km, un recorrido diario de 30 km y baterías de 29.4 kWh. Para las motocicletas, una autonomía de 70 km, un recorrido de 20 km por día y baterías de 2.8 kWh. Para microbuses, una autonomía promedio de 235 km, un recorrido de 60 km por día y baterías de 50.2 kWh. Para camiones de carga, una autonomía de 160 km, recorrido por día de 50 km, capacidad de la batería de 81.1 kWh. Se destaca que, estas cifras representan valores promedios, los cuales son utilizados para estimar el consumo anual de la electromovilidad. Para efectos de referencia, las características técnicas se basan en la información pública disponible en [27].

Una vez determinado el crecimiento potencial de los vehículos eléctricos usando el modelo presentado en (3), se calcula el consumo energético anual basado en las características mencionadas previamente, resultando en la proyección presentada en la Figura C-6. Finalmente, este consumo debido a la electromovilidad se adiciona en la proyección de la demanda de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Modelo de Difusión de Bass.

C.3 Proyección final de demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia

Finalmente, la proyección del crecimiento de la demanda de energía eléctrica considera la adición del consumo proyectado para la electromovilidad y la energía producida a partir de la generación fotovoltaica (autoproducción). Para determinar la demanda máxima de potencia, se utiliza un factor de carga promedio de 71%, el cual está basado

en el registro histórico de los últimos diez años. La Tabla C-2 presenta la proyección final de la demanda de energía eléctrica y de la demanda máxima de potencia, junto con las tasas de crecimiento estimadas para cada año.

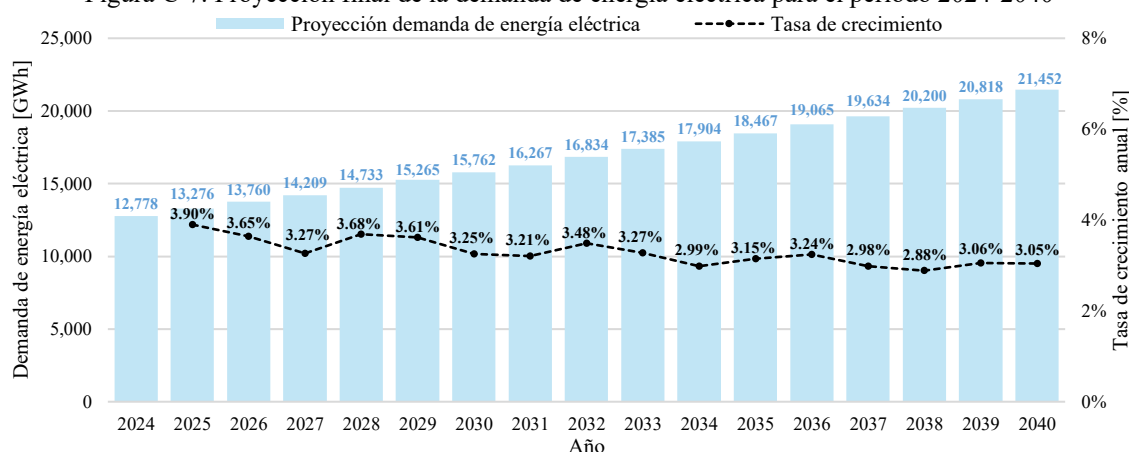
Tabla C-2. Proyección final de la demanda eléctrica y tasas de crecimiento para el período 2024-2040

Año	Proyección de demanda de energía eléctrica [GWh]	Tasa de crecimiento energía eléctrica [%]	Proyección de demanda máxima de potencia [MW]	Tasa de crecimiento demanda máxima de potencia [%]
2024	12,777.84	-	2,054.53	-
2025	13,276.04	3.90	2,134.63	3.90
2026	13,760.01	3.65	2,212.45	3.65
2027	14,209.39	3.27	2,284.71	3.27
2028	14,732.61	3.68	2,368.83	3.68
2029	15,264.85	3.61	2,454.41	3.61
2030	15,761.50	3.25	2,534.27	3.25
2031	16,267.18	3.21	2,615.57	3.21
2032	16,833.70	3.48	2,706.67	3.48
2033	17,384.68	3.27	2,795.26	3.27
2034	17,903.76	2.99	2,878.72	2.99
2035	18,467.34	3.15	2,969.34	3.15
2036	19,065.48	3.24	3,065.51	3.24
2037	19,633.72	2.98	3,156.88	2.98
2038	20,200.01	2.88	3,247.93	2.88
2039	20,817.70	3.06	3,347.25	3.06
2040	21,451.77	3.05	3,449.20	3.05

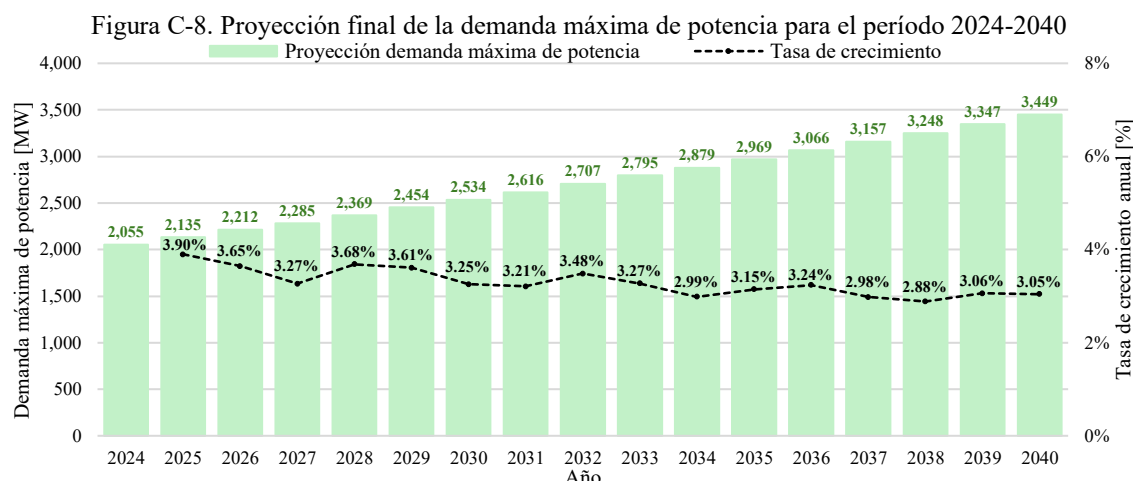
Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Es importante señalar que los valores de demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia presentados para el 2024, son el resultado de la proyección realizada y no reflejan los registros reales de ese año. Por lo tanto, para efectos de la planificación de la expansión de la generación, se emplearán las tasas de crecimiento para proyectar la demanda de energía eléctrica y la demanda máxima de potencia durante el horizonte de 2026-2035, tomando como punto de partida el valor real registrado para la demanda en 2024. Adicionalmente, la proyección del crecimiento de la energía eléctrica, junto con sus respectivas tasas de crecimiento anual, se ilustra en la Figura C-7. Mientras que, la Figura C-8 presenta la proyección del crecimiento de la demanda máxima de potencia con sus respectivas tasas de crecimiento anual para el período 2024-2040.

Figura C-7. Proyección final de la demanda de energía eléctrica para el período 2024-2040



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

Esta proyección de demanda de energía eléctrica y demanda máxima de potencia está sujeta a diversos factores que podrían generar variaciones significativas en las estimaciones realizadas. Para reflejar esa incertidumbre, se establece un intervalo de confianza en torno al valor proyectado mediante el uso de la función de densidad de probabilidad (FDP) t-Student. Dicho intervalo de confianza se puede definir de forma general como: $\tilde{X}_a \pm t_{\alpha/2} \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$, donde $\tilde{X}_a$ representa el valor proyectado de la demanda eléctrica en el año a ; $t_{\alpha/2}$ el valor crítico para un nivel de confianza de 95%; σ representa la desviación estándar del número de muestras consideradas, para este estudio se adopta una desviación de 0.1; y, n describe el número de observaciones de la muestra, el cual se establece en 25.

Como resultado de implementar un intervalo de confianza del 95% del valor proyectado para la demanda de energía eléctrica y para la demanda máxima de potencia, se obtiene para cada año un límite inferior y superior definidos por $\tilde{X}_a - 4.13\%$ y $\tilde{X}_a + 4.13\%$, respectivamente. Por lo tanto, estos límites, tanto inferior como superior, constituyen las proyecciones baja y alta para la demanda eléctrica. Los resultados de estas proyecciones se presentan en la Tabla C-3, en la cual se detallan los valores de crecimiento correspondientes a cada proyección.

Tabla C-3. Proyección alta y baja de la demanda eléctrica para el período 2024-2040

Año	Demanda de energía	Demanda máxima	Demanda de energía	Demanda máxima
	Proyección alta [GWh]	Proyección alta [MW]	Proyección baja [GWh]	Proyección baja [MW]
2024	13,305.28	2,139.34	12,250.39	1,969.72
2025	13,824.05	2,222.75	12,728.03	2,046.52
2026	14,327.99	2,303.78	13,192.02	2,121.12
2027	14,795.93	2,379.01	13,622.86	2,190.40
2028	15,340.74	2,466.61	14,124.48	2,271.05
2029	15,894.95	2,555.72	14,634.75	2,353.10
2030	16,412.11	2,638.88	15,110.90	2,429.66
2031	16,938.65	2,723.54	15,595.70	2,507.61
2032	17,528.57	2,818.39	16,138.84	2,594.94
2033	18,102.28	2,910.64	16,667.07	2,679.87
2034	18,642.79	2,997.55	17,164.73	2,759.89
2035	19,229.64	3,091.90	17,705.05	2,846.77
2036	19,852.46	3,192.05	18,278.50	2,938.97
2037	20,444.16	3,287.18	18,823.28	3,026.57
2038	21,033.83	3,382.00	19,366.20	3,113.86
2039	21,677.01	3,485.41	19,958.38	3,209.08
2040	22,337.26	3,591.57	20,566.28	3,306.82

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

D Desglose de la cadena de los precios de los combustibles

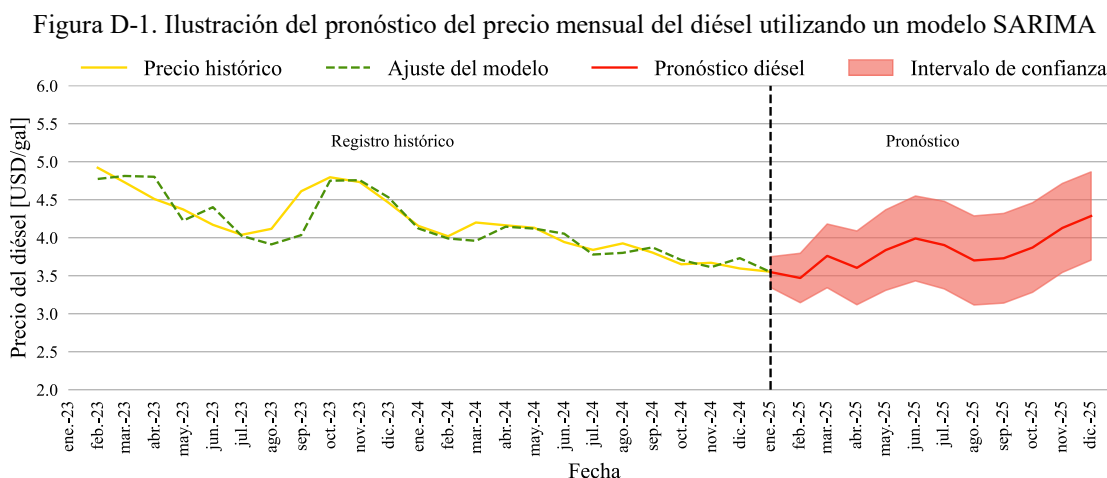
Para la proyección de los precios de los combustibles, el CND cuenta con una suscripción de S&P-Platts, la cual proporciona proyecciones anuales para el largo plazo y, para un período de corto plazo (hasta dos años), proyecciones de forma mensual. Para incorporar proyecciones mensuales de precios en los años restantes del horizonte de planificación, se emplean diferentes modelos autoregresivos ajustados a los registros históricos de cada tipo de combustible. Este proceso para proyectar precios futuros con resolución mensual basado en datos históricos se ilustra en la Sección D.1. Finalmente, las siguientes secciones presentan los costos asociados al transporte terrestre y los componentes de la cadena de valor en el proceso de importación de cada tipo de combustible.

D.1 Modelo SARIMA para pronóstico mensual de los precios de los combustibles

El modelo SARIMA (*Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average*), extensión del modelo ARIMA, es una herramienta estadística ampliamente utilizada para el análisis y la previsión de series temporales, especialmente aquellas que presentan patrones estacionales o cíclicos. En ese contexto, estudiando el comportamiento de los precios mensuales de los combustibles, se adopta este modelo para complementar la proyección obtenida mediante la suscripción de S&P-Platts.

Para efectos ilustrativos, la Figura D-1 es dividida en dos segmentos, el segmento del lado izquierdo muestra el registro histórico del precio del diésel (gráfica en color amarillo) con una resolución de dos años. Además, mediante el gráfico en color verde se ilustra su ajuste a la serie histórica mediante la implementación del modelo SARIMA. Mientras, el segmento del lado derecho (gráfica en color rojo) representa el pronóstico mensual para dicha serie temporal, identificando su intervalo de confianza del 95% contenido dentro de la banda sombreada.

Es importante resaltar que, este ejemplo presentado en Figura D-1 es estrictamente ilustrativo, por lo que, debido a acuerdos de confidencialidad establecidos mediante la suscripción de S&P Platts, algunos valores pueden diferir de los datos oficiales utilizados en este estudio de planificación. Además, para mejorar la precisión de los pronósticos, para cada tipo de combustible se identifica el mejor modelo SARIMA que se ajusta a su serie histórica.



Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

En resumen, la implementación de este modelo busca capturar la estructura de corto plazo y la dinámica estacional de la serie temporal. Para ello, el proceso de modelado incluye el análisis exploratorio de la serie, la identificación de la estacionalidad, la transformación para garantizar la estacionariedad, la estimación de los parámetros del modelo y la validación mediante el análisis de residuos y criterios estadísticos como el Criterio de Información de Akaike (AIC, por sus siglas en inglés) o el Bayesiano (BIC, por sus siglas en inglés).

D.2 Costo de transporte terrestre

Se estima el costo de transporte terrestre para los distintos tipos de combustibles utilizando información publicada en la revista de la Comisión Administradora de Petróleo (CAP) de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, referencia efectiva al lunes 03 de febrero de 2025 [28].

El costo asociado al transporte terrestre para el LPG y el diésel se expresa en ctvs. USD/gal. Para su estimación, se parte del valor del flete terrestre en galones, calculado en función de la distancia del puerto más cercano (Puerto Cortés, Tela y San Lorenzo) hasta puntos de referencia, según lo establecido en el Acuerdo SEN-015-2022, el cual define las distancias para la tarifa de flete terrestre a las principales ciudades del país. Se empleó una tasa de cambio de 1 USD por L 25.7472, actualizada al 18 de marzo de 2025 por el Banco Central de Honduras. Para efectos referenciales, en la Tabla D-1 se presentan las tarifas de flete terrestre correspondientes a las principales terminales ubicadas en diferentes sitios en Honduras.

Tabla D-1. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs. USD/gal

Diésel	LPG
0.9344	0.9344

Fuente: Elaboración propia.

Para estimar el costo de transporte terrestre del búnker, se toma como referencia el costo del transporte del diésel, al cual se le aplicó un factor de 1.2. Este factor busca capturar el sobre costo requerido por un sistema de transporte que asegure un control de temperatura para mantener la fluidez de dicho combustible. De manera análoga, para el caso del gas natural, su costo de transporte se estima tomando como referencia el del LPG, ajustándolo con un factor de 1.2. Al aplicar este factor, se refleja el sobre costo derivado de un sistema de transporte que garantice temperaturas inferiores para conservar el combustible en su fase líquida. Posteriormente, se convierten estos costos de transporte por galón a unidades energéticas (centavos de dólar por MMBtu), utilizando los factores de conversión correspondientes al poder calorífico inferior (*Lower Heating Value*, LHV) reportados en el *Monthly Energy Review* de la EIA [29] para el mes de marzo. Los valores resultantes se presentan en la Tabla D-2.

Tabla D-2. Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs. USD/MMBtu

Diésel	Búnker	Gas natural
0.0728	0.0802	0.1320

Fuente: Elaboración propia.

D.3 Cadena de costos del búnker y del diésel

En la presente sección se muestra el desglose del costo del combustible para las centrales térmicas de búnker y diésel en Honduras. Los costos asociados a la internación y transporte marítimo del combustible se estimaron con información de la CAP y de S&P Platts [30]. Estos costos de transporte marítimo contemplan trayectorias que van desde puntos típicos de la costa del golfo de EE. UU. hasta puertos de referencia en Centroamérica. Por su parte, el costo financiero se estima utilizando la metodología presentada en el Acuerdo SEN-123-2024 [31]. En resumen, esta información se presenta en la Tabla D-3.

Tabla D-3. Costo de flete marítimo e internación y costo financiero en ctvs. USD/gal

Componentes	Costo búnker	Costo diésel
Costo de flete marítimo e internación	19.15	29.35
Costo financiero	0.22	0.32

Fuente: Elaboración propia.

Se utiliza la referencia [29] para encontrar el contenido calorífico de cada barril de combustible y, por medio de su relación HHV/LHV obtenida en la referencia [32], se convierten a unidades de LHV para el búnker y el diésel, resultando en 5.878 MMBtu/bbl y 5.394 MMBtu/bbl, respectivamente. Por lo tanto, la Tabla D-4 presenta los costos de flete, internación y los costos financieros tanto para el búnker como para el diésel.

Tabla D-4. Costo de flete marítimo e internación y costo financiero en USD/MMBtu

Componentes	Costo búnker	Costo diésel
Costo de flete marítimo e internación	1.36	2.29
Costo financiero	0.016	0.24

Fuente: Elaboración propia.

D.4 Cadena de costos del gas natural

Al precio del gas natural en Henry Hub, se le adiciona un incremento del 15% que representa los costos que podría incurrir el comprador del gas natural. Para el servicio de licuefacción en la zona cercana a Henry Hub, se revisa información pública concerniente a los precios de contratos y acuerdos recientes. Como resultado de consultar la información disponible de diversas fuentes de referencia, se estima un costo de licuefacción de 2 USD/MMBtu [33], tomando en cuenta un contrato de largo plazo que garantice el servicio. Este valor incluye el costo del transporte por gasoducto desde el nodo físico de Henry Hub hasta la planta licuefactora.

Posteriormente, se estima un costo de 0.3 USD/MMBtu relacionado con el transporte y la internación del combustible. Los costos de transporte marítimo se estiman en 0.10 USD/MMBtu. Este cálculo se basa en información proporcionada por Platts, que considera la tarifa diaria de un buque estándar transportando 160,000 metros cúbicos de gas natural licuado. Esta estimación incluye aproximadamente cuatro días de ida y regreso desde Port Arthur en Texas hasta Puerto Cortés, 1.5 días para la carga del gas natural licuado y otros 1.5 días para la descarga de este. Además, se consideran costos de carga y descarga obtenidos de [34], resultando en 190,000 USD/día. Este costo se puede expresar como un cargo adicional de 0.19 USD/MMBtu.

En cuanto a los costos locales, se considera que estos representan un 10% de los costos totales relacionados con el transporte marítimo tanto de carga como de descarga, resultando en un valor de 0.0285 USD/MMBtu. Finalmente, utilizando la información disponible en [33], se estima un costo unitario de regasificación de 1 USD/MMBtu. En resumen, esta información se presenta en la Tabla D-5.

Tabla D-5. Cadena de costos del gas natural en USD/MMBtu

Licuefacción	Transporte marítimo e internación	Regasificación
2	0.3	1

Fuente: Elaboración propia.

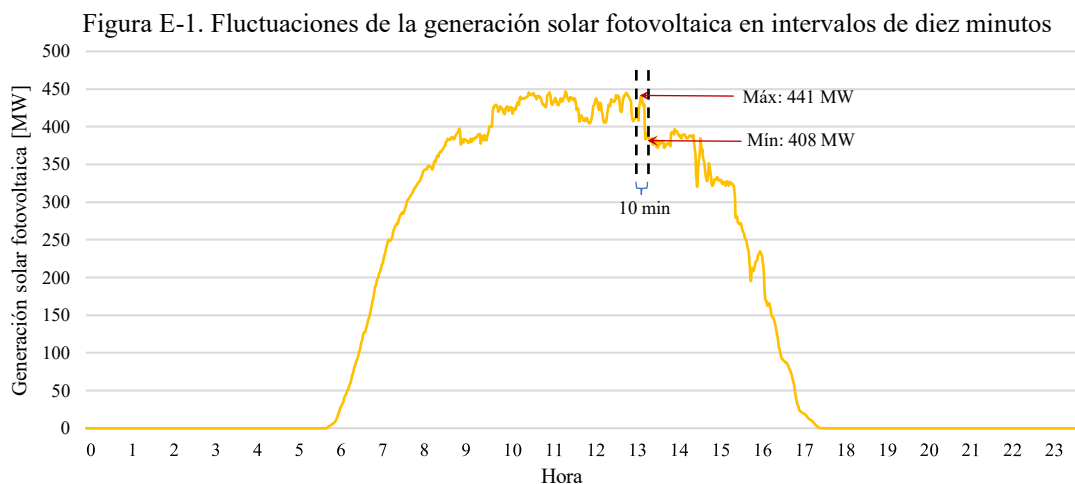
E Metodología para determinar reservas relativas

El sector eléctrico ha experimentado una transformación significativa de su matriz de generación, impulsada por políticas orientadas a la diversificación energética y a la reducción de la dependencia de tecnologías basadas en derivados del petróleo. En ese contexto, se han incorporado al sistema aproximadamente 550 MW de capacidad instalada en centrales solares fotovoltaicas y 238 MW en eólicas, lo que representa cerca del 24% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico nacional. Este nivel de penetración de fuentes renovables variables introduce desafíos en la operación del sistema, derivados de la variabilidad y la incertidumbre inherente de estas fuentes.

Por lo tanto, en el presente anexo se presenta la metodología utilizada para determinar el requerimiento total de reserva secundaria para compensar los desvíos entre la generación y la demanda de energía eléctrica. Esta metodología se basa en [35], la cual busca cubrir las variaciones entre generación y demanda eléctrica con una resolución de diez minutos. Para su aplicación, se utilizaron los registros del año 2024.

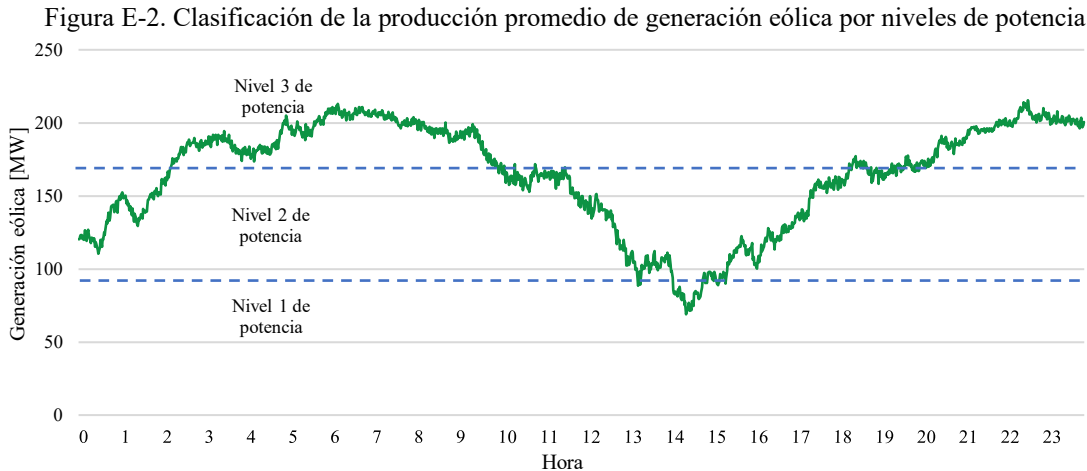
E.1 Determinación de los niveles de potencia

Inicialmente, se evalúa el registro de la generación renovable variable capturando sus variaciones en intervalos de diez minutos, luego se identifica el valor máximo, mínimo y promedio de cada intervalo. Además, para cada intervalo, se determina la diferencia entre el valor máximo y mínimo. Este proceso se ilustra en la Figura E-1 donde se muestra un perfil de generación solar fotovoltaica para un día en particular, evidenciando una variación en un intervalo de diez minutos, en el cual se alcanza un valor máximo de 441 MW y un mínimo de 408 MW.



Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Para cada intervalo se calculan los promedios y se normalizan con la capacidad instalada de la generación renovable variable. Al definir tres niveles de potencia equidistantes, cada promedio es clasificado según el rango de potencia en el que se ubique. Para efectos ilustrativos, en la Figura E-2 se muestra la aplicación de estos tres niveles sobre un perfil diario de generación eólica. A partir de la figura, se observa que, el primer nivel abarca los valores comprendidos entre 0% y 33%. El segundo nivel incluye los valores superiores a 33% e inferiores al 66% y, finalmente, el tercer nivel corresponde a los valores superiores al 66%. Es importante resaltar que esta clasificación se aplica tanto a la generación solar fotovoltaica como a la eólica.

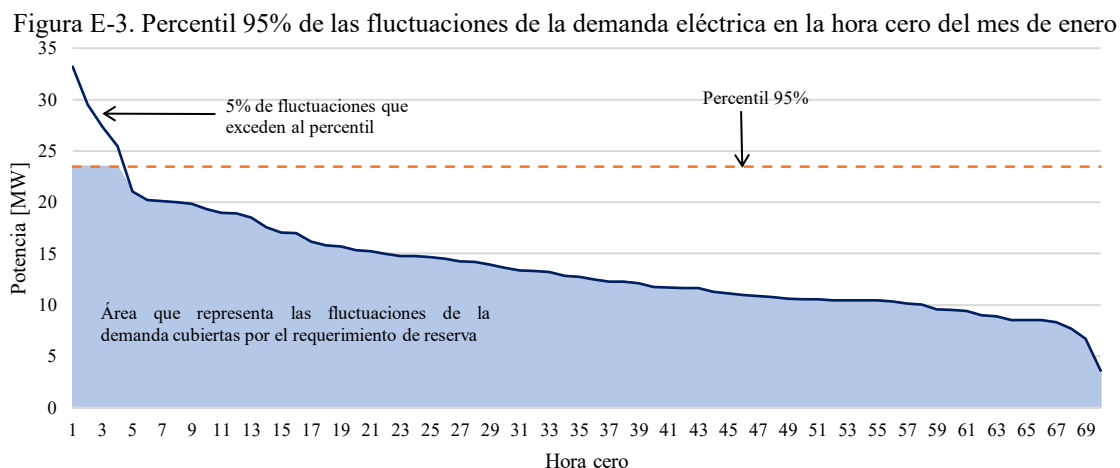


Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Para la demanda eléctrica, los límites de cada nivel son establecidos en función de su valor mínimo registrado. De esta forma, se toma el porcentaje asignado a cada nivel y se multiplica por la diferencia entre la demanda máxima y la mínima anual. Posteriormente, se suma la demanda mínima para obtener el rango de cada nivel de potencia.

E.2 Determinación del requerimiento individual de reserva

Una vez calculadas todas las variaciones en intervalos de diez minutos y los niveles de potencia tanto para la generación renovable variable como para la demanda eléctrica, se procede a evaluar los resultados para encontrar el requerimiento de reserva relativa. Para este cálculo, se estima un valor que cubra el 95% de las variaciones de los intervalos dentro de cada hora para los diferentes niveles de potencia, esta implementación se desarrolla en función de una agrupación horaria de 24 horas por mes, resultando en 288 conjuntos por año. Este proceso se ilustra en la Figura E-3, la cual muestra las fluctuaciones de la demanda eléctrica (línea azul decreciente) para la hora cero del mes de enero. A partir de estos datos, se calcula el percentil 95% (línea de color naranja) y se determina el área de color azul que representa las variaciones cubiertas por el requerimiento de reserva.



Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Al calcular los requerimientos de reserva tanto para la demanda eléctrica como para la generación renovable variable, dichos requerimientos se normalizan con respecto a la demanda máxima de potencia y a la capacidad renovable instalada, respectivamente. De este modo, se definen los requerimientos relativos de reserva para la generación renovable variable ($r_{t,s,d}^{sf}$, $r_{t,s,d}^{eo}$) y para la demanda eléctrica ($r_{t,s,d}^D$) en cada nivel de potencia, hora, y etapa.

E.3 Cálculo del requerimiento total de reserva secundaria

El requerimiento total de reserva secundaria se estima a partir de la suma geométrica del requerimiento relativo de reservas de la demanda eléctrica y de la generación renovable variable (solar fotovoltaica y eólica). La suma geométrica de estos requerimientos se implementa para reducir el nivel de conservadurismo en el requerimiento total de reserva, dado que las fluctuaciones en demanda y generación renovable variable pueden compensarse mutuamente. Este requerimiento total de reserva secundaria se modela en el lado derecho de la ecuación (4).

$$\sum_i^{Ntre} Rs_{i,t,a}^{tre} + \sum_i^{Ntrc} Rs_{i,t,a}^{trc} + \sum_i^{Nhde} Rs_{i,t,a}^{hde} + \sum_i^{Nhdc} Rs_{i,t,a}^{hdc} \geq \sqrt{(r_{t,s,d}^{sf} \cdot CI^{sf})^2 + (r_{t,s,d}^{eo} \cdot CI^{eo})^2 + (r_{t,s,d}^D \cdot \bar{D}_a)^2}, \quad (4)$$

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",

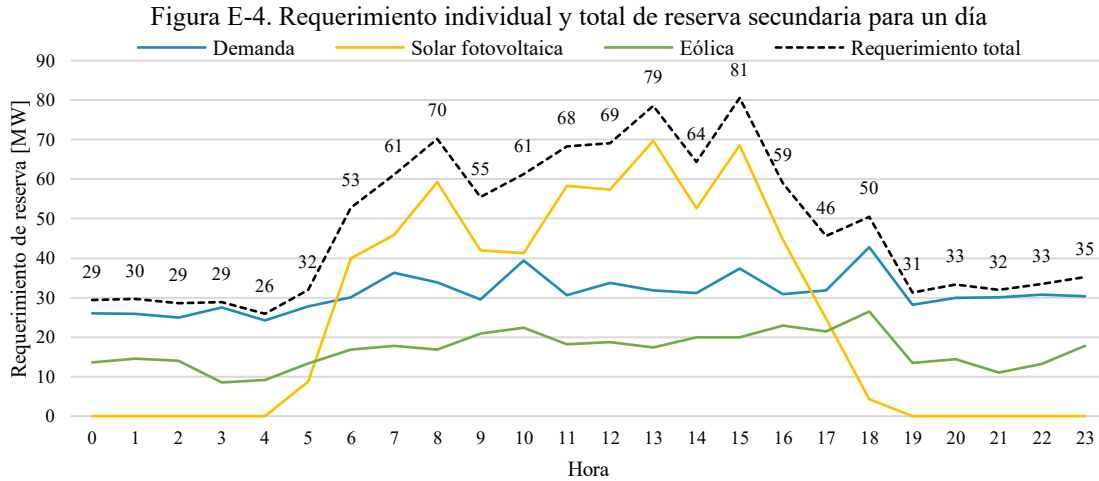
$r_{t,s,d}^D$: Reserva relativa de demanda en p.u., para el tiempo "t", etapa "s" y nivel de potencia "d",

CI^{sf} : Capacidad instalada solar fotovoltaica,

CI^{eo} : Capacidad instalada eólica,

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

La Figura E-4 ilustra, para un día típico del mes de julio del año 2024, el requerimiento total de reserva secundaria del sistema y los requerimientos individuales de demanda y de generación renovable. Es posible observar que el requerimiento total de reserva secundaria refleja la combinación de los requerimientos individuales y proporciona el margen requerido para compensar las fluctuaciones entre generación y demanda eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos de la metodología implementada.

Aplicando la metodología descrita previamente, se determina el requerimiento total de reserva secundaria [lado derecho de la ecuación (4)] para el horizonte de estudio 2026-2035. Para ello, se proyecta la reserva individual asociada a la demanda eléctrica, utilizando las tasas de crecimiento correspondientes. En cuanto a los requerimientos individuales de reserva debido a la generación renovable variable, estas se mantienen constantes a lo largo del período de estudio, debido a que los proyectos candidatos de este tipo de tecnología incorporan sistemas de almacenamiento para compensar sus fluctuaciones. Cabe destacar que la ecuación (4) se incorpora como restricción dentro del modelo de planificación de la expansión de la generación, donde el lado izquierdo de esta restricción depende de las variables de decisión del modelo de optimización. Estas variables contabilizan los aportes a dicho requerimiento de reserva por parte de las tecnologías térmicas e hidroeléctricas tanto existentes como candidatas.

F Metodología para generar escenarios de baja hidrología

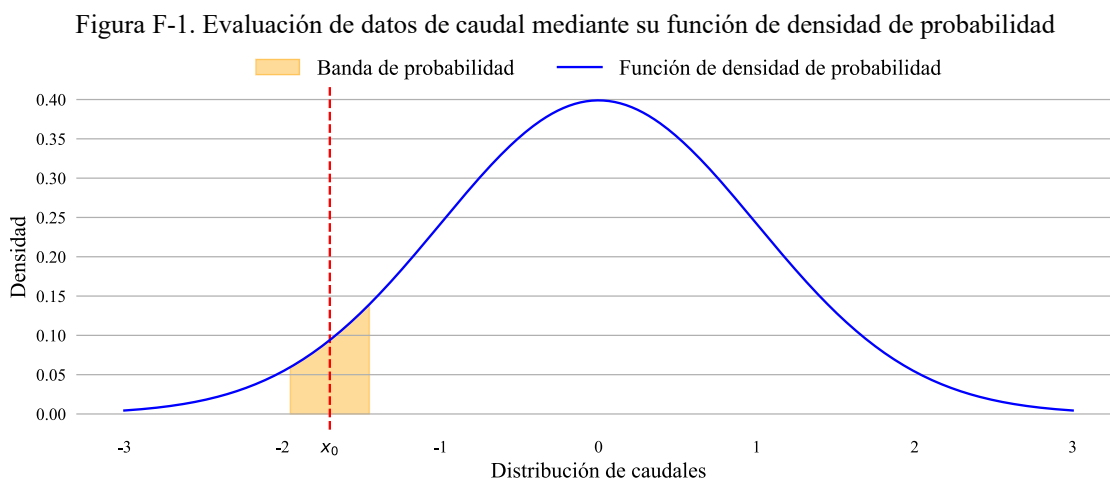
En el proceso de la planificación, resulta relevante analizar escenarios que representen condiciones de baja hidrología, como consecuencia de los efectos de la variabilidad climática. Estos efectos pueden ser manifestados como sequías prolongadas o alteración en patrones de precipitación, provocados por el aumento en la concentración de gases de efecto invernadero, cuya influencia puede impactar en la producción de energía eléctrica de las centrales hidroeléctricas. En ese sentido, la transición energética, impulsada por compromisos internacionales como el Acuerdo de París [36], exige no solo la diversificación de la matriz energética, sino también incorporar estrategias para evaluar la vulnerabilidad del sistema ante escenarios climáticos adversos.

Por lo tanto, este anexo tiene como finalidad describir la metodología adoptada para representar escenarios de baja hidrología, los cuales pueden ser utilizados como factores técnicos para robustecer el proceso de planificación de la expansión de la generación ante los desafíos que impone el cambio climático.

F.1 Análisis estadístico de datos históricos

Para implementar la metodología desarrollada en este anexo, la primera etapa consiste en obtener el registro histórico de los caudales asociados a las centrales hidroeléctricas existentes y proyectos futuros. Dichos caudales son categorizados en períodos mensuales. Posteriormente, se busca identificar, clasificar y sustituir los valores atípicos encontrados en los registros de caudales afluentes. Dicho proceso comienza con la fase de estructuración de los datos, donde cada registro histórico se organiza en matrices. Cada una de estas matrices, se ordenan de forma que las filas correspondan a los años y las columnas a los meses. Estos datos son estandarizados para facilitar su comparación relativa entre etapas similares de los diferentes años registrados.

Con los datos procesados y estandarizados, se procede a su evaluación mensual mediante técnicas estadísticas no paramétricas para estimar su FDP, esto con el objetivo de identificar valores atípicos asociados a fenómenos climatológicos, como El Niño y La Niña. La estrategia para detectar estos valores atípicos consiste en calcular una banda de probabilidad para cada medición de caudal. Para este proceso, la Figura F-1 muestra una curva de FDP junto con la evaluación de un valor x_0 , correspondiente a una medición de caudal. Para esta medición, centrada en su banda de probabilidad, se le determina un peso, el cual se compara con un umbral de significancia, y si es menor, la medición se clasifica como un valor atípico.

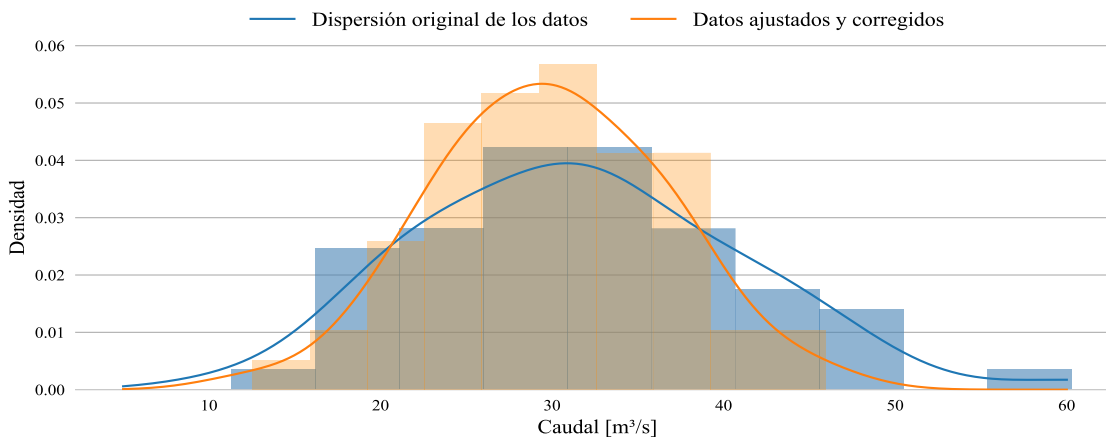


Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Luego de clasificar los valores atípicos y asociarlos a su año correspondiente, estos se descartan con el fin de ajustar nuevos modelos estadísticos. Dichos modelos permiten generar escenarios corregidos que sustituyan los

datos de los años atípicos eliminados, mejorando así la dispersión y representatividad del conjunto de datos. Este proceso de identificación y corrección se ilustra en la Figura F-2. En la fase de identificación, la figura presenta la FDP junto con el histograma de color azul, que muestra la dispersión original de los datos. Además, se resalta mediante rectángulos punteados, los caudales atípicos localizados en las colas de la distribución. En la fase de corrección, se observa como estos valores son ajustados, reflejándose en la curva de FDP y el histograma de color naranja, lo que evidencia la modificación de la distribución tras implementar este procedimiento.

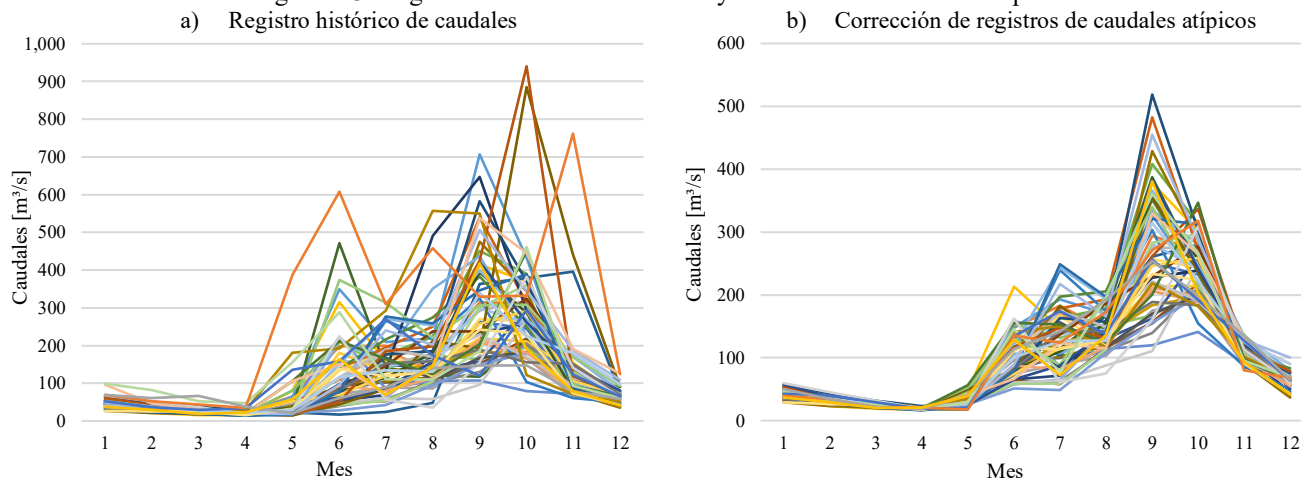
Figura F-2. Proceso de identificación y corrección de valores atípicos de caudales



Fuente: Elaboración propia a partir de la implementación de la metodología.

Para fines ilustrativos, la Figura F-3 muestra tanto los registros históricos de caudales para el período de 1965-2024 como los resultados obtenidos tras la implementación del procedimiento propuesto. En la Figura F-3-(a) se observa que los registros históricos de caudales tienen un comportamiento influenciado por valores atípicos. Implementando la metodología propuesta, se obtienen los valores de caudal ilustrados en la Figura F-3-(b), donde se evidencia que los datos muestran una mayor simetría en su distribución y una reducción significativa de la influencia asociada a los eventos climatológicos. Estos resultados constituyen la base metodológica para la formulación de escenarios de baja hidrología, los cuales se desarrollan y se discuten en las siguientes subsecciones.

Figura F-3. Registro de caudales históricos y corrección de caudales atípicos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos históricos y resultados de la metodología.

F.2 Clasificación y selección de escenarios de baja hidrología

En este estudio se analizan las repercusiones originadas principalmente por el fenómeno de El Niño, debido a su significativo impacto en la operación del sistema eléctrico. No obstante, es importante resaltar que la metodología desarrollada puede implementarse para analizar ambos fenómenos. El fenómeno de El Niño se caracteriza por la presencia de canículas más intensas y prolongadas entre los meses de junio y septiembre, así como por sequías extendidas y temperaturas elevadas, lo que afecta directamente la disponibilidad de los recursos hídricos y la eficiencia de la generación de energía eléctrica. En contraste con el fenómeno de La Niña, el cual generalmente produce un aumento en la precipitación durante la temporada lluviosa [37].

En la etapa de clasificación, se realiza un análisis de los patrones observados en los registros históricos de precipitación pluvial, disponibles en [38]. Mediante este análisis, se identifican diferentes categorías de precipitación anual, como ser neutras, bajas moderadas y bajas críticas. Siendo las dos últimas categorías de mayor interés para el desarrollo del presente estudio. De esta forma, se procede a extraer de los registros históricos, dos conjuntos de datos, los cuales se clasifican como escenarios de hidrología moderada y crítica.

Para la formulación de escenarios de hidrología moderada, se utilizan los resultados del análisis estadístico aplicado a los registros históricos de caudales. Este análisis permite identificar reducciones significativas en los caudales determinadas por el umbral de significancia seleccionado. En el caso de los escenarios de hidrología crítica, se selecciona el 10% de los años con los menores valores de caudal acumulado a partir del conjunto original de datos. Estos años se incorporan al final del registro histórico con el objetivo de que, al aplicar modelos autorregresivos, su influencia sea determinante en la proyección de caudales futuros.

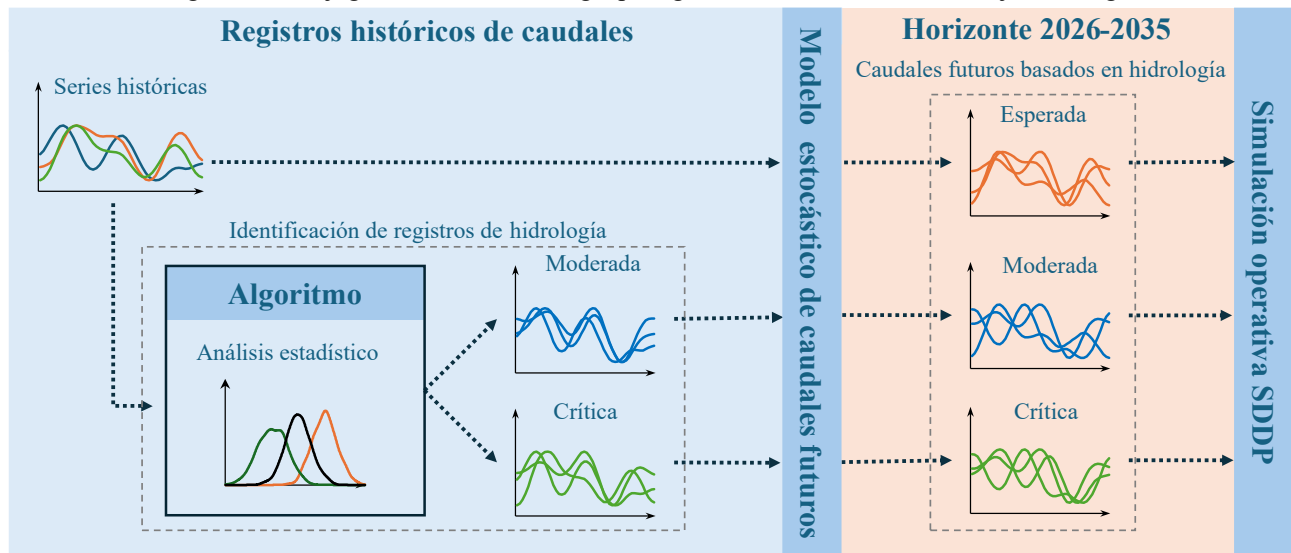
F.3 Generación de caudales futuros

Con base en los registros históricos y con los dos conjuntos de escenarios de hidrología clasificados como moderados y críticos, se procede a generar proyecciones de caudales futuros mediante modelos estocásticos autorregresivos incorporados en SDDP. Como resultado, se obtienen tres conjuntos de caudales futuros, los cuales consisten en: escenarios de hidrología esperada generados a partir de los registros históricos, escenarios con hidrología moderadamente seca y los críticamente secos. Posteriormente, utilizando la clasificación de la precipitación pluvial anual, se adoptan patrones estacionales que permiten modelar estos tres conjuntos de escenarios hidrológicos durante diferentes períodos dentro del horizonte de planificación. Para modelar estos conjuntos de caudales futuros, se utiliza el enfoque de incertidumbre reducida del software SDDP.

Con el propósito de ilustrar el procedimiento descrito en este anexo, en la Figura F-4 se presenta un flujograma que resume, de forma secuencial, las fases de recopilación, procesamiento y análisis de datos, para la construcción de los caudales futuros basados en los tres conjuntos de hidrología. En la primera etapa, a partir de las series históricas, se implementa el algoritmo de identificación y corrección de caudales para obtener los registros de hidrología moderada y crítica. Para generar caudales futuros, se implementa un modelo estocástico autorregresivo (en SDDP) utilizando las series históricas y los registros de hidrología moderada y crítica. Estos tres conjuntos de caudales futuros son modelados dentro del horizonte 2026-2035, siguiendo los patrones estacionales identificados para simular el impacto de estos escenarios en la operación del sistema de generación de energía eléctrica.

En resumen, los escenarios denominados de baja hidrología, utilizados para evaluar la operación del sistema eléctrico nacional ante condiciones adversas, comprenden un conjunto de caudales futuros generados a partir del registro histórico y de implementar la metodología desarrollada para identificar los registros denominados como hidrología moderada y crítica. Este conjunto de caudales futuros, basado en hidrología esperada, moderada y crítica, se representa en diferentes años dentro del horizonte 2026-2035. Además, es importante resaltar que, esta metodología se aplica para todas las centrales hidroeléctricas modeladas en el programa SDDP.

Figura F-4. Flujoograma de la metodología para generación de escenarios de baja hidrología



Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología desarrollada.

G Estimación del costo nivelado de la energía

Un método comúnmente utilizado para evaluar la viabilidad económica de un proyecto de generación de energía eléctrica es el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés), esta métrica permite determinar el valor que debe alcanzar el costo de la energía eléctrica para recuperar la inversión inicial durante la vida útil según la tecnología evaluada. El LCOE es una métrica que integra los principales parámetros de costo y desempeño de una tecnología de generación. Para este análisis se utiliza la expresión (5), definida como la relación entre el costo total de la tecnología de generación y la producción total de energía eléctrica durante su vida útil [39].

$$LCOE_{Descontado} = \frac{CInv_0 + \sum_{a=0}^L \frac{Cop_a}{(1+td)^a}}{\sum_{a=0}^L \frac{E_a}{(1+td)^a}}, \quad (5)$$

donde,

E_a : representa la cantidad de energía producida (MWh) en el año "a",

Cop_a : representa los costos operativos anuales (USD),

$CInv_0$: representa el costo de inversión inicial (USD),

L : representa la vida útil del proyecto,

td : representa la tasa de descuento.

En este anexo se presenta el LCOE estimado para las diferentes tecnologías de generación que se consideraron como centrales candidatas para elaborar el presente estudio de expansión. Esta métrica no necesariamente refleja los resultados del plan óptimo de expansión de la generación, esto considerando que el factor de planta de algunas centrales depende de la optimización del despacho. Por lo tanto, los factores de planta utilizados para el cálculo del LCOE son de carácter comparativo y corresponden a valores típicos de cada tecnología.

Los resultados del LCOE para las centrales térmicas se presentan en la Tabla G-1. Dentro de esta categoría se incluyen las turbinas en ciclo abierto que pueden operar con gas natural o diésel, las turbinas en ciclo combinado a base de gas natural, los motores de combustión interna dual a base de búnker, diésel o gas natural, así como los motores en ciclo combinado a base de gas natural. Para efectos comparativos, en este análisis se adopta un factor de planta del 80% para centrales con capacidad superior a 100 MW, bajo el criterio que estas centrales podrían operar como generación base. En contraste, para las centrales con capacidades inferiores a 100 MW, se considera un factor de planta de 20%, asumiendo que estas instalaciones estarían destinadas a cubrir requerimientos de demanda máxima o funcionar como generación de respaldo ante condiciones de alta exigencia del sistema.

Tabla G-1. Costo nivelado de la energía para el conjunto de candidatos de generación térmica

Tecnología	Recurso	Capacidad [MW]	Vida útil [años]	Factor de planta [%]	LCOE [USD/MWh]
Motor de combustión interna	Gas natural	100	25	80	93.08
Motor de combustión interna dual	Gas natural	100	25	80	95.74
Motor de combustión interna dual	Búnker	100	25	80	120.98
Motor de combustión interna dual	Diésel	100	25	80	175.07
Motor de combustión interna dual	Gas natural	50	25	20	175.14
Motor de combustión interna dual	Búnker	50	25	20	195.24
Motor de combustión interna dual	Diésel	50	25	20	249.21
Motor de combustión interna dual	Gas natural	30	25	20	188.37
Motor de combustión interna dual	Búnker	30	25	20	200.63
Motor de combustión interna dual	Diésel	30	25	20	254.77
Motor de combustión interna en ciclo combinado	Gas natural	250	25	80	90.39
Turbina de gas en ciclo abierto	Gas natural	50	25	20	179.15
Turbina de gas en ciclo abierto	Gas natural	30	25	20	194.43
Turbina de gas en ciclo abierto	Gas natural	70	25	20	170.21
Turbina de gas en ciclo abierto	Diésel	70	25	20	241.53
Turbina de gas en ciclo combinado	Gas natural	250	25	80	86.09

Fuente: Elaboración propia a partir de los cálculos realizados.

Es importante notar que, para el motor de combustión interna dual de 100 MW, se ha adoptado un factor de planta de 80% en su operación con cualquiera de los tres combustibles disponibles: gas natural, búnker y diésel. Esta consideración, particularmente en el caso del diésel, es de carácter ilustrativo y se utiliza con fines comparativos. Los resultados muestran que operar este motor con diésel bajo este mismo factor de planta incrementa significativamente el LCOE, en comparación con su operación utilizando gas natural o búnker.

Por otra parte, las centrales de almacenamiento de energía eléctrica en baterías son consideradas con un factor de planta del 17%. En lo que respecta a las fuentes renovables, las centrales eólicas y solares fotovoltaicas se analizan con factores de planta del 39% y 25%, respectivamente. Es importante resaltar que, dentro del presente estudio de planificación, se consideran únicamente como candidatas las tecnologías solar fotovoltaica y eólica acopladas a un sistema de almacenamiento en batería; por lo que, las estimaciones del LCOE de las tecnologías solar y eólica se presentan para efectos comparativos. Para las centrales hidroeléctricas regulables y no regulables, se adopta un factor de planta del 50% y 40%, respectivamente. Las centrales geotérmicas se evalúan con un factor de planta del 85%. El desglose de los resultados del LCOE para estas tecnologías se presenta en la Tabla G-2.

Tabla G-2. Costo nivelado de la energía para el conjunto de candidatos de generación renovable y baterías

Tecnología	Capacidad [MW]	Vida útil [años]	Factor de planta [%]	LCOE [USD/MWh]
Sistema de almacenamiento de energía en baterías	50	20	17	184.02
Sistema de almacenamiento de energía en baterías	15 - 25	20	17	195.82
Eólica	200	25	39	60.90
Eólica	100	25	39	65.53
Eólica	50	25	39	66.27
Geotérmica	20	30	85	112.07
Hidroeléctrica regulable	198	50	50	110.65
Hidroeléctrica regulable	> 100 - < 270	50	50	127.57
Hidroeléctrica regulable	> 10 - < 100	50	50	127.45
Hidroeléctrica no regulable	< 10	40	40	123.24
Solar fotovoltaica	150	30	25	53.25
Solar fotovoltaica	50	30	25	65.45
Solar fotovoltaica	20	30	25	69.80

Fuente: Elaboración propia a partir de los cálculos realizados.

Para las centrales renovables variables acopladas con un sistema de almacenamiento, se incluyen centrales solares fotovoltaicas que integran almacenamiento en baterías con capacidad de 30% con respecto a la potencia AC de la central renovable. En el caso de las centrales eólicas, incorporan almacenamiento en baterías con capacidad del 10% de la potencia de la central. Los factores de planta adoptados son: 30% para las centrales solar fotovoltaica con almacenamiento y 40% para las centrales eólicas con almacenamiento. Los resultados del LCOE estimado para estos sistemas híbridos se presentan en la Tabla G-3.

Tabla G-3. Costo nivelado de la energía para el conjunto de candidatos de sistemas híbridos

Tecnología	Capacidad [MW]	Vida útil [años]	Factor de planta [%]	LCOE [USD/MWh]
Eólica	120 - 130	25	40	69.83
Batería	12 - 13			
Eólica	50	25	40	71.08
Batería	5			
Solar fotovoltaica	50	30	30	73.88
Batería	15			
Solar fotovoltaica	20	30	30	77.23
Batería	6			

Fuente: Elaboración propia a partir de los cálculos realizados.

Además, en la Tabla G-4 se presentan los resultados del LCOE para tecnologías híbridas con configuraciones específicas de almacenamiento. Entre estas tecnologías, se cuenta con una central solar fotovoltaica de 50 MW acoplada a baterías de 75 MW. Asimismo, se considera una central solar fotovoltaica con 125 MW integrada con

100 MW de capacidad en baterías y otra central solar fotovoltaica con capacidad de 25 MW y 25 MW de capacidad de respaldo en baterías. Además, se contempla una central solar fotovoltaica con 150 MW de capacidad con 150 MW de almacenamiento mediante hidroeléctrica de bombeo. Finalmente, se incluye una central híbrida de gran escala compuesta de 1,681 MW de capacidad solar fotovoltaica, 1,000 MW de almacenamiento en baterías y 1,200 MW de almacenamiento por bombeo.

Tabla G-4. Costo nivelado de la energía para candidatos de sistemas híbridos con almacenamiento superior al 30%

Tecnología	Capacidad [MW]	Vida útil [años]	Factor de planta [%]	LCOE [USD/MWh]
Solar fotovoltaica	125	30	39	66.08
Batería	100			
Solar fotovoltaica	50	30	26	169.77
Batería	75			
Solar fotovoltaica	25	30	42	101.77
Batería	25			
Solar fotovoltaica	150	30	50	127.83
Hidroeléctrica de bombeo	150			
Solar fotovoltaica	1,681	30	35	117.69
Batería	1,000			
Hidroeléctrica de bombeo	1,200			

Fuente: Elaboración propia a partir de los cálculos realizados.

H Centrales generadoras del sistema interconectado nacional

En base a un inventario actualizado a mayo del 2025, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuenta con 106 centrales generadoras operativas, según datos del informe de Planificación Operativa de Largo Plazo [40]. Las centrales hidroeléctricas representan el 27% de la capacidad total instalada en el SIN, con un total de 48 centrales. De estas, 7 corresponden a centrales regulables como Francisco Morazán, Cañaveral, Patuca III, La Vegona, Río Lindo, Shol y Arenal, que suman una capacidad instalada de 649.55 MW. Las 41 centrales restantes son no regulables, con una capacidad total de 277.84 MW. La Tabla H-1 detalla la capacidad instalada de cada planta.

Tabla H-1. Centrales hidroeléctricas operativas en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [MW]
Agua Verde	1.00	Los Laureles	3.50
Arenal	62.80	Mangungo	1.45
Babilonia	4.40	Matarras	1.70
Canjel	2.75	Mezapa	9.00
Cañaveral	29.00	Morjas	10.20
Cececapa	3.04	Nacaome	28.05
Chachaguala	13.90	Patuca III	104.00
Chamelecón	11.80	Pencaligüe	17.24
Churune	6.60	Peña Blanca	2.05
Coronado	7.00	Río Betulia	9.46
Corral de Piedras	2.75	Río Blanco	5.30
Cortecito	5.50	Río Frío	3.80
Cuyagual	7.00	Río Guineo	1.00
Cuyamapa	12.80	Río Lindo	80.00
Cuyamel	10.57	Río Quilio	1.30
El Nispero	22.50	San Alejo	2.20
El Nispero II	6.00	San Carlos	4.20
Francisco Morazán	300.00	San Juan Pueblo	6.96
Genera Los Laureles	4.80	San Martín	3.00
Hidro Yojoa	0.70	Santa María del Real	1.20
La Aurora	9.36	Sazagua	9.90
La Esperanza	14.00	Shol	33.75
Las Glorias	6.20	Zacapa	0.56
La Vegona	40.00	Zinguizapa	3.10

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

El SIN cuenta con 18 centrales solares fotovoltaicas, que representan el 16% de la capacidad total instalada, con un aporte total de 549.91 MW. La incorporación más reciente es la central Cihesa, con una capacidad instalada de 46 MW. En la Tabla H-2 se detalla cada una de estas plantas y su respectiva capacidad instalada.

Tabla H-2. Centrales solares fotovoltaicas operativas en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [MW]
Choluteca I	20.00	Helios	25.00
Choluteca II	30.00	Las Lajas	10.19
Cihesa	46.00	Llanos del Sur	13.75
Cinco Estrellas	50.00	Marcovia	40.50
Cohessa	50.00	Mecer	25.60
El Pollito	20.00	Nacaome I	44.50
Enerbasa	21.12	Nacaome II	49.50
Fotersa	20.00	Prados Sur	28.75
Fray Lázaro	5.00	Sopossa	50.00

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

En cuanto a la tecnología eólica, el SIN cuenta con 3 centrales que en conjunto suman una capacidad instalada de 238.1 MW, representando aproximadamente el 7% del total de la capacidad del sistema. En la Tabla H-3 se identifican cada una de estas centrales y su capacidad.

Tabla H-3. Centrales eólicas operativas en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]
Cerro de Hula	126.00
Chinchayote	48.30
Planta San Marcos	63.80

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

Geoplatanares es actualmente la única central de tecnología geotérmica operativa en el SIN, con una capacidad instalada de 40 MW. Esta representa aproximadamente el 1% de la capacidad total del sistema. En la Tabla H-4 se identifica su capacidad instalada.

Tabla H-4. Central geotérmica operativa en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]
Geoplatanares	40.00

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

El SIN cuenta con 10 centrales de biomasa operativas, las cuales representan el 6% de la capacidad total instalada, totalizando 203.83 MW. En la Tabla H-5 se presentan estas centrales y su capacidad instalada.

Tabla H-5. Centrales de biomasa operativas en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [MW]
Aceydesa	4.80	Celsur	29.00
Azunosa	19.30	Chumbagua	20.00
Biogas y Energía	3.21	Ecopalsa	5.62
Cahsa	30.00	Honduras Green Power Plant	43.80
Caracol Knits	18.10	Tres Valles	30.00

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

En el año 2024 se incorporaron 3 centrales de arrendamiento, para el año 2025 se integraron 4 nuevas centrales térmicas a base de diésel, siendo: Arrendamiento Santa Marta con 20 MW con inicio de operación el 11 de abril de 2025; Arrendamiento Villanueva con 90 MW, en operación desde el 8 de abril de 2025; Arrendamiento Nispero con 10 MW, operativa desde el 18 de marzo de 2025; y Arrendamiento El Progreso con 30 MW, incorporada el 11 de marzo de 2025. En conjunto, estas centrales suman 203.04 MW, representando el 6% del total de la capacidad instalada del SIN. En la Tabla H-6 se identifican las centrales térmicas de arrendamiento y su capacidad instalada.

Tabla H-6. Centrales térmicas de arrendamiento operativas en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]
Arrendamiento Laeisz Danlí	11.00
Arrendamiento El Progreso	30.00
Arrendamiento Nispero	10.00
Arrendamiento Laeisz San Isidro	20.00
Arrendamiento Laeisz Santa Rosa	22.04
Arrendamiento Villanueva	90.00
Arrendamiento Santa Marta	20.00

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

En la Tabla H-7 se presenta el resto de las centrales térmicas que operan a base de búnker o diésel, las cuales representan el 34% de la capacidad total instalada en el SIN, sumando una capacidad de 1,170.17 MW.

Tabla H-7. Centrales térmicas a base de búnker o diésel operativas en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [MW]
Brassavola	135.59	La Puerta	15.00
Ceiba Térmica	10.00	Laeisz Juticalpa	35.00
El Faro	43.00	Planta Térmica Laeisz	27.00
Elcosa	80.00	Lufussa III	240.00
Emce Choloma	48.00	Lufussa Valle	84.00
Enersa	258.02	Pecsa I y IV	25.86
Enersa Cogeneración	17.00	Pecsa II y III	37.20
La Ensenada	84.00	Santa Fe	1.50
Laeisz La Esperanza	12.00	Térmica Villanueva	17.00

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

En la Tabla H-8 se presenta la capacidad de la central Becosa, la cual utiliza carbón/petcoke para su producción de energía eléctrica. Esta central representa únicamente el 3% de la capacidad total del sistema.

Tabla H-8. Central de carbón/petcoke operativa en el SIN

Nombre	Capacidad [MW]
Becosa	105.00

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

En la Tabla H-9 se expone el resumen de la capacidad instalada en el sistema, especificando el tipo de recurso energético utilizado para producir energía eléctrica.

Tabla H-9. Capacidad total instalada en el SIN

Recurso	Capacidad [MW]
Hidroeléctrica	927.39
Búnker y diésel	1,373.21
Carbón/Petcoke	105.00
Biomasa	203.83
Geotérmico	40.00
Eólico	238.10
Solar fotovoltaica	549.91
Total	3,437.44

Fuente: Elaboración propia con información del CND [40].

Referencias

- [1] INODÚ, «Elaboración de un catálogo de costos de inversión en tecnologías de generación,» 2025.
- [2] U.S. Energy Information Administration - EIA, «Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies,» 2024.
- [3] Gas Turbine World 2024 GTW Handbook, «2024 GTW Handbook,» Pequot Publishing Inc., Fairfield CT, 2024.
- [4] Banco Interamericano de Desarrollo - BID, «Análisis de la información existente y diagnóstico de capacidades para el diseño de modelos geotérmicos conceptuales,» 2021.
- [5] U.S. Energy Information Administration - EIA, «Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies,» Washington, DC, 2020.
- [6] K&M Advisors, «Mesa de trabajo en el contexto de la política de fomento de la geotérmica en Honduras: costos y beneficios de la geotermia,» 2021.
- [7] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2023,» 2024.
- [8] Pacific Northwest National Laboratory - PNNL, «Energy Storage Cost and Performance Database,» [En línea]. Available: <https://www.pnnl.gov/projects/esgc-cost-performance/estimates>. [Último acceso: marzo 2025].
- [9] National Renewable Energy Laboratory - NREL, «Línea Base Tecnológica Anual de Electricidad,» 2024. [En línea]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/technologies>. [Último acceso: marzo 2025].
- [10] H. Heitsch y W. Römis, «Scenario Reduction Algorithms in Stochastic Programming,» *Computational Optimization and Applications*, vol. 24, pp. 187-206, 2003.
- [11] 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.
- [12] «EViews,» IHS Global Inc., [En línea]. Available: <https://www.eviews.com/download/ev12download.shtml>. [Último acceso: 2025].
- [13] Banco Central de Honduras - BCH, «Producto Interno Bruto Anual (Base 2000),» [En línea]. Available: [https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/cuentas-nacionales-anales-base-2000/producto-interno-bruto-\(base-2000\)](https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/cuentas-nacionales-anales-base-2000/producto-interno-bruto-(base-2000)). [Último acceso: septiembre 2024].
- [14] Secretaría de Finanzas - SEFIN, «Política de Endeudamiento Público (PEP) 2025-2028».
- [15] Instituto Nacional de Estadísticas - INE, «Proyección de población 2013-2050».
- [16] Banco Central de Honduras - BCH, «Informes Honduras en Cifras 2000-2007».
- [17] Empresa Nacional de Energía Eléctrica - ENEE, «Boletín Estadístico Diciembre 2007-2024».
- [18] Empresa Nacional de Energía Eléctrica - ENEE, «Evolución del porcentaje de cobertura eléctrica 1995-2019».
- [19] Secretaría de Estado en el Despacho de Energía - SEN, «Informe de Cobertura y Acceso a la Electricidad 2019-2023».
- [20] Centro Nacional de Despacho - CND, «Informe mensual operación del mercado y sistema eléctrico nacional 2019-2024».
- [21] Centro Nacional de Despacho - CND, «Informe anual operación del mercado y sistema eléctrico nacional 2019-2024».
- [22] Secretaría de Estado en el Despacho de Energía - SEN, «Prospectiva Energética - Adopción de la electromovilidad 2019-2050,» Tegucigalpa, Honduras.
- [23] F. M. Bass, «A new product growth for model consumer durables,» *Management Science*, vol. 15, nº 5, pp. 215-227, 1969.
- [24] Instituto Costarricense de Electricidad - ICE, «Crecimiento e impacto de la generación distribuida en Costa Rica 2019,» San José, Costa Rica, 2020.
- [25] J. Massiani y A. Gohs, «The choice of Bass model coefficients to forecast diffusion for innovative products: An empirical investigation for new automotive,» *Research in Transportation Economics*, vol. 50, pp. 17-28, 2015.
- [26] Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente - PNUMA, «El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe,» 2022.
- [27] Carros Eléctricos en Costa Rica, «La República,» [En línea]. Available: https://www.larepublica.net/articulo/carros-electricos-en-costa-rica#. [Último acceso: 25 Enero 2025].
- [28] Secretaría de Estado en el Despacho de Energía - SEN, «Estructura de los Precios de los Combustibles,» Febrero de 2025.
- [29] 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].

- [30] S&P Global Commodity Insights, «Platts Excel,» 2025.
- [31] Diario Oficial La Gaceta, «Acuerdo SEN-123-2024,» [En línea]. Available: <https://sen.hn/dghb-legal/>. [Último acceso: 2025].
- [32] Pacific Northwest National Laboratory - PNNL, «Hydrogen Tools h2tools,» [En línea]. Available: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>. [Último acceso: 2025].
- [33] Unidad de Planeación Minero Energética Colombia - UPME, «Estudio Técnico Para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/pang/>. [Último acceso: 2025].
- [34] S&P Global Commodity Insights, «Guía de especificaciones Globales del LNG,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/pricing-benchmarks/our-methodology/methodology-specifications/lng>. [Último acceso: 2025].
- [35] Consorcio Ecofys Netherlands B.V., Energynautics GmbH u Quantum América, «Análisis Técnico y Económico de Máxima Penetración de Energía Eólica y Solar en Red Eléctrica de Honduras,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.worldbank.org/en/>.
- [36] Secretaría de Estado en el Despacho de Energía - SEN, «Plan Estratégico Institucional 2024-2028,» [En línea]. Available: <https://sen.hn/objetivo-estrategico/>.
- [37] Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceanográficos y Sísmicos - CENAOS, «El Niño Oscilación del Sur (ENOS),» Comité Permanente de Contingencia - COPECO, [En línea]. Available: <https://cenaos.copeco.gob.hn/elniño.html>.
- [38] Instituto Nacional de Estadística - INE, «Boletín Precipitación Pluvial 2010-2021».
- [39] M. D. M. Chun Sing Lai, «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,» *Applied Energy*, vol. 190, n° 15, pp. 191-203, 15 marzo 2017.
- [40] Centro Nacional de Despacho - CND, «Planificación Operativa de Largo Plazo Act. Mayo 2025».