



# Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 – 2031

Gerencia de Planificación del Sistema

Fecha	25 de febrero de 2022 (Documento presentado para aprobación el 30 de noviembre de 2021)
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

## 1 Tabla de contenido

1	Tabla de contenido .....	2
2	Lista de tablas y figuras .....	6
2.1	Lista de tablas .....	6
2.2	Lista de figuras .....	9
3	Acrónimos y siglas .....	12
3.1	Acrónimos y siglas de uso general .....	12
3.2	Lista de subestaciones eléctricas .....	13
4	Introducción .....	15
5	Marco legal e institucional .....	16
5.1	Marco legal .....	16
5.1.1	Marco legal nacional pertinente a la planificación del sistema eléctrico .....	16
5.1.2	Marco legal regional aplicable .....	17
5.2	Marco institucional del subsector eléctrico .....	18
5.2.1	Secretaría de Energía – SEN .....	18
5.2.2	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica – CREE.....	18
5.2.3	Operador del Sistema – ODS .....	18
6	Particularidades del subsector eléctrico nacional .....	20
6.1	Demanda .....	20
6.2	Consumo eléctrico por región.....	28
6.3	Matriz eléctrica de Honduras .....	31
6.4	Mercado eléctrico de oportunidad nacional .....	37
6.5	Mercado eléctrico regional .....	38
7	Metodología de planificación de expansión de la generación .....	42

7.1	Herramientas de planificación.....	42
7.2	Opciones de ejecución.....	43
8	Criterios de planificación .....	44
8.1	Proyección de la demanda .....	44
8.2	Discretización en bloques horarios .....	46
8.3	Año inicial de hidrología.....	50
8.4	Tasa de descuento .....	51
8.5	Costo de energía no suministrada .....	51
8.6	Adiciones decididas y retiros del parque de generación .....	52
8.7	Centrales candidatas de expansión .....	55
8.8	Máximas adiciones de capacidad renovable variable .....	57
8.9	Red de transmisión .....	58
9	Costos de inversión y de operación y mantenimiento de centrales generadoras .....	60
9.1	Costos de inversión y de operación y mantenimiento fijo.....	60
9.1.1	Eólica .....	60
9.1.2	Solar FV .....	60
9.1.3	Sistema híbrido solar FV más batería .....	61
9.1.4	Batería independiente .....	61
9.1.5	Geotérmica .....	62
9.1.6	Motores de combustión interna .....	62
9.1.7	Centrales a base de LPG.....	63
9.1.8	Ciclo combinado a base de gas natural .....	63
9.1.9	Carbón .....	63
9.1.10	Resumen .....	64
9.2	Proyección de precios de combustible .....	64



OPERADOR DEL SISTEMA

9.2.1	Gas natural .....	65
9.2.2	Búnker .....	66
9.2.3	LPG.....	67
9.2.4	Carbón .....	68
9.3	Costo nivelado de la energía .....	69
9.3.1	Eólica .....	70
9.3.2	Solar FV .....	70
9.3.3	Sistema híbrido solar FV más batería .....	71
9.3.4	Batería independiente .....	72
9.3.5	Geotérmica .....	73
9.3.6	Motores de combustión interna .....	73
9.3.7	Centrales a base de LPG.....	74
9.3.8	Ciclo combinado a base de gas natural .....	75
9.3.9	Carbón .....	76
9.3.10	Resumen .....	76
9.3.11	Sensibilidades a costo nivelado de la energía.....	77
10	Escenarios de expansión evaluados.....	79
10.1	Resultados .....	79
10.1.1	Escenario de expansión 1 .....	79
10.1.2	Escenario de expansión 2 .....	81
10.1.3	Escenario de expansión 3 .....	83
10.1.4	Escenario de expansión 4 .....	85
10.1.5	Escenario de expansión 5 .....	87
10.2	Resumen de resultados .....	90
10.3	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	93

10.4	Escenario de expansión de política energética.....	97
11	Conclusiones.....	99
12	Anexo Desagregación de costos de inversión de centrales generadoras .....	101
13	Anexo Proyección de costos de inversión y operación y mantenimiento.....	108
14	Anexo Desagregación de precios de combustibles.....	114
15	Anexo Déficit por escenario de expansión .....	118
16	Anexo Centrales generadoras del sistema interconectado nacional – Julio de 2021 .....	123
17	Referencias .....	127

## 2 Lista de tablas y figuras

### 2.1 Lista de tablas

Tabla 1: Máxima demanda de potencia histórica por año .....	22
Tabla 2: Rangos de variación de la demanda [MW] de períodos seleccionados, años 2019 y 2020 .....	26
Tabla 3: Contribución por tecnología a la producción eléctrica del país, período 2007 – 2020.....	34
Tabla 4: Centrales generadoras que participan en el mercado de oportunidad – Junio de 2021.....	37
Tabla 5: Proyección de demanda .....	45
Tabla 6: Mapeo hora-bloque de la semana de demanda promedio anual .....	48
Tabla 7: Adiciones decididas al parque de generación, período 2021 – 2031 .....	53
Tabla 8: Retiros del parque de generación, período 2021 – 2031 .....	53
Tabla 9: Centrales no consideradas como retiro .....	54
Tabla 10: Centrales de generación térmicas candidatas .....	56
Tabla 11: Centrales eólicas candidatas .....	56
Tabla 12: Centrales solares FV con SAEB candidatas .....	56
Tabla 13: Máximas adiciones acumuladas de capacidad renovable variable, período 2021 – 2031 .....	57
Tabla 14: Costo unitario de inversión referenciados a 2021 .....	64
Tabla 15: Proyección de precio de GN en Henry Hub .....	65
Tabla 16: Proyección de precio de GN en Puerto Cortés .....	66
Tabla 17: Proyección de costos variables y precio de combustible equivalente de búnker para centrales MCI .....	67
Tabla 18: Proyección de precio de combustible LPG para generación eléctrica.....	68
Tabla 19: Proyección del precio de carbón en Honduras.....	69
Tabla 20: Costo nivelado de la energía para eólica .....	70

Tabla 21: Costo nivelado de la energía para solar FV .....	71
Tabla 22: Costo nivelado de la energía para sistema híbrido solar FV más batería.....	71
Tabla 23: Costo nivelado de almacenamiento para batería independiente .....	72
Tabla 24: Costo nivelado de la energía para central geotérmica .....	73
Tabla 25: Costo nivelado de energía para MCI a búnker.....	73
Tabla 26: Costo nivelado de energía para MCI a GN .....	74
Tabla 27: Costo nivelado de energía para centrales a base de LPG.....	74
Tabla 28: Costo nivelado de energía para CCGN.....	75
Tabla 29: Costo nivelado de energía para central a carbón.....	76
Tabla 30: Costo nivelado de la energía calculado para año de referencia 2021 .....	76
Tabla 31: Sensibilidad de LCOE respecto a distintas tasas de descuento .....	78
Tabla 32: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 1 .....	80
Tabla 33: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 2 .....	82
Tabla 34: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 3 .....	84
Tabla 35: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 4 .....	86
Tabla 36: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 5 .....	88
Tabla 37: Valor actual neto de los costos de inversión y costos operativos – Escenarios de expansión	90
Tabla 38: Adiciones de capacidad anuales – Escenarios de expansión .....	90
Tabla 39: Máximo déficit de potencia anual – Escenarios de expansión.....	92
Tabla 40: Déficit de energía anual – Escenarios de expansión.....	92
Tabla 41: Factores de emisiones de CO <sub>2</sub> referenciales por tipo de combustible.....	93
Tabla 42: Factores de emisiones de CO <sub>2</sub> por tipo de tecnología de generación y combustible.....	94

Tabla 43: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario de política energética.....	97
Tabla 44: Cadena de costo de sistema híbrido solar FV más batería .....	101
Tabla 45: Cadena de costo de batería independiente .....	102
Tabla 46: Cadena de costo de CCGN.....	103
Tabla 47: Costos desagregados de central de carbón, tipo llave en mano, en Honduras .....	106
Tabla 48: Proyección de costo de inversión de centrales solar FV y eólica [USD/kW].....	108
Tabla 49: Degradación indicativa de batería de iones de litio LFP .....	110
Tabla 50: Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido solar FV más batería.....	112
Tabla 51: Proyección de costo de inversión y O&M de batería.....	113
Tabla 52: Desagregación de costo de transporte de GN .....	114
Tabla 53: Costo de inversión y operación para distintas tecnologías de regasificación .....	116
Tabla 54: Costo de combustible referencial de central de carbón en Honduras .....	117
Tabla 55: Centrales hidroeléctricas .....	123
Tabla 56: Centrales solares FV .....	124
Tabla 57: Centrales eólicas .....	125
Tabla 58: Central geotérmica .....	125
Tabla 59: Centrales biomásicas .....	125
Tabla 60: Centrales térmicas a base de búnker o diésel .....	126
Tabla 61: Central de carbón/petcoke .....	126

## 2.2 Lista de figuras

Figura 1: Regulación nacional bajo la LGIE .....	16
Figura 2: PIB anual, período 2012 - 2020 .....	20
Figura 3: PIB trimestral, período 2012 – 2020.....	21
Figura 4: Demanda de energía y máxima demanda de potencia anuales, período 2007 – 2020 .....	22
Figura 5: Diagrama de duración de carga anual, 2017-2020 .....	23
Figura 6: Diagrama de caja para demanda horaria 2019 y 2020 .....	24
Figura 7: Variación mensual de la demanda horaria, año 2019 .....	25
Figura 8: Variación mensual de la demanda horaria, año 2020 .....	26
Figura 9: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2019 .....	27
Figura 10: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2020.....	27
Figura 11: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2019 .....	28
Figura 12: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2020 .....	28
Figura 13: Composición porcentual del consumo eléctrico por región del país, período 2007-2020.....	29
Figura 14: Consumo eléctrico región Litoral Atlántico, período 2007 – 2020 .....	30
Figura 15: Consumo eléctrico región Noroccidental, período 2007 – 2020 .....	30
Figura 16: Consumo eléctrico región Centro Sur, período 2007 – 2020 .....	31
Figura 17: Capacidad instalada en el SIN por tecnología, 2017-2020 .....	32
Figura 18: Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación, período 2007 – 2020 .....	33
Figura 19: Contribución porcentual a la producción eléctrica por tecnología, 2017-2020 .....	34

Figura 20: Contribución renovable, térmica e importaciones al sistema eléctrico nacional, período 2007 – 2020.....	36
Figura 21: Producción bruta y neta de años 2018, 2019 y 2020 .....	37
Figura 22: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC).....	39
Figura 23: Transacciones Honduras - MER año 2019 .....	40
Figura 24: Transacciones Honduras – MER año 2020.....	40
Figura 25: Importaciones netas Honduras, 2007 - 2020 .....	41
Figura 26: Curva de duración de carga años 2019 y 2021, enero – mayo.....	44
Figura 27: Proyección de demanda período 2021 – 2031 .....	46
Figura 28: Discretización de la curva de duración de carga de la semana de demanda promedio año 2019 .....	47
Figura 29: Reconstrucción de las curvas de demanda horarias por mes en bloques horarios .....	48
Figura 30: Costo de la energía no suministrada.....	52
Figura 31: Adiciones y retiros del parque de generación, período 2021 – 2031 .....	54
Figura 32: Red de transmisión nacional en SDDP .....	59
Figura 33: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 1.....	80
Figura 34: Despacho de energía anual – Escenario 1 .....	81
Figura 35: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 2.....	82
Figura 36: Despacho de energía anual – Escenario 2 .....	83
Figura 37: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 3.....	84
Figura 38: Despacho de energía anual – Escenario 3 .....	85
Figura 39: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 4.....	86
Figura 40: Despacho de energía anual – Escenario 4 .....	87

Figura 41: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 5.....	88
Figura 42: Despacho de energía anual – Escenario 5 .....	89
Figura 43: Costo marginal de demanda promedio anual – Escenarios de expansión .....	91
Figura 44: Emisiones de CO <sub>2</sub> anuales por escenario de expansión, período 2021 - 2031 .....	95
Figura 45: Emisiones de CO <sub>2</sub> totales por escenario de expansión, período 2021 – 2031 .....	96
Figura 46: Emisiones de CO <sub>2</sub> por tipo de combustible – Escenarios de expansión.....	96
Figura 47: Porcentaje de representación de la producción renovable y térmica – Escenario de política energética.....	98
Figura 48: Aumentación de una batería típica .....	109
Figura 49: Degradación indicativa de batería de iones litio LFP .....	110
Figura 50: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 1 .....	118
Figura 51: Déficit de energía anual – Escenario 1 .....	118
Figura 52: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 2 .....	119
Figura 53: Déficit de energía anual – Escenario 2 .....	119
Figura 54: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 3.....	120
Figura 55: Déficit de energía anual – Escenario 3 .....	120
Figura 56: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 4.....	121
Figura 57: Déficit de energía anual – Escenario 4 .....	121
Figura 58: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 5.....	122
Figura 59: Déficit de energía anual – Escenario 5 .....	122

### 3 Acrónimos y siglas

#### 3.1 Acrónimos y siglas de uso general

BOS	Balance of system
CAPEX	Capital expenditure
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCGN	Ciclo combinado a base de gas natural
CCS	Carbon, capture & sequestration
CCSD	Criterios de calidad, seguridad y desempeño
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CENAOS	Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos
CENS	Costo de energía no suministrada
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
COPECO	Comisión Permanente de Contingencias
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
EIA	Energy Information Administration
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPC	Engineering, procurement, and construction
EPR	Empresa Propietaria de la Red
FOB	Free on board
FSRU	Floating storage regasification unit
FV	Fotovoltaica
GN	Gas natural
GNL	Gas natural licuado
GTW	Gas Turbine World
HH	Henry Hub
HHV	Higher heating value
HRSG	Heat recovery steam generator
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
LCOE	Levelized cost of energy
LCOS	Levelized cost of storage
LFP	Lithium iron phosphate
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LHV	Lower heating value



OPERADOR DEL SISTEMA

LPG	Liquefied petroleum gas
MCI	Motores de combustión interna
MER	Mercado Eléctrico Regional
MMCFD	Million cubic feet per day
MO	Mercado de oportunidad
NT	Norma técnica
O&M	Operación y mantenimiento
OMS	Organización Mundial de la Salud
OPEX	Operating expenditure
ORC	Organic Rankine Cycle
PIB	Producto interno bruto
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SAEB	Sistema de almacenamiento de energía con baterías
SEN	Secretaría de Estado en el Despacho de Energía
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
TCAC	Tasa de crecimiento anual compuesto
TG	Turbina de gas
TSL	Time Series Lab
TV	Turbina de vapor
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WTI	West Texas Intermediate

### 3.2 Lista de subestaciones eléctricas

Agua Caliente	AGC	Cañaveral	CRL
Agua Fría	AGF	Caracol	CAR
Agua Prieta	AGP	Catacamas	CAT
Alstom	TAL	Ceiba Térmica	CTE
Amarateca	AMT	Cerro de Hula	CDH
Becosa	BCO	Chichicaste	CHI
Bellavista	BVI	Choloma	CHM
Bermejo	BER	Circunvalación	CIR
Bijao	BIJ	Comayagua	CYG
Bonito Oriental	BOR	Coyoles Central	CCE
CAHSA	CAH	Danlí	DAN



OPERADOR DEL SISTEMA

El Bijagual	EBI	Prados	PRD
El Cajón	CJN	Progreso	PGR
El Porvenir	PVR	Pueblo Nuevo	PNU
El Retorno	RET	Reguleto	RGU
Elcatex	ETX	Río Lindo	RLN
Elcosa	ELC	Río Nance	RNA
Erandique	ERA	San Buenaventura	SBV
El Estadio	EST	San Isidro	SIS
Guaimaca	GMC	San Pedro Sula Sur	SPS
Guaymas	GUA	Santa Fe	SFE
Isletas	ISL	Santa Lucía	SLU
Juticalpa	JUT	Santa Marta	SMT
Juticalpa II	JUD	Santa Rosa	SRS
La Cañada	CDA	SHOL	SHL
La Ensenada	END	Siguatpeque	SGT
La Entrada	LEC	Sulzer	TSZ
La Leona	LLN	Suyapa	SUY
La Lima	LIM	Tela	TEL
La Puerta	LPT	Toncontín	TON
La Vegona	VEG	Villanueva	VNU
La Victoria	LVI	Yoro	YOR
Laínez	LNZ	Zamorano	ZAM
Las Flores	LFL	Panaluya	PAN
Los Prados	PRD	15 de Septiembre	15S
Lufussa III	LUT	Sandino	SND
Lufussa San Lorenzo	LSL	León I	LNI
Lufussa Valle	LUV		
Masca	MAS		
Merendón	MER		
Miraflores	MFL		
Mochito	MCH		
Morazán	MOR		
Naco	NCO		
Níspero	NIS		
Nueva Nacaome	NNC		
Patuca	PAT		
Pavana	PAV		
Piedras Azules	PAZ		
Planta San Marcos	PSM		

## 4 Introducción

En el presente año 2021, el Operador del Sistema de Honduras se encuentra con la responsabilidad de elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación según mandato de la Ley General de la Industria Eléctrica. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación tiene como principales propósitos servir de uso para la elaboración del Plan de Expansión de la Red de Transmisión y orientar a los agentes compradores del mercado eléctrico nacional. Según la Ley, dicho Plan de Expansión de la Red de Transmisión debe entregarse a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica para su aprobación.

El suministro de la creciente demanda eléctrica es el principal motor que motiva la planificación del sistema considerando que la electricidad es un pilar del desarrollo de cualquier país. A pesar de la pandemia Covid-19 y los fenómenos meteorológicos Eta y Iota, los cuales redujeron el consumo en el año 2020, la demanda eléctrica del país ha aumentado a valores incluso mayores que los esperables para el año 2021. Esto mantiene la presión en el sistema eléctrico de lidiar con dicho crecimiento. La planificación de la expansión permite visualizar requerimientos de inversión en infraestructura y, por ende, realizar las acciones pertinentes con el tiempo de antelación correspondiente.

Entre los años 2007 y 2019, el consumo de electricidad pasó de 6,271 GWh a 10,664 GWh, representando un crecimiento anual de 4.52%. Durante todo el período mencionado, el consumo aumentó sin excepción en todos los años. Solamente en el año 2020 el país ha manifestado una reducción de su consumo de electricidad, en comparación al año anterior, en el período con información histórica disponible. Sin embargo, en el año 2021, la demanda de potencia máxima alcanzó 1,757.7 MW, sucedida durante el mes de mayo, demostrando un incremento de la demanda en comparación al año 2019, la cual fue de 1,639.4 MW, traduciéndose en un aumento de 118.3 MW en dos años.

Por otro lado, la matriz eléctrica ha evolucionado a lo largo de los años incorporando diferentes tecnologías de generación a medida que las condiciones regulatorias y económicas lo han facilitado y la tecnología misma se ha desarrollado. La matriz se ha diversificado pasando de contar con generación hidroeléctrica y térmica, principalmente, con cierto porcentaje de generación con biomasa, a incorporar generadores eólicos y solares fotovoltaicos, así como también generación geotérmica. El sistema eléctrico nacional se complementa con las importaciones de electricidad provenientes del Mercado Eléctrico Regional siendo actualmente un sistema importador neto.

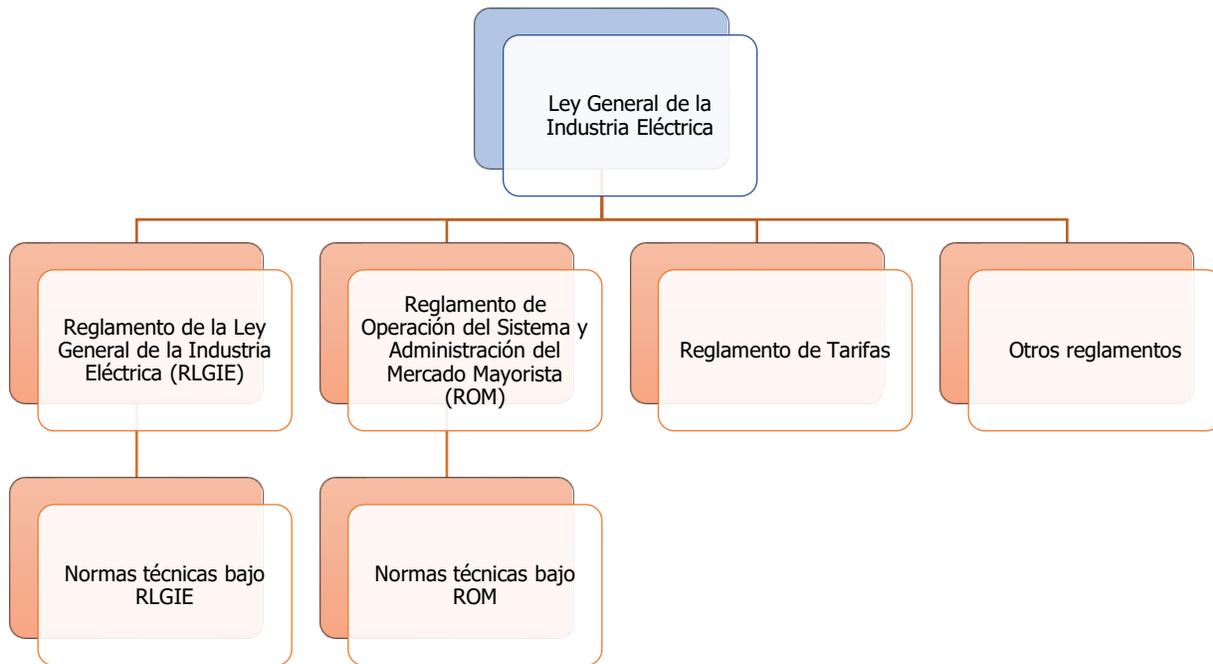
El presente trabajo se realiza considerando un período de estudio de diez años, de 2022 a 2031, proyectando el crecimiento de la demanda, como principal insumo, y tomando en cuenta la incorporación al sistema de centrales generadoras en desarrollo. El objetivo del trabajo es identificar opciones de expansión de generación, definidas como candidatos de adición al sistema, para suministrar la demanda futura a mínimo costo considerando las restricciones propias de cada tecnología y sus características técnicas típicas.

## 5 Marco legal e institucional

### 5.1 Marco legal

La ley que rige el subsector eléctrico es la Ley General de la Industria Eléctrica –LGIE–, la cual ha venido reglamentándose a partir de la puesta en funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica –CREE– en 2015. Por otro lado, el marco legal aplicable al subsector eléctrico también incluye otras leyes, tales como la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, decreto legislativo 70-2007, y su reforma en el decreto 138-2013, la cual tiene como finalidad principal promover la inversión en proyectos de energía renovable. A continuación, se muestra la regulación bajo la Ley General de la Industria Eléctrica, decreto legislativo 404-2013.

Figura 1: Regulación nacional bajo la LGIE



Fuente: Elaboración propia

#### 5.1.1 Marco legal nacional pertinente a la planificación del sistema eléctrico

La LGIE dispone, en su artículo 13, inciso B, que es responsabilidad del Operador del Sistema la preparación cada dos años de un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años. Para tal fin, el Operador del Sistema elaborará un plan indicativo de expansión de la generación oyendo a los generadores existentes y los interesados. La CREE aprobará el plan de expansión de la red de transmisión presentado por el ODS a más tardar tres (3) meses después de haberlo recibido.

Las empresas distribuidoras, según el artículo 15 de la LGIE, tienen la obligación de contratar por medio de licitaciones públicas internacionales competitivas capacidad firme y energía para cubrir su demanda

máxima de potencia y los requerimientos de energía. Según el mismo artículo, la autoridad superior del subsector eléctrico, actualmente la Secretaría de Energía, podrá establecer porcentajes mínimos de contratación de requerimientos de energía con fuentes de energía renovable que las empresas distribuidoras deberán adquirir en cada licitación basándose en el plan indicativo de expansión de la generación. La CREE es la responsable de supervisar los procesos de licitación llevados a cabo por las empresas distribuidoras.

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), en sus artículos 20 y 27, establece directrices a seguir por el ODS para la elaboración del plan indicativo de expansión de la generación y el plan de expansión de la red de transmisión, respectivamente.

Según el artículo 20 del RLGIE, el objetivo del plan indicativo de expansión de la generación es minimizar el costo de suministro de la demanda eléctrica nacional a largo plazo, sujeto a las restricciones inherentes de las tecnologías de generación, asegurando un margen de reserva apropiado para la cobertura de la demanda. El plan indicativo de expansión de la generación sirve de base para la elaboración del plan de expansión de la red de transmisión y orienta a los agentes compradores en la necesidad de contratación.

Según el artículo 27 del RLGIE, el objetivo del plan de expansión de la red de transmisión es minimizar los costos de suministrar la demanda nacional reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas por el sistema de transmisión al despacho económico. En su elaboración se deberá considerar la evolución esperada de la demanda eléctrica, las características del sistema de transmisión existente, al igual que las interconexiones y sus limitaciones.

### **5.1.2 Marco legal regional aplicable**

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

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

## 5.2 Marco institucional del subsector eléctrico

### 5.2.1 Secretaría de Energía – SEN

La LGIE asigna la responsabilidad de proponer al poder ejecutivo las políticas públicas que orientarán las actividades del subsector eléctrico a la autoridad superior del subsector eléctrico, la cual con la publicación del decreto ejecutivo PCM-048-2017, de fecha 7 de agosto de 2017, recae en la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía –SEN–, adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico, siendo así la institución rectora del sector energético general nacional y de la integración energética regional e internacional. La SEN está encargada de formular, planificar, coordinar, ejecutar, seguir y evaluar las estrategias del sector energético. Comprende al sector energético, y en particular al de energía eléctrica, como parte del ámbito de la SEN, los sistemas de transformación, producción, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación del servicio público; y demás aspectos que promuevan la eficiencia económica, competitividad, modernización y desarrollo del subsector electricidad.

### 5.2.2 Comisión Reguladora de Energía Eléctrica – CREE

La LGIE, en su artículo 3, crea la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica –CREE– la cual es el órgano regulador del subsector eléctrico. La CREE se instaura como una entidad con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para asegurar el cumplimiento de sus objetivos.

Son parte de las funciones de la CREE de acuerdo con el literal F del precitado artículo de la LGIE, entre otras, las siguientes:

- i. Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico;
- ii. Expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico;
- iii. Aprobar las bases de licitación, supervisar los procesos de compra de potencia y energía por las empresas distribuidoras y aprobar los contratos de compra de potencia y energía que resulten de esos procesos; y,
- iv. Revisar y aprobar, en su caso, los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el Operador del Sistema.

### 5.2.3 Operador del Sistema – ODS

La LGIE crea al Operador del Sistema –ODS– como la entidad a cuyo cargo está la operación del sistema eléctrico nacional. Actualmente, el ODS es una organización de naturaleza privada, sin fines de lucro, con las funciones que le asigna la Ley y sus reglamentos. El ODS es un ente independiente de los actores del mercado eléctrico nacional y regional.

El ODS tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la administración del mercado mayorista coordinando las centrales generadoras y la red de transmisión del

Sistema Interconectado Nacional –SIN– bajo el principio de satisfacer la demanda al mínimo costo. Con base en la LGIE, el ODS está, además, a cargo de planificar la expansión de la red de transmisión para asegurar en el largo plazo un servicio de electricidad continuo y de calidad al mínimo costo. Para ello, el ODS realiza la planificación indicativa de expansión de la generación que sirve de insumo para elaborar el plan de expansión de la red de transmisión.

## 6 Particularidades del subsector eléctrico nacional

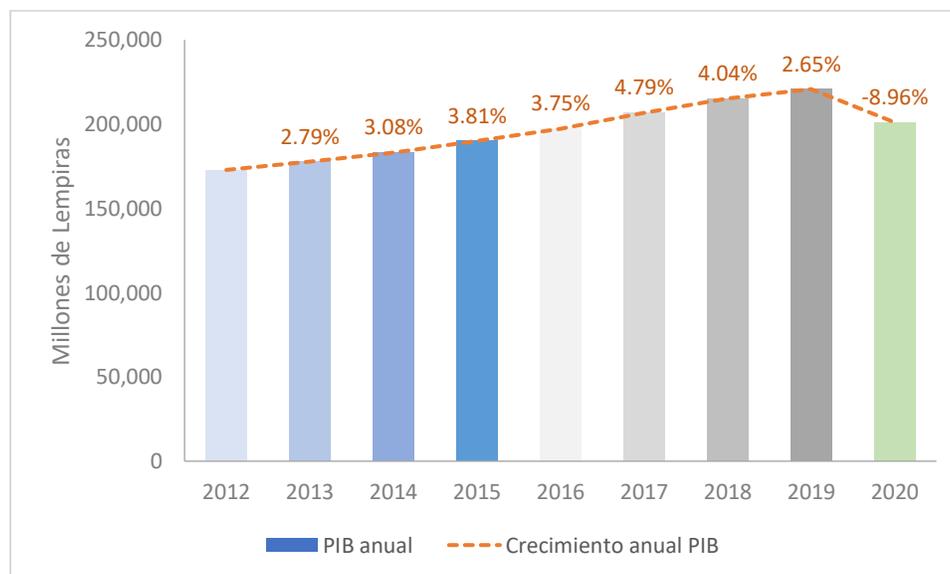
En esta sección se describe el sistema eléctrico hondureño, se detallan las características de la demanda, su evolución y, particularmente, los efectos de la pandemia Covid-19 en el consumo eléctrico. También se explora la matriz de generación del país, detallando la producción y capacidad instalada por tecnologías, y mostrando la participación individual de cada una de ellas. Para finalizar, se incluye una descripción del mercado eléctrico de oportunidad nacional y se proporcionan estadísticas de relevancia del mercado eléctrico regional.

### 6.1 Demanda

La demanda del sistema en los años previo al 2020 ha mostrado una tendencia al alza, lo cual es de esperar debido a su crecimiento natural, siendo este definido por diversos factores socioeconómicos que influyen sobre el consumo eléctrico.

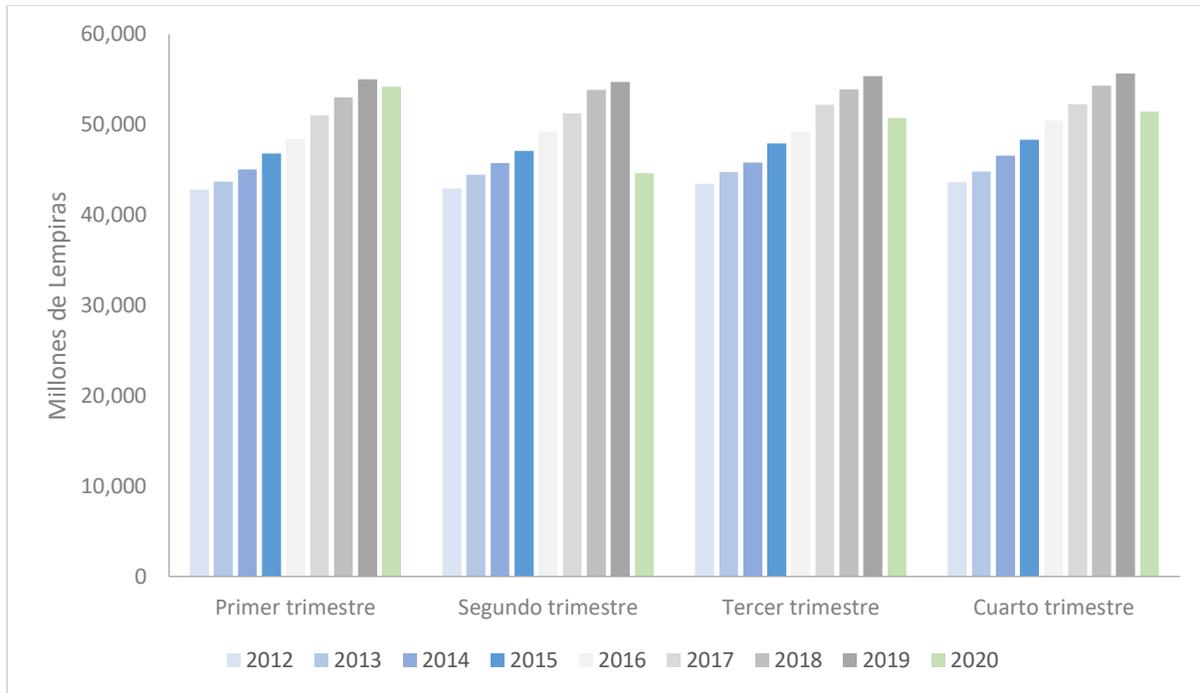
En el año 2020, los efectos de la pandemia Covid-19, declarada por la Organización Mundial de la Salud (OMS) como una emergencia de salud pública de importancia internacional el 30 de enero del 2020, fueron visibles a partir del mes de marzo de dicho año, producto de las medidas de prevención y control de la propagación del coronavirus implementadas por el Gobierno de Honduras. En las dos figuras a continuación se puede apreciar la afectación en el crecimiento del producto interno bruto (PIB) del 2020, el cual se encontró en un 8.96% por debajo del PIB total del año 2019, incluso en un 2.77% por debajo del PIB del 2017.

Figura 2: PIB anual, período 2012 - 2020



Fuente: Elaboración con información del Banco Central de Honduras [1]

Figura 3: PIB trimestral, período 2012 – 2020



Fuente: Elaboración con información del Banco Central de Honduras [1]

En la gráfica anterior se puede observar una caída notable del PIB en el segundo trimestre del año 2020 respecto al primer trimestre, correspondiendo a un decrecimiento del 17.7%.

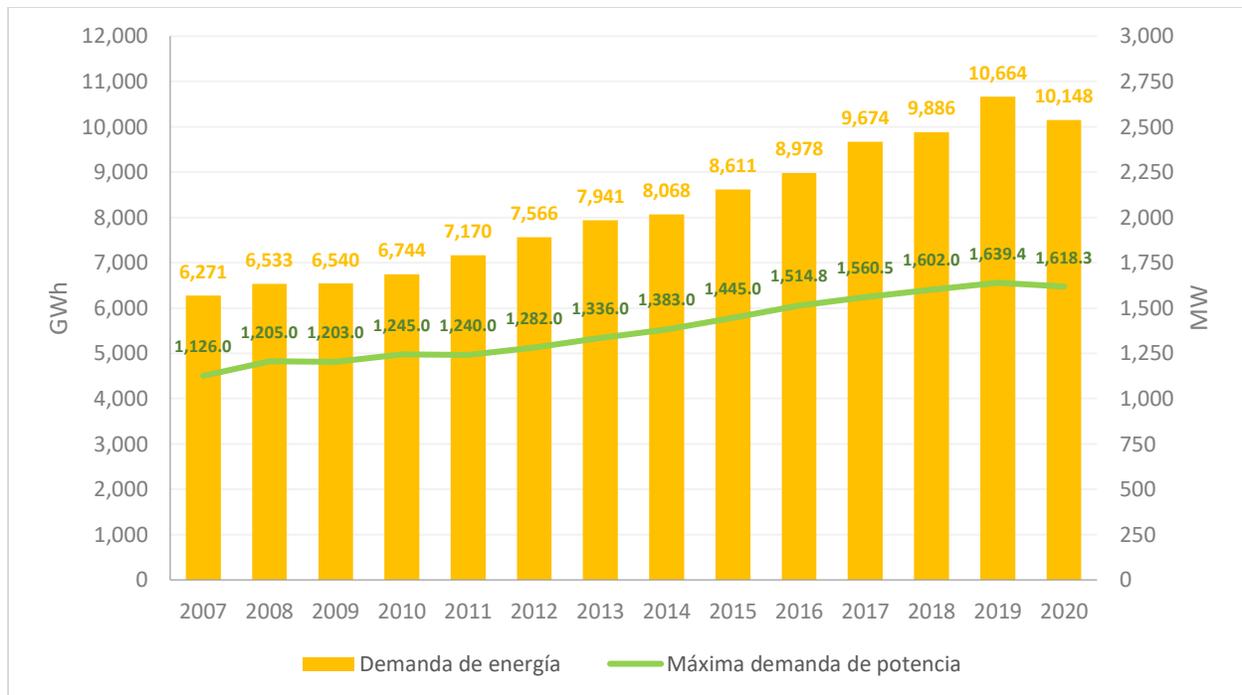
Es importante mencionar que el PIB es un indicador económico que tiene una alta correlación con la demanda de energía eléctrica del país, por lo cual es una de las típicas variables consideradas en la elaboración de la proyección de demanda de un sistema eléctrico.

En adición a los efectos de la pandemia en el 2020, se suma el paso de los huracanes Eta y Iota en el territorio nacional durante el mes de noviembre, provocando aumento de los niveles de los ríos e inundaciones en diferentes partes del país.

Respecto a la demanda de potencia, la tasa de crecimiento interanual de la máxima demanda de potencia fue del 2.7% de 2017 a 2018 y 2.3% de 2018 a 2019. Por el contrario, la máxima demanda de potencia se redujo en un 1.3% de 2019 a 2020. Esto teniendo en cuenta que la máxima demanda de potencia en 2020 sucedió en febrero, antes del inicio de las restricciones por la pandemia.

En cuanto a la demanda de energía, entre los años 2017 y 2018 se dio un crecimiento del 2.2%, y entre los años 2018 y 2019 un crecimiento del 7.9%, mientras que entre los años 2019 y 2020 se redujo en un 4.8%. La gráfica de la Figura 4 presenta la demanda de energía y la máxima demanda de potencia del período 2007 – 2020.

Figura 4: Demanda de energía y máxima demanda de potencia anuales, período 2007 – 2020



Fuente: Elaboración con información del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Tomando en cuenta los valores de la gráfica anterior, la tasa de crecimiento anual compuesto (TCAC) de la demanda de energía del período 2007 – 2019 es 4.5%, mientras que considerando el período 2007 – 2020 es 3.8%. La TCAC de la máxima demanda de potencia del período 2007 – 2019 es 3.2%, mientras que considerando el período 2007 – 2020 es 2.8%.

En la Tabla 1 a continuación se muestra la máxima demanda de potencia del sistema histórica, la cual se ha registrado entre los meses de abril y mayo, a excepción del 2020 que siendo un año atípico se registró en el mes de febrero.

Tabla 1: Máxima demanda de potencia histórica por año

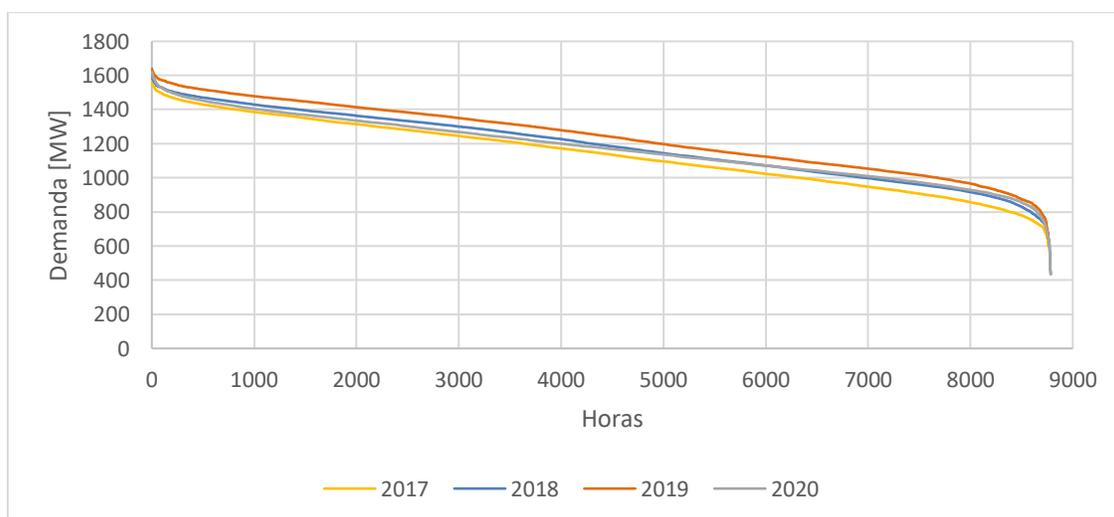
Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Fecha	Hora
<b>2007</b>	1,126	18/04/2007	19:00
<b>2008</b>	1,205	07/04/2008	11:30
<b>2009</b>	1,203	27/05/2009	11:42
<b>2010</b>	1,245	26/04/2010	11:06
<b>2011</b>	1,240	26/04/2011	11:24
<b>2012</b>	1,282	07/05/2012	18:43

Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Fecha	Hora
<b>2013</b>	1,336	02/04/2013	19:08
<b>2014</b>	1,383	08/05/2014	18:56
<b>2015</b>	1,445	27/04/2015	19:19
<b>2016</b>	1,514.8	23/05/2016	11:47
<b>2017</b>	1,560.5	03/04/2017	19:05
<b>2018</b>	1,602	24/04/2018	19:08
<b>2019</b>	1,639.4	14/05/2019	11:44
<b>2020</b>	1,618.3	26/02/2020	19:04

Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

La Figura 5 muestra las curvas de duración de carga con registro horario de los últimos cuatro años. Respecto a estas curvas, en el año 2017 la demanda superó los 1,500 MW durante 80 ocasiones, siendo la demanda máxima de 1,560.5 MW. Para 2018 la demanda máxima fue 1,602 MW, siendo la única ocasión en la que se superó el valor de 1,600 MW; no obstante, en este año la demanda superó los 1,500 MW en 227 ocasiones, 2.6% de las horas del año. En 2019, la demanda superó los 1,600 MW en 29 ocasiones (0.3% de las horas del año) y 1,500 MW durante 708 horas (8.1% de las horas del año). Por el contrario, para el 2020 la demanda superó solamente en 7 ocasiones los 1,600 MW y en 189 ocasiones los 1,500 MW.

Figura 5: Diagrama de duración de carga anual, 2017-2020



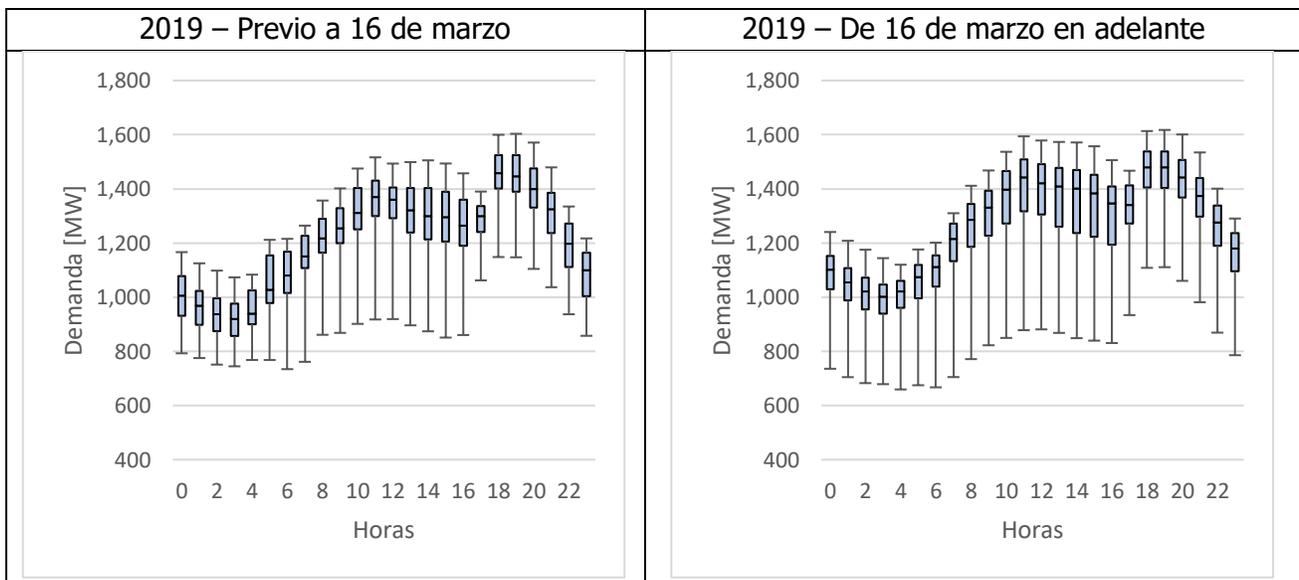
Fuente: Elaboración con información propia del ODS

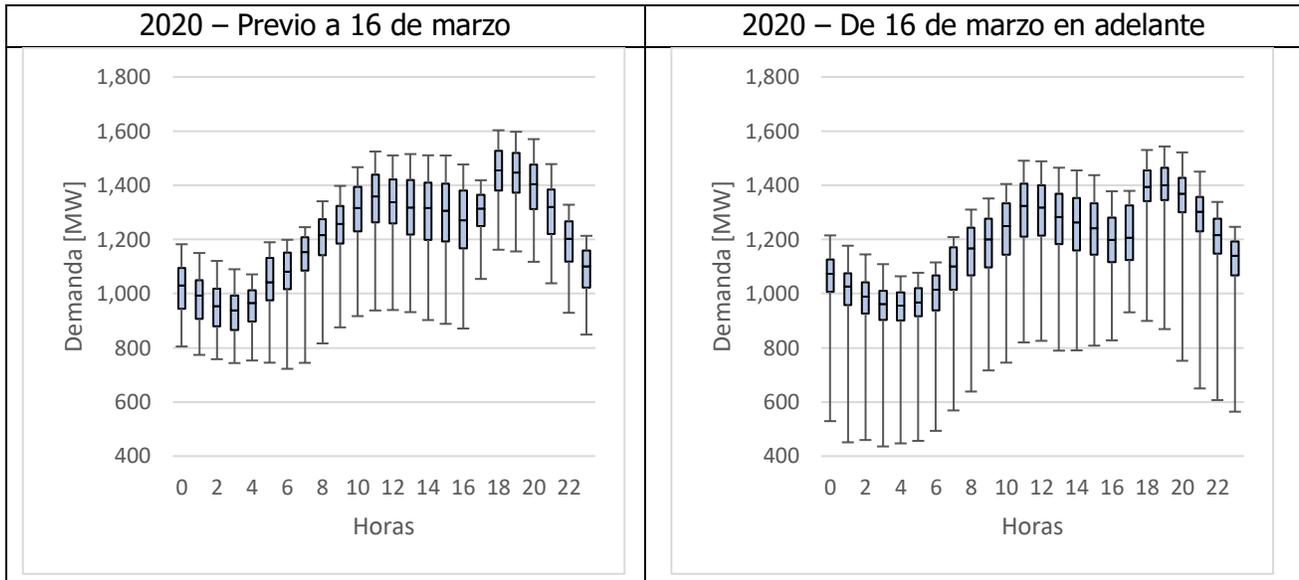
Para mostrar desde otro ángulo el efecto de la pandemia sobre el consumo eléctrico de Honduras, se realiza una comparación de los años 2019 y 2020 separando por año los conjuntos de días previos y

posteriores al 16 de marzo, considerando que en el 16 de marzo de 2020 se iniciaron medidas de confinamiento en el país. Se construyen diagramas de caja que muestran simultáneamente el comportamiento de la demanda eléctrica y su variación horaria.

Previo al 16 de marzo, en ambos años, los valores de demanda muestran características similares en cuanto a su comportamiento y variabilidad. Los valores máximos de demanda al inicio de la noche en ambos casos superan ligeramente los 1,600 MW y los valores mínimos de demanda en la madrugada son ligeramente inferiores a los 800 MW. Del 16 de marzo en adelante, los picos de demanda de 2020 durante las horas punta de la noche se reducen a valores inferiores a los 1,550 MW. El efecto es más notorio en las horas punta del día pasando de valores máximos de alrededor de 1,600 MW en 2019 a valores cercanos a 1,520 MW en 2020. Por otro lado, los valores mínimos de demanda registran también una reducción notoria en el año 2020, llegando a valores cercanos a 450 MW en las horas de la madrugada del año 2020, lo cual sucedió durante el fenómeno meteorológico Iota.

Figura 6: Diagrama de caja para demanda horaria 2019 y 2020

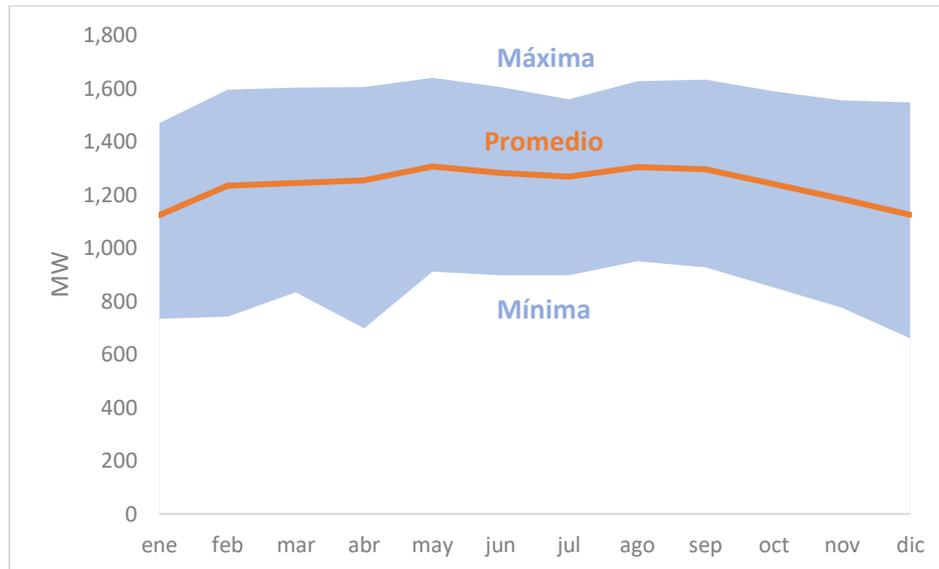




Fuente: Elaboración con información propia del ODS

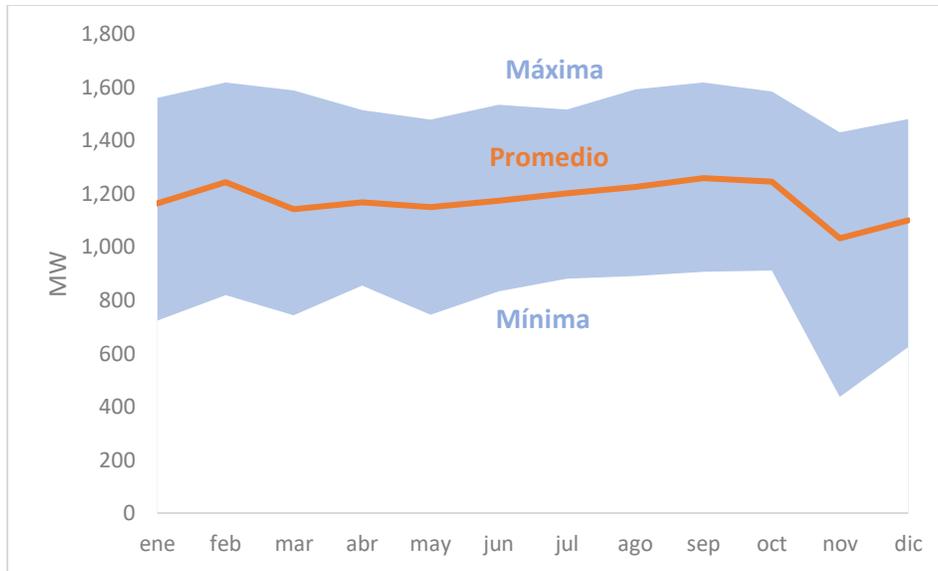
Adicionalmente a los diagramas anteriores, en las siguientes gráficas se muestra la variación mensual de las demandas máximas, mínimas y promedio en el 2019 y 2020. También a continuación se presenta la Tabla 2, la cual proviene de los valores usados en las gráficas enunciadas, a fin de mostrar los rangos de variación de la demanda en períodos seleccionados del 2019 y 2020.

Figura 7: Variación mensual de la demanda horaria, año 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

Figura 8: Variación mensual de la demanda horaria, año 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

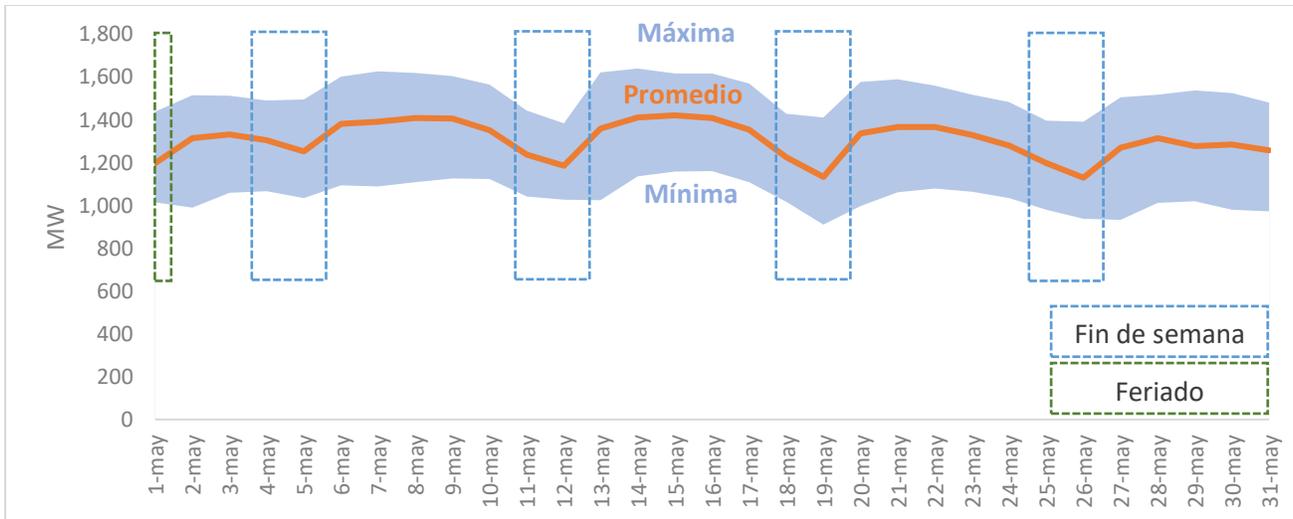
Tabla 2: Rangos de variación de la demanda [MW] de períodos seleccionados, años 2019 y 2020

Período	2019	2020
Enero a marzo	$734 \leq d \leq 1,603$	$722 \leq d \leq 1,618$
Abril a junio	$697 \leq d \leq 1,639$	$745 \leq d \leq 1,544$
Julio a octubre	$852 \leq d \leq 1,633$	$880 \leq d \leq 1,617$
Noviembre	$776 \leq d \leq 1,556$	$436 \leq d \leq 1,430$
Diciembre	$659 \leq d \leq 1,546$	$623 \leq d \leq 1,481$

Fuente: Elaboración con información propia del ODS

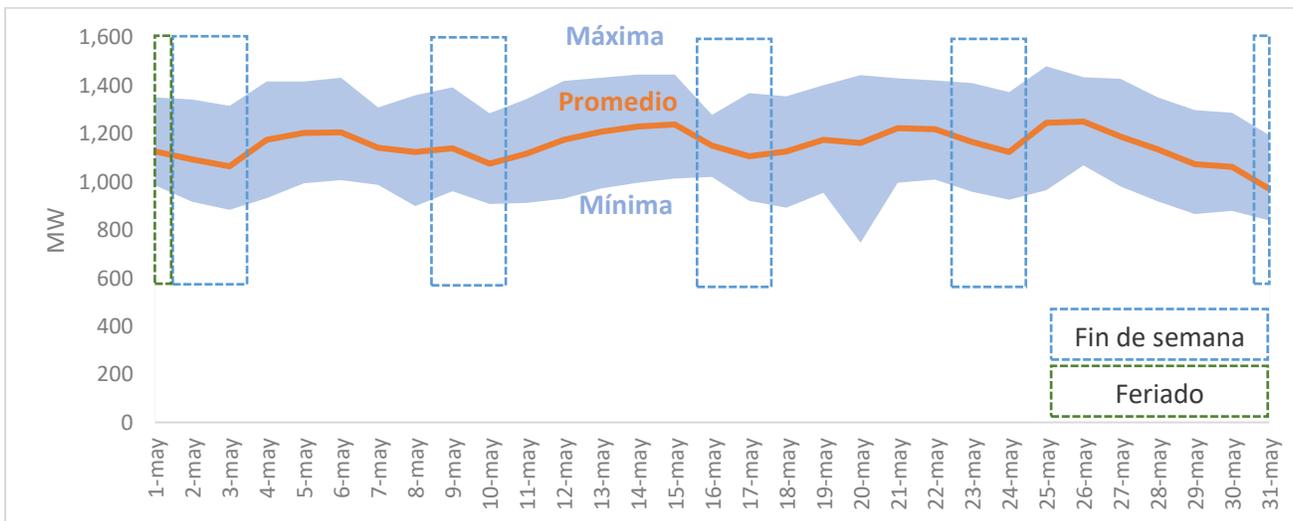
Para ejemplificar la variación diaria dentro de un mes, se muestran a continuación gráficas correspondientes al mes de mayo de los años 2019 y 2020. En la primera gráfica se aprecia la disminución de las demandas máximas y mínimas diarias en los fines de semana y días feriados respecto a los días hábiles de la semana. En la segunda gráfica, a diferencia de la correspondiente a 2019, se observa un comportamiento irregular en la demanda de los días hábiles.

Figura 9: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

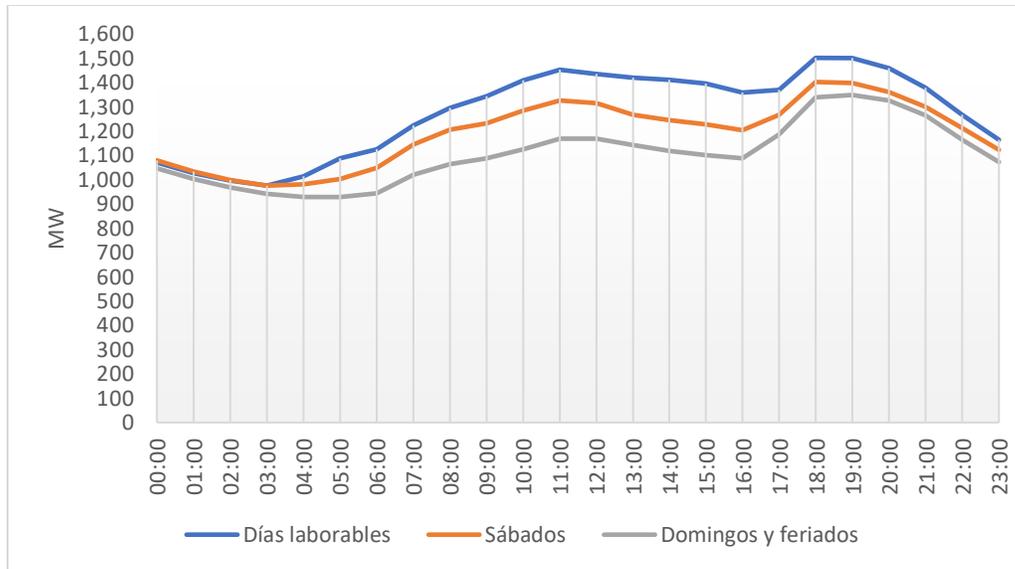
Figura 10: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

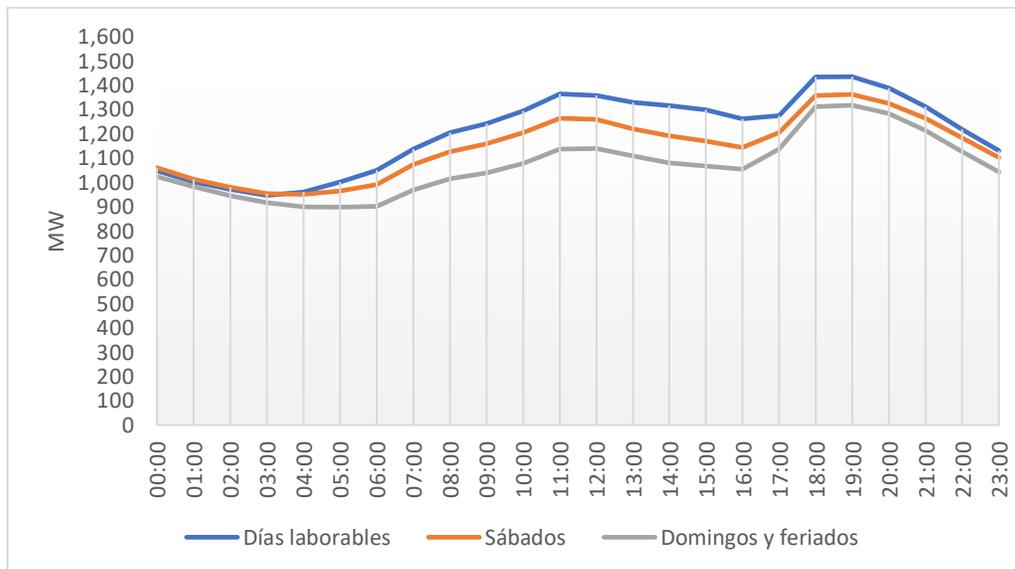
A continuación, se muestran las curvas de demanda promedio de los días hábiles, sábados, domingos y feriados del 2019 y 2020. En las dos gráficas se aprecia que la curva de demanda de los días hábiles está prácticamente por encima de la curva de los sábados y esta última por encima de los domingos y feriados.

Figura 11: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

Figura 12: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2020



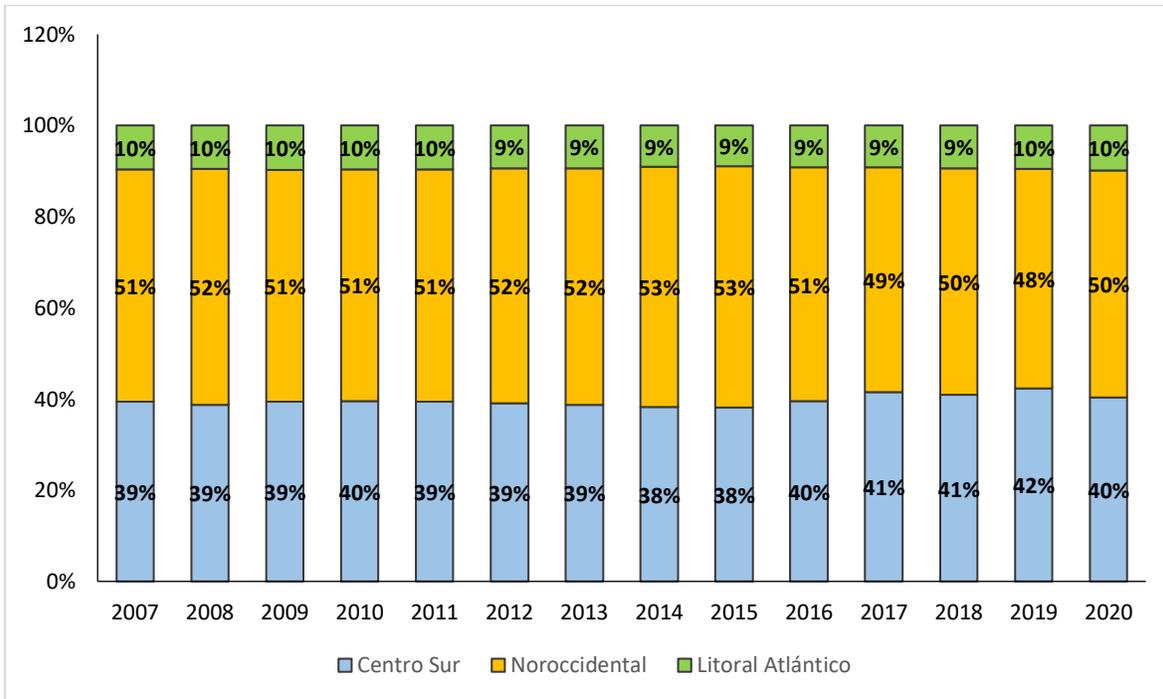
Fuente: Elaboración con información propia del ODS

## 6.2 Consumo eléctrico por región

La mayor demanda del sistema eléctrico nacional está concentrada en la región Noroccidental, la cual agrupa los departamentos de Cortés, Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque, Lempira y parte de Yoro; seguido en orden decreciente por la región Centro Sur, que abarca los departamentos de Francisco

Morazán, El Paraíso, Olancho, Choluteca, Valle, La Paz, Comayagua e Intibucá; y finalmente la región Litoral Atlántico, que aglutina los departamentos de Atlántida, Colón y parte de Yoro. Esto basándose en la energía eléctrica vendida [2]. La gráfica a continuación muestra la composición porcentual del consumo eléctrico por región del país a lo largo del período 2007 – 2020.

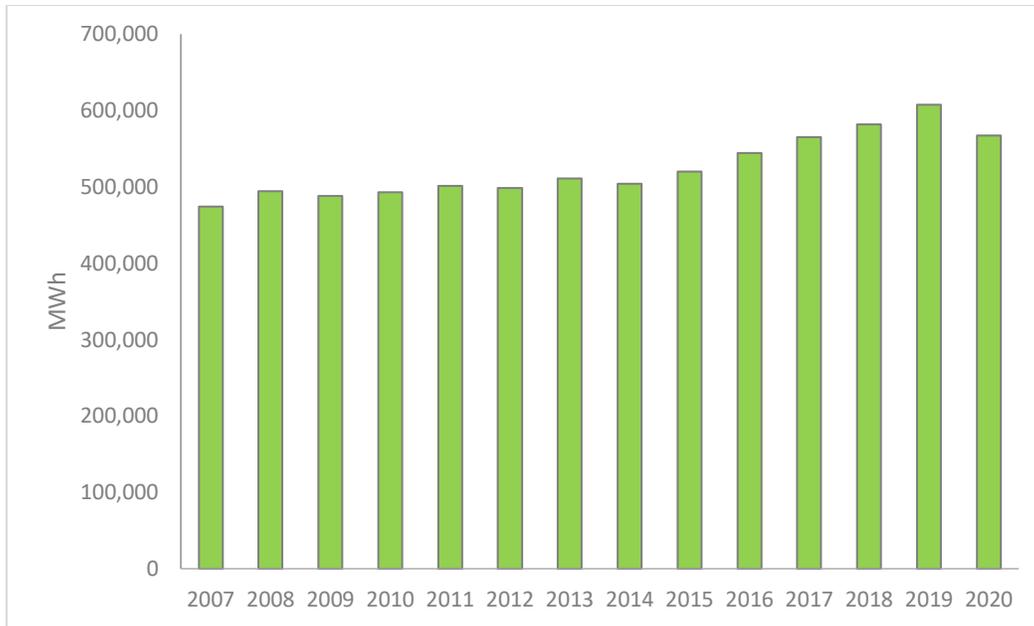
Figura 13: Composición porcentual del consumo eléctrico por región del país, período 2007-2020



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

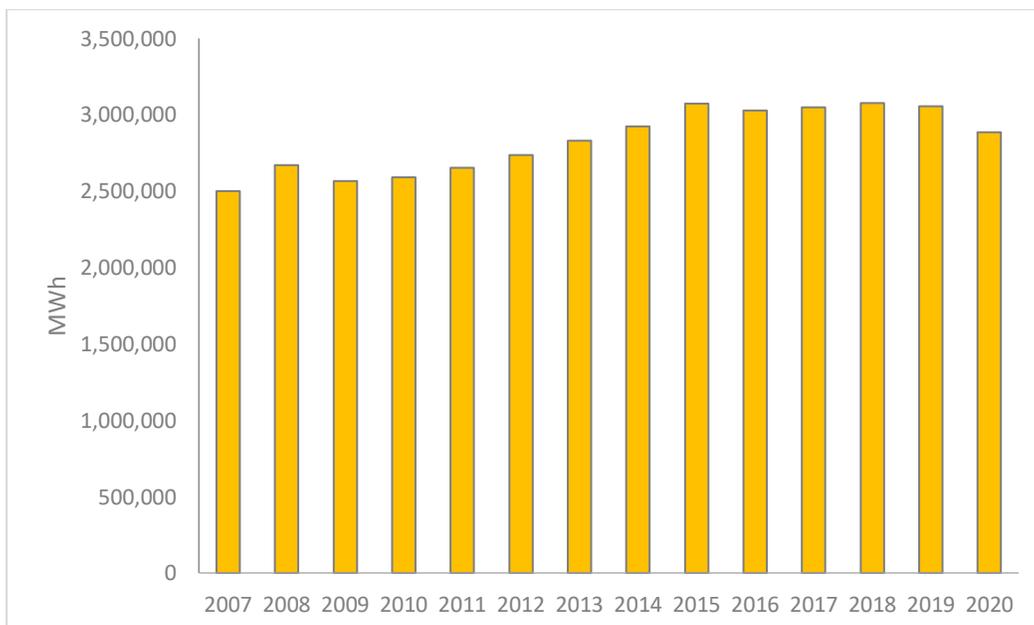
El decrecimiento del consumo eléctrico por región del país en el 2020 respecto al año anterior es notable, como se muestra en las tres gráficas a continuación. El consumo eléctrico en la región Litoral Atlántico decreció un 6.6%, en la región Noroccidental un 5.6% y en la región Centro Sur un 13.2%.

Figura 14: Consumo eléctrico región Litoral Atlántico, período 2007 – 2020



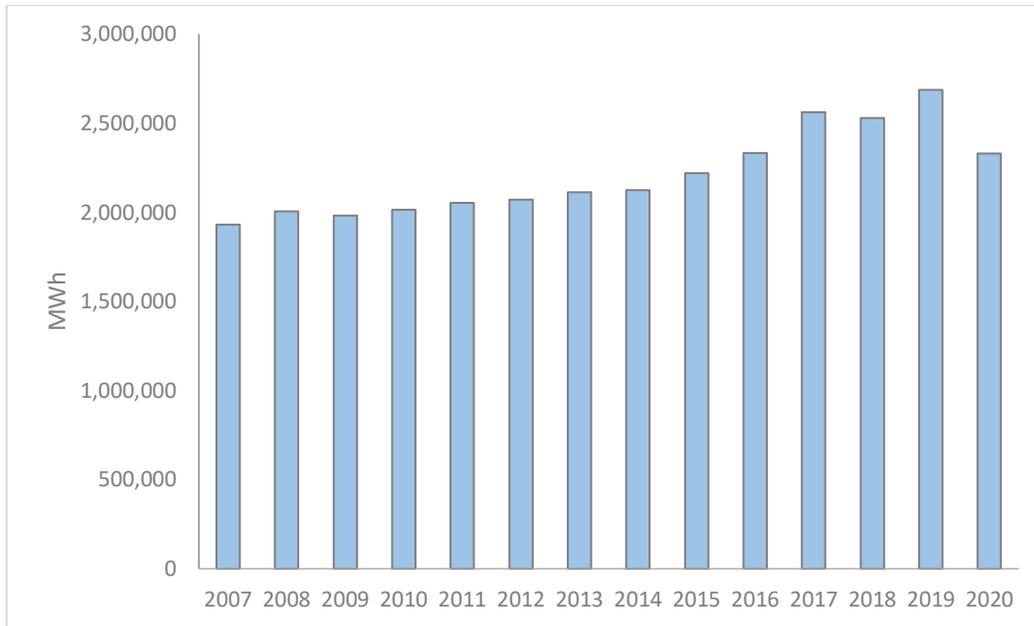
Fuente: Elaboración con información de Boletines Estadísticos ENEE [2]

Figura 15: Consumo eléctrico región Noroccidental, período 2007 – 2020



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

Figura 16: Consumo eléctrico región Centro Sur, período 2007 – 2020

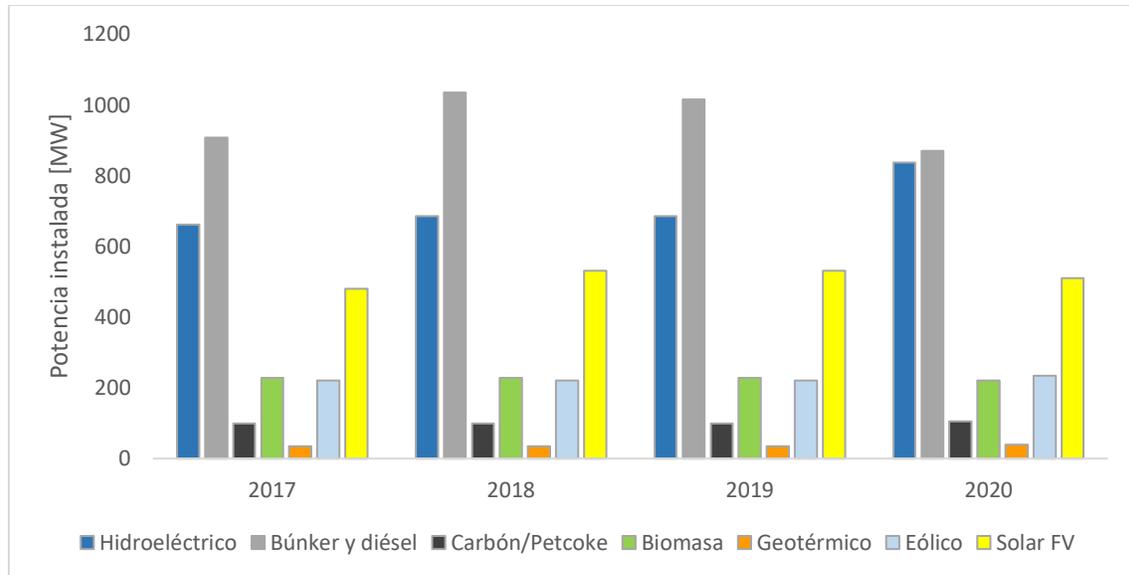


Fuente: Elaboración con información de Boletines Estadísticos ENEE [2]

### 6.3 Matriz eléctrica de Honduras

En el año 2020, la matriz de generación de Honduras se caracteriza por una significativa integración de energías renovables variables, las cuales representan un porcentaje importante de la capacidad instalada del país, con un 26.5% combinando la capacidad solar fotovoltaica y eólica. Otro componente significativo de la capacidad instalada es la generación hidroeléctrica, la cual combinando las centrales con embalse de regulación y las centrales a filo de agua suman 837 MW, un 29.7% de la capacidad instalada total. Entre ellas se encuentra la central de generación más grande del país, la central hidroeléctrica Francisco Morazán, conocida como El Cajón, de 300 MW con cuatro unidades de 75 MW, siendo a la fecha las unidades de generación de mayor capacidad del sistema. La biomasa suma un 7.9%, 221 MW, de la capacidad total instalada, mientras que la única central geotérmica en operación en 2020 representa un 1.4% de la capacidad total instalada. Finalmente, la capacidad a base de centrales termoeléctricas de combustible fósil representa un 34.6% del total instalado, siendo el mayor porcentaje de la capacidad instalada por tecnología, sumando 975 MW. La evolución de la capacidad instalada por tecnología se aprecia en la Figura 17.

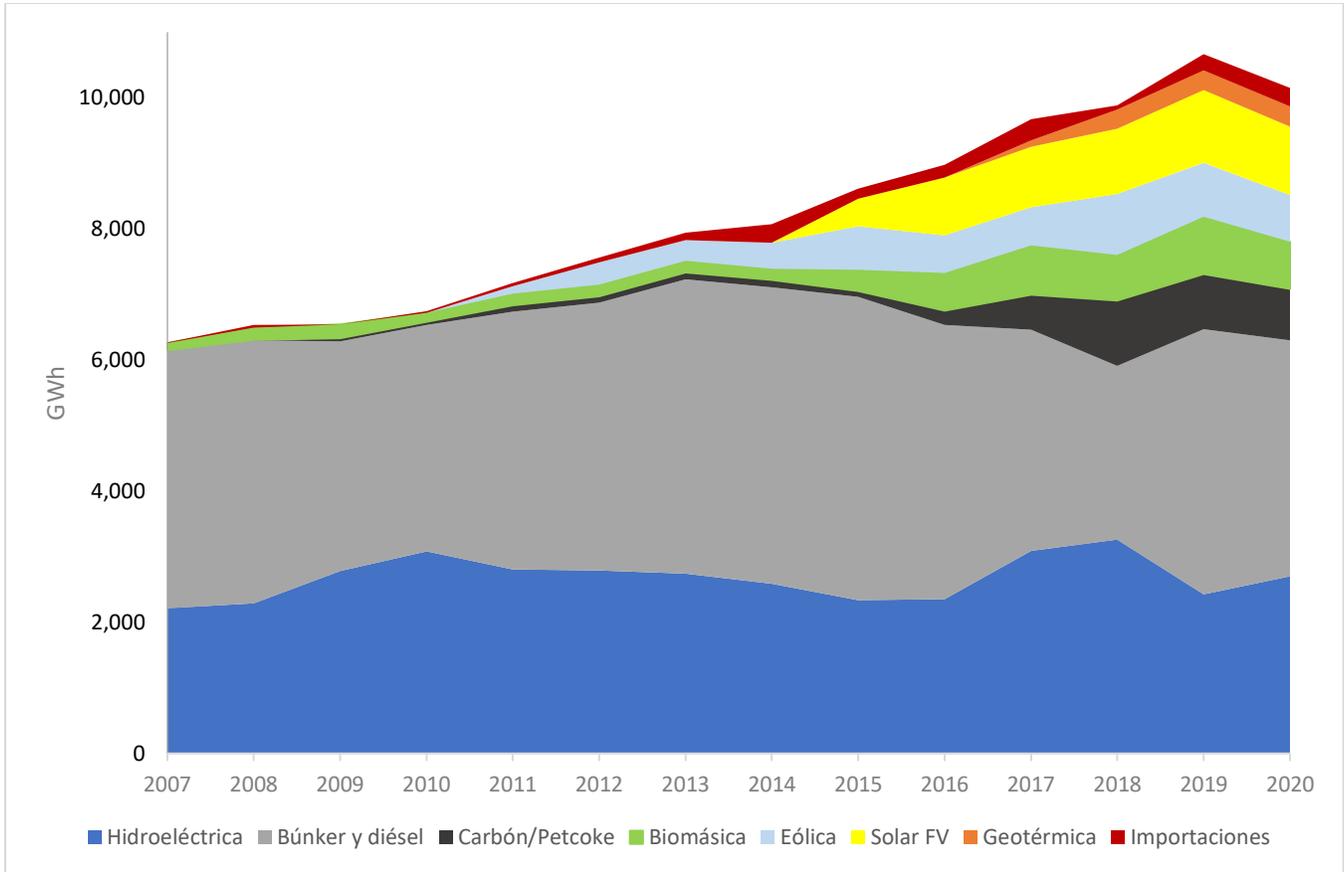
Figura 17: Capacidad instalada en el SIN por tecnología, 2017-2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

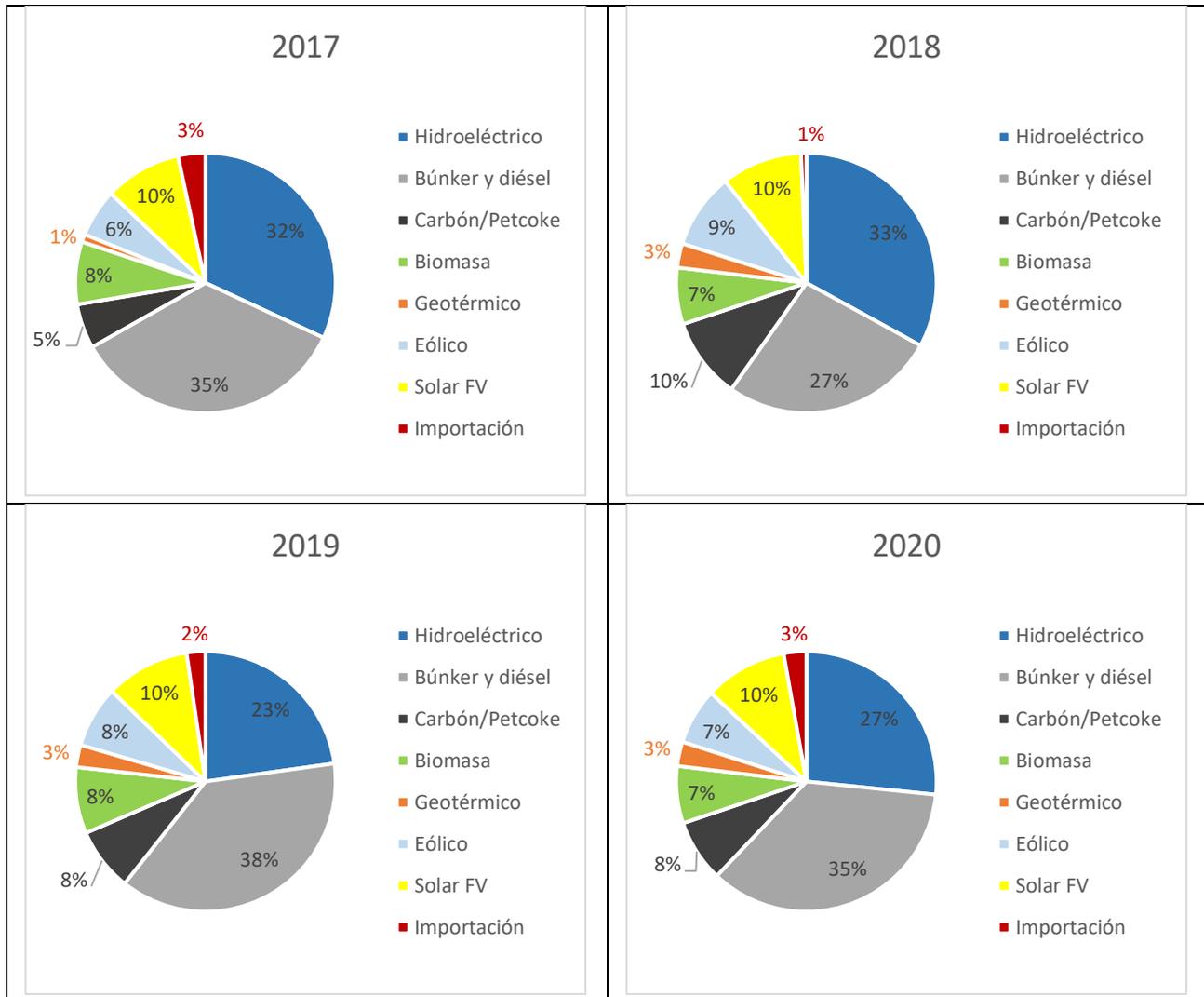
En relación con la producción, esta ha sido en gran parte a base de centrales termoeléctricas de combustible fósil. En el año 2020, estas representaron un 43% del total, compuesto por 8% con centrales de carbón/petcoke y 35% con centrales que utilizan búnker y diésel. Luego, se encuentra la generación hidroeléctrica con un 27% de la producción total. La generación solar fotovoltaica y eólica representó un 10% y 7% de la producción, respectivamente. El resto de la producción provino de las centrales de biomasa con 7% y la geotermia con 3%. En la Figura 18 se puede apreciar el despacho de energía por tecnología de generación en el período 2007 al 2020 y en la Figura 19 la contribución porcentual por tecnología a la producción eléctrica del país de 2017 a 2020, ambas considerando importaciones.

Figura 18: Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación, período 2007 – 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Figura 19: Contribución porcentual a la producción eléctrica por tecnología, 2017-2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Complementario a las gráficas precedentes, a continuación, se muestran de forma tabular los valores de contribución por tecnología a la producción eléctrica del país en el período 2007 – 2020, considerando importaciones.

Tabla 3: Contribución por tecnología a la producción eléctrica del país, período 2007 – 2020

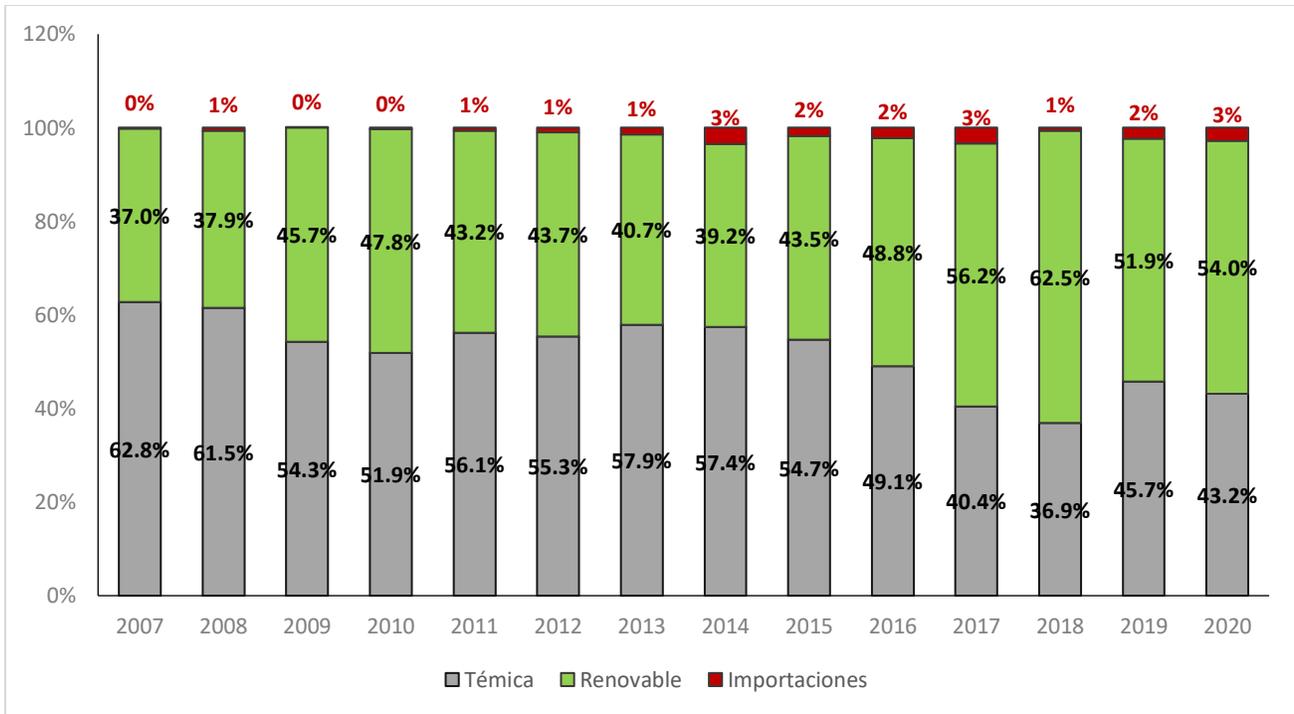
Año	Hidroeléctrica	Térmica a base de diésel o búnker	Carbón/Petcoke	Biomasa	Eólica	Solar FV	Geotérmica	Importaciones	Total
2007	35%	63%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	100%

Año	Hidroeléctrica	Térmica a base de diésel o búnker	Carbón/Petcoke	Biomasa	Eólica	Solar FV	Geotérmica	Importaciones	Total
2008	35%	61%	0%	3%	0%	0%	0%	1%	100%
2009	43%	54%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	100%
2010	46%	51%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	100%
2011	39%	55%	1%	2%	2%	0%	0%	1%	100%
2012	37%	54%	1%	2%	4%	0%	0%	1%	100%
2013	34%	57%	1%	2%	4%	0%	0%	1%	100%
2014	32%	56%	1%	2%	5%	0%	0%	3%	100%
2015	27%	54%	1%	4%	8%	5%	0%	2%	100%
2016	26%	47%	2%	6%	6%	10%	0%	2%	100%
2017	32%	35%	5%	8%	6%	10%	1%	3%	100%
2018	33%	27%	10%	7%	9%	10%	3%	1%	100%
2019	23%	38%	8%	8%	8%	10%	3%	2%	100%
2020	27%	35%	8%	7%	7%	10%	3%	3%	100%

Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Se observa en la tabla anterior que las centrales eólicas empezaron a formar parte de la matriz de generación a partir del año 2011 y las centrales solares FV a partir del año 2015. Además, se puede apreciar que en cada año del período 2007 – 2020, la tecnología con mayor contribución a la producción eléctrica del país ha sido la térmica a base de combustible búnker o diésel, a excepción del año 2018 en que, por efecto del fenómeno de La Niña, entre otras circunstancias, la producción hidroeléctrica la sobrepasó. En la gráfica a continuación se muestra que al unir, por un lado, la producción de todas las centrales que producen a base de un recurso renovable y, por otro lado, todas las que producen a base de combustible fósil, la producción renovable sobrepasa la térmica a partir del año 2017.

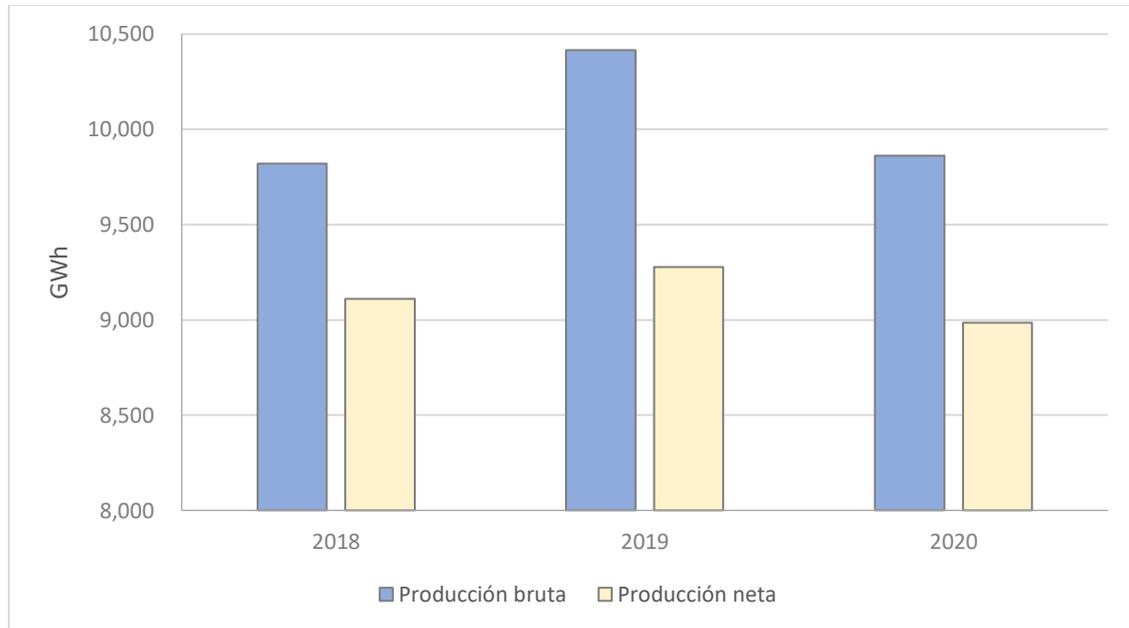
Figura 20: Contribución renovable, térmica e importaciones al sistema eléctrico nacional, período 2007 – 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

La producción eléctrica de las centrales generadoras del sistema eléctrico nacional consiste en su producción bruta. Dicha producción bruta incluye consumo propio y ventas a terceros, siendo lo restante denominado producción neta. En la gráfica a continuación se muestra la producción bruta y neta del sistema durante los años 2018, 2019 y 2020.

Figura 21: Producción bruta y neta de años 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

#### 6.4 Mercado eléctrico de oportunidad nacional

El mercado eléctrico nacional consiste en un mercado mayorista de electricidad que se compone de un mercado de contratos y un mercado de oportunidad. A junio de 2021, en el mercado de oportunidad participan 14 generadores. En la siguiente tabla se muestra la lista de centrales generadoras.

Tabla 4: Centrales generadoras que participan en el mercado de oportunidad – Junio de 2021

Nº	Central generadora	Tecnología	Participación en el MO [MW]	Fecha de entrada en el MO
1	Laeisz Juticalpa	Térmica	8	jul-19
2	La Esperanza (CISA)	Hidroeléctrica	13.5	jul-19
3	Platanares	Geotérmica	5	jul-19
4	Peña Blanca	Hidroeléctrica	0.1	sep-19
5	Río Blanco	Hidroeléctrica	5	nov-19
6	Churune	Hidroeléctrica	3.75	feb-20
7	Laeisz Ceiba	Térmica	22	jul-20

Nº	Central generadora	Tecnología	Participación en el MO [MW]	Fecha de entrada en el MO
8	PECSA	Térmica	18	sep-20
9	El Faro (Rentas Américas)	Térmica	8.5	nov-20
10	Cececapa	Hidroeléctrica	3.14	dic-20
11	Zacapa	Hidroeléctrica	0.55	dic-20
12	Lufussa Valle	Térmica	77.2	may-21
13	Elcosa	Térmica	80	jun-21
14	Mangungo	Hidroeléctrica	1.45	jun-21
Total			246.19	

Fuente: Elaboración con información propia del ODS

## 6.5 Mercado eléctrico regional

Los agentes autorizados por el EOR realizan transacciones de energía eléctrica en el mercado eléctrico regional (MER) mediante la Red de Transmisión Regional (RTR), la cual está conformada por las líneas de transmisión que vinculan a los países miembro, las ampliaciones planificadas, las instalaciones de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC) y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER, declarar contratos regionales, asignar derechos de transmisión o verificar la calidad del servicio [3].

El SIEPAC, desarrollado y operado por la EPR, está compuesto por alrededor de 1,793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV, 15 subestaciones eléctricas y 28 bahías de acceso. En la gráfica a continuación se muestran las interconexiones que conforman el SIEPAC, las cuales unen los países signatarios del Tratado Marco [4].

Figura 22: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC)



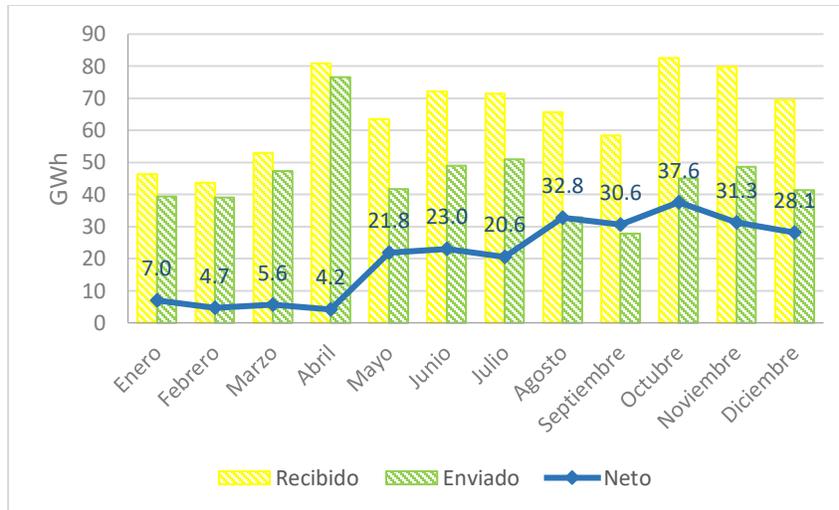
Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) [5]

Honduras cuenta con dos conexiones con El Salvador a través de los enlaces entre las subestaciones de Agua Caliente y 15 de Septiembre y, por otro lado, entre las subestaciones de Nueva Nacaome y 15 de Septiembre. Al igual que con El Salvador, Honduras también cuenta con dos conexiones con Nicaragua: una de ellas entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino y la otra entre Prados y León. Con Guatemala, Honduras se conecta mediante una línea de transmisión que une las subestaciones La Entrada Copán y Panaluya. Estas conexiones le permiten a Honduras efectuar importaciones o exportaciones en el MER, o bien servir de porteo para las transacciones entre otros países miembro.

Acorde a resolución emitida por la CRIE [6], la capacidad de intercambio operativa entre pares de países miembros del MER debe ser al menos 300 MW. No obstante, con el propósito de asegurar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) del sistema eléctrico regional, las transferencias entre los sistemas eléctricos de cada país son restringidas operativamente por límites determinados periódicamente por el EOR.

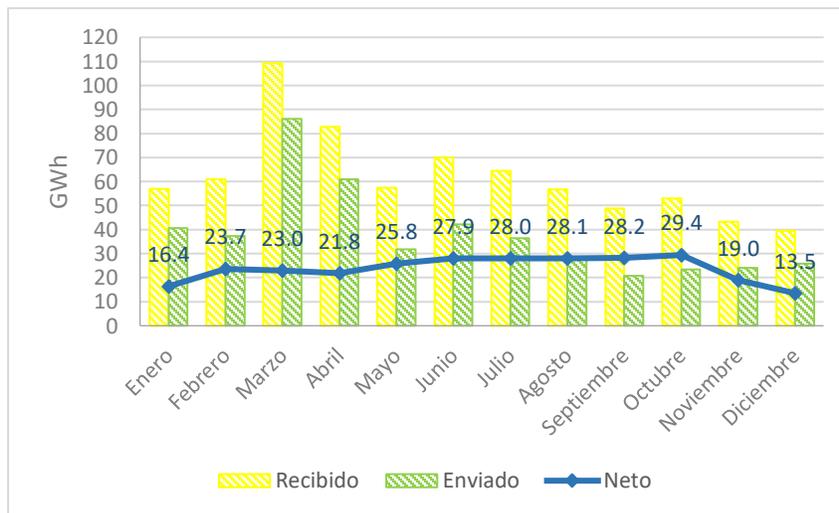
En relación con estadísticas de los intercambios comerciales, en las siguientes gráficas se muestran las transacciones de energía eléctrica mensuales entre el sistema de Honduras y el MER de los años 2019 y 2020.

Figura 23: Transacciones Honduras - MER año 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

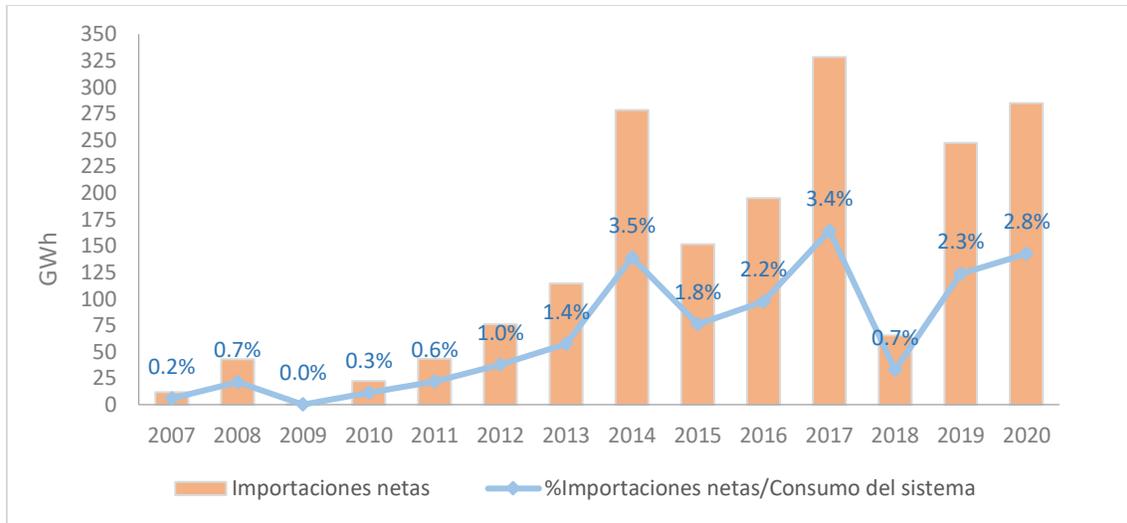
Figura 24: Transacciones Honduras – MER año 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

En las gráficas anteriores el neto representa la diferencia entre la energía recibida del MER y la energía enviada o inyectada al MER. En dichas gráficas se puede apreciar que en todas las etapas el neto se mantuvo en valores positivos, lo que representa que durante los años 2020 y 2019 Honduras fue un importador neto en cada uno de los meses. En la gráfica a continuación se muestran las importaciones netas (diferencia entre importaciones y exportaciones) de Honduras durante el período 2007 – 2020 y la representación porcentual de estas importaciones respecto a lo demanda por el sistema.

Figura 25: Importaciones netas Honduras, 2007 - 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

## **7 Metodología de planificación de expansión de la generación**

### **7.1 Herramientas de planificación**

La planificación de expansión del sistema requiere de herramientas computacionales de optimización que permitan determinar la expansión de la generación para suministrar la demanda a mínimo costo. Las herramientas deben ser capaces de minimizar los costos de inversión y costos operativos sujeto a restricciones y bajo distintas incertidumbres. Entre las incertidumbres se encuentran la demanda eléctrica futura y la producción de las distintas centrales de generación con recurso primario renovable. Como resultado, las herramientas deberán entregar un plan de expansión de generación que cumpla con la finalidad y características planteadas.

El Operador del Sistema hace uso de la herramienta computacional de optimización OptGen, modelo de planificación de expansión de la generación versión 7.4.34 desarrollado por la empresa brasileña PSR, la cual determina la expansión de mínimo costo de un sistema hidrotérmico. La herramienta puede tomar como información de entrada centrales de generación con entrada en operación comercial fija, consideradas como obligatorias, y centrales de generación genéricas, consideradas como opciones de expansión. Adicionalmente, la herramienta permite representar restricciones de capacidad máxima de conjuntos de centrales de generación y fechas de entrada mínimas de tal manera que se consideren también los tiempos de construcción típicos.

Para la simulación de la operación del sistema, la herramienta OptGen utiliza el modelo detallado de operación estocástica hidrotérmica SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica por su expresión en español), versión 16.0.6, desarrollado también por PSR. La herramienta permite calcular los costos operativos del sistema realizando un despacho económico tomando en cuenta las características detalladas del parque de generación incluyendo sus restricciones técnicas, así como también sus costos de producción. El programa tiene la opción de representar la red de transmisión y sus restricciones operativas. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo del sistema tomando en cuenta los detalles operativos de las centrales generadoras, incertidumbres hidrológicas, variación de la demanda y características del sistema de transmisión.

También cabe mencionar que se utiliza la herramienta Time Series Lab (TSL) versión 1.0, que ha sido diseñado por PSR al igual que SDDP y OptGen. Esta herramienta tiene el objetivo de modelar el recurso renovable no convencional de fuentes eólicas y solares, siendo capaz de generar escenarios de caudales, velocidad del viento e irradiación solar que se traducen en escenarios de producción de energía en función de las características técnicas de los proyectos de generación. Esta herramienta permite una representación detallada de proyectos renovables en la planificación energética.

Las tres herramientas mencionadas son utilizadas de forma integrada alimentándolas principalmente con la proyección de demanda, detalles del parque de generación en operación y sus modificaciones futuras, detalles de proyectos en desarrollo de tipo genéricos, características técnicas del sistema y parámetros económicos requeridos.

## 7.2 Opciones de ejecución

Considerando lo estipulado en la regulación vigente, el horizonte de planificación se contempla de enero de 2022 a diciembre de 2031, correspondiente a diez años. Además, se incluye el año en el que se desarrolla el estudio, es decir, el año 2021 en este caso. Por motivos de la complejidad del problema que resuelven las herramientas de optimización y el tiempo de ejecución para obtener resultados, el estudio se realiza para etapas mensuales. Por ello, la demanda del sistema es representada en etapas mensuales y los resultados también se obtienen en etapas mensuales.

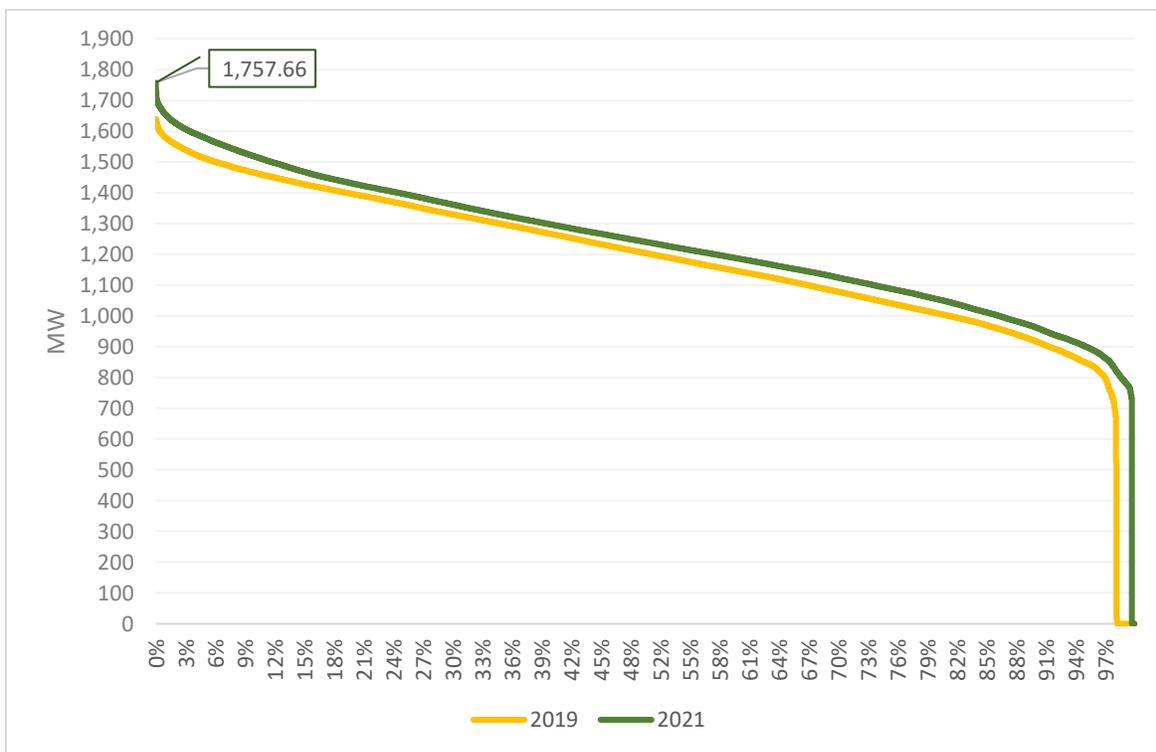
Adicionalmente, entre otras opciones de estudio se encuentran que el sistema es representado sin red de transmisión con algunas restricciones operativas de ser requerido. Esto permite obtener prácticamente un despacho económico sin restricciones impuestas por limitaciones operativas de la red de transmisión. Además, el sistema se modela de forma aislada del resto de países integrantes del Mercado Eléctrico Regional. Otros parámetros de ejecución incluyen el uso del modelo autorregresivo periódico para la creación de caudales sintéticos futuros de las centrales de generación hidroeléctricas. El estudio se realiza con 50 escenarios hidrológicos.

## 8 Criterios de planificación

### 8.1 Proyección de la demanda

Debido a la afectación de la pandemia Covid-19 en la demanda de energía eléctrica del país en el año 2020 y considerando las acciones del Gobierno de Honduras de relajación de restricciones de movilidad y la reactivación paulatina de las actividades económicas, ha sido necesario evaluar la demanda del presente año 2021 para proyectar su evolución futura. En la gráfica a continuación se presenta la curva de duración de carga de enero a mayo de los años 2019 y 2021, construida a partir de los datos de demanda minuto a minuto.

Figura 26: Curva de duración de carga años 2019 y 2021, enero – mayo



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

En la gráfica anterior se evidencia que en este período de tiempo la demanda del año 2021 ha mostrado una recuperación, sobrepasando la demanda del año 2019 y por ende también la demanda del año 2020. Por este motivo, para la proyección de la máxima demanda de potencia anual para el período 2022 – 2031 se parte del valor máximo de demanda de potencia registrado entre los primeros cinco meses de 2021, correspondiente a 1,757.66 MW, sucedido el 19 de mayo de dicho año a las 19:38 horas, para proyectar los valores de los años subsiguientes utilizando las tasas de crecimiento anual de la proyección de demanda de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el escenario de crecimiento medio [7].

La proyección de demanda elaborada por la ENEE agrega el consumo de electricidad por sectores del país (residencial, comercial, industriales medianos, industriales grandes y otros consumidores) aplicando técnicas de tendencia, análisis econométricos, doble algoritmos, juicio de experto o una combinación de estos para determinar el consumo de cada uno de los sectores en el largo plazo.

Respecto a la proyección de demanda de energía anual, puesto que el año inicial es 2021 y este aún no ha concluido a la fecha de elaboración de este plan, se utiliza el valor de demanda de energía para el año 2021 completo proveniente de aplicar una tasa de crecimiento a la demanda de energía del 2019 basada en los valores de demanda de energía de enero a mayo de 2019 y 2021. Para la proyección de la demanda de energía anual de los años subsiguientes, al igual que en la proyección de máxima demanda de potencia, se utilizan las tasas de crecimiento anual de la proyección de demanda elaborada por la ENEE para el escenario de crecimiento medio.

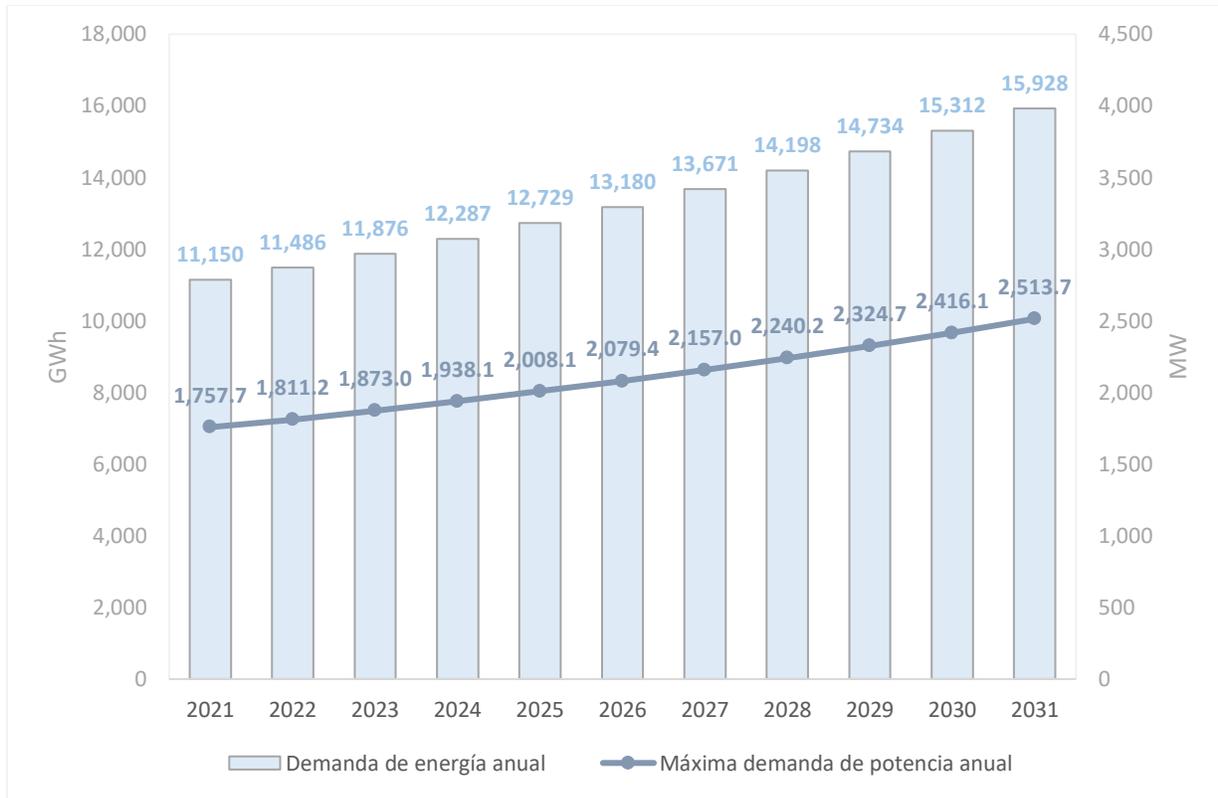
En la tabla a continuación y en la gráfica subsiguiente se muestran los valores proyectados de la máxima demanda de potencia anual y la demanda de energía anual. Es necesario mencionar que, respecto a la tabla, en ambas proyecciones la tasa de crecimiento que se observa en el año 2021 es una tasa de crecimiento anual compuesta respecto al 2019, y que a partir del año 2022 son tasas de crecimiento anual.

Tabla 5: Proyección de demanda

Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Tasa de crecimiento [%]	Demanda de energía anual [GWh]	Tasa de crecimiento [%]
2019	1,639.40		10,664.40	
2021	1,757.66	3.54%	11,150.09	2.25%
2022	1,811.24	3.05%	11,486.47	3.02%
2023	1,872.96	3.41%	11,875.63	3.39%
2024	1,938.13	3.48%	12,287.12	3.46%
2025	2,008.10	3.61%	12,728.99	3.60%
2026	2,079.43	3.55%	13,179.74	3.54%
2027	2,157.02	3.73%	13,671.39	3.73%
2028	2,240.16	3.85%	14,197.94	3.85%
2029	2,324.75	3.78%	14,734.26	3.78%
2030	2,416.13	3.93%	15,311.51	3.92%
2031	2,513.67	4.04%	15,928.36	4.03%

Fuente: Elaboración propia con información de ODS y ENEE [7]

Figura 27: Proyección de demanda período 2021 – 2031



Fuente: Elaboración propia con información de ODS y ENEE

## 8.2 Discretización en bloques horarios

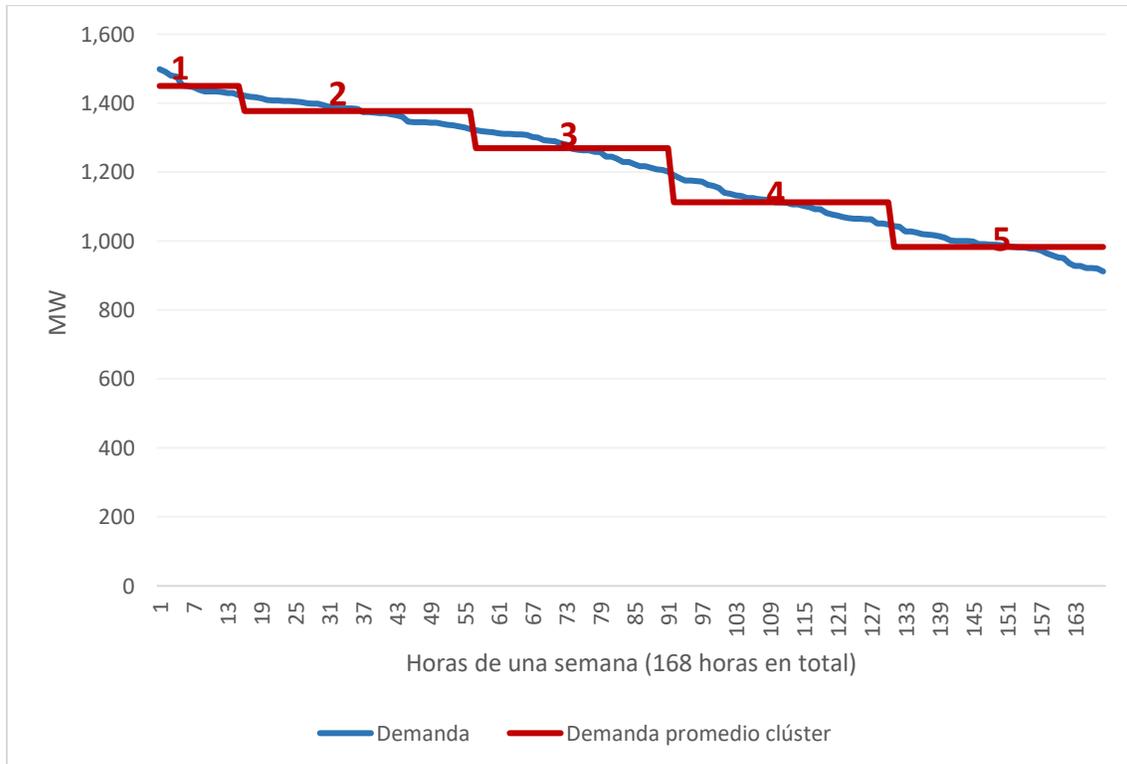
La representación de la curva de duración de carga del sistema se realiza mediante cinco bloques horarios, los cuales son conformados con un algoritmo de clúster utilizando registros de demanda horaria. El algoritmo de clúster permite agrupar datos que comparten propiedades comunes. Puesto que la demanda del año 2020 tuvo un comportamiento atípico por efecto de la pandemia Covid-19 y, sumado a esto, el paso de los huracanes Eta y Iota, se ha considerado utilizar una representación basada en los registros de demanda del año 2019.

Para obtener la caracterización en bloques horarios de la curva de demanda del año 2019 se parte de la clusterización de la demanda horaria promedio de una semana. Esta consiste en 168 valores resultantes al aplicar un promedio horario del año completo, mientras se segrega en cada día de semana y tipo de día. De ser un día feriado que sucedía en un día hábil se promediaba la demanda horaria de ese día junto con los domingos. Otro criterio considerado en la clusterización consiste en representar tres horas por cada día hábil de la semana para fijar la duración del bloque de máxima demanda.

En la gráfica a continuación se muestra la discretización de la curva de duración de carga de la semana de demanda promedio resultante, en la cual la línea color azul representa la curva de duración de carga

y la línea color rojo representa la curva de duración de carga discretizada en cinco bloques horarios, siendo el bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que agrupa los valores más altos de demanda de la etapa, seguido en orden decreciente de los bloques 2, 3, 4, y 5, siendo este último el que agrupa los valores de mínima demanda del sistema.

Figura 28: Discretización de la curva de duración de carga de la semana de demanda promedio año 2019



Fuente: Elaboración con información propia

La discretización de la curva de duración de carga permite identificar el bloque al que pertenece cada una de las horas del año. Con ello se crea un mapeo hora-bloque de la demanda para los siete días de una semana utilizando el bloque 1 para representar únicamente el período de demanda máxima en el horario nocturno debido a que en este lapso de tiempo el requerimiento de producción a base de hidroeléctricas de regulación y térmicas es mayor debido en gran medida al aumento de la demanda residencial, y que el sistema eléctrico actual no cuenta aún con sistemas de almacenamiento para trasladar energía para estas horas. El detalle del mapeo hora-bloque se presenta a continuación.

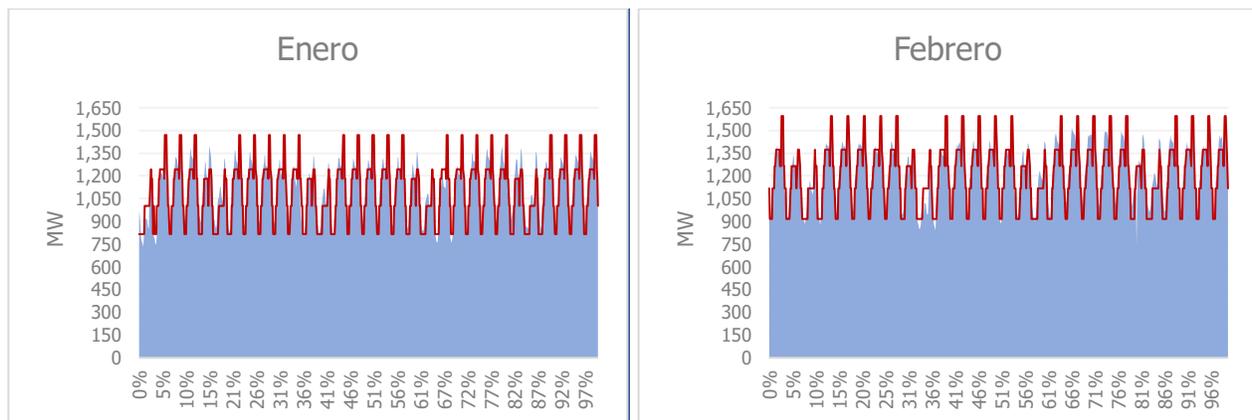
Tabla 6: Mapeo hora-bloque de la semana de demanda promedio anual

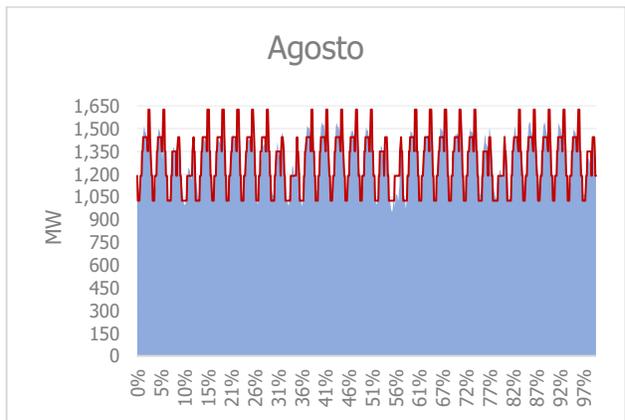
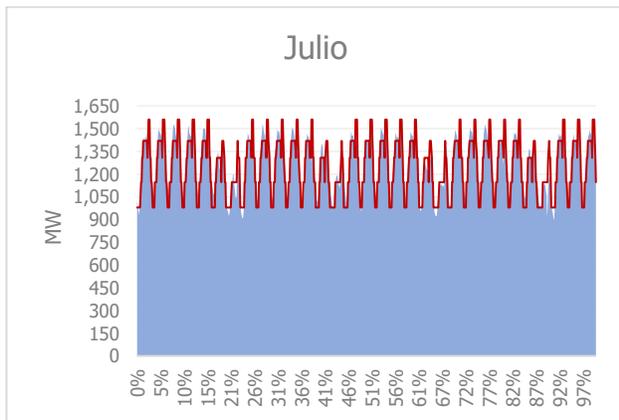
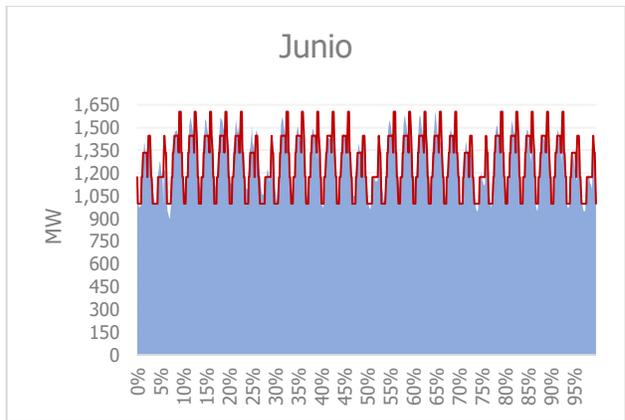
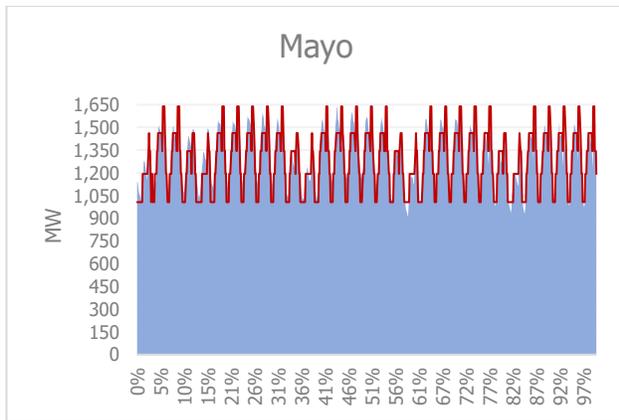
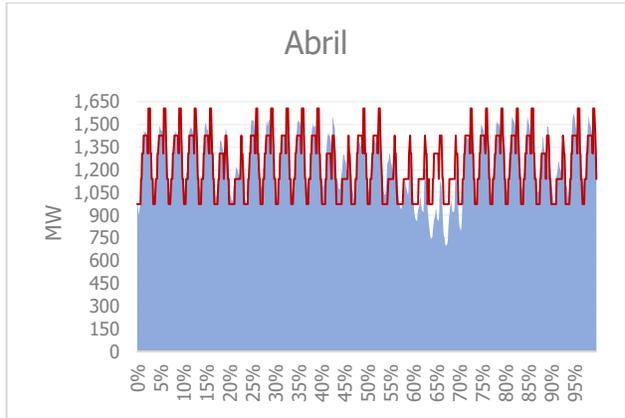
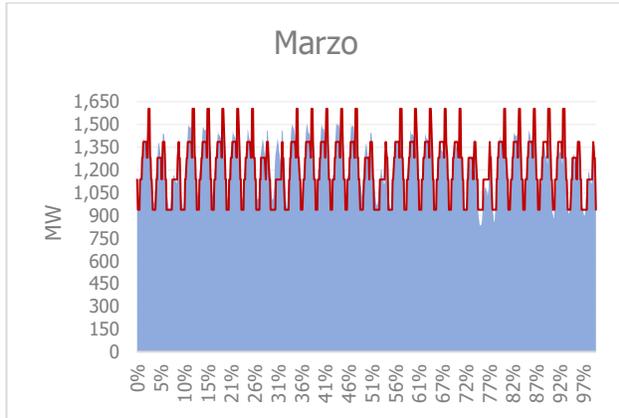
Día	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
domingo	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	3	3	4	5
lunes	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	1	1	1	3	3	4
martes	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	1	1	1	2	3	4
miércoles	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	1	1	1	2	3	4
jueves	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	1	1	1	2	3	4
viernes	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	1	1	1	3	3	4
sábado	4	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	4	3	2	2	2	3	4	4

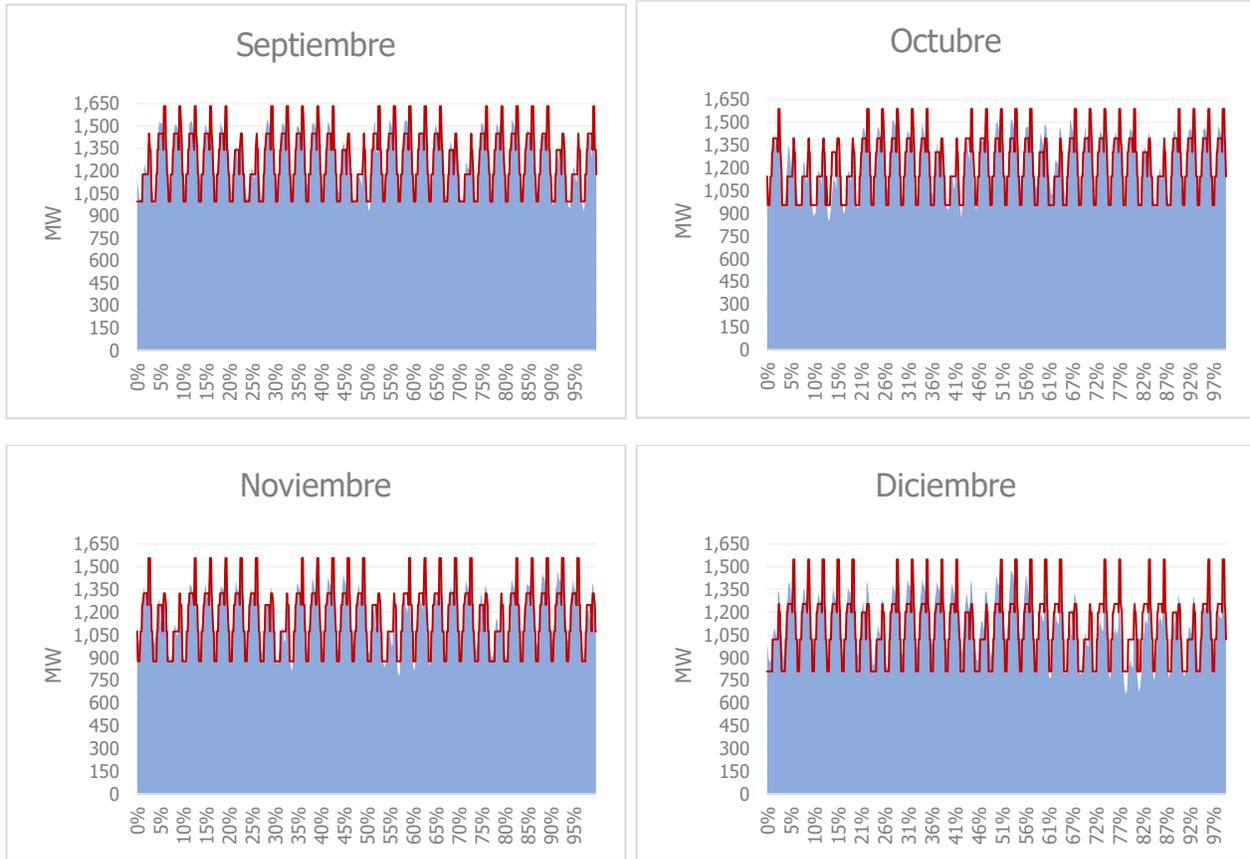
Fuente: Elaboración con información propia

Posteriormente, haciendo uso del mapeo hora-bloque se mapea la demanda horaria de cada mes del año 2019 obteniéndose una potencia promedio mensual por bloque horario. Una vez obtenidas estas potencias promedio, se representa en el bloque de máxima demanda el valor máximo de demanda de potencia registrado en el mes, lo cual es una práctica comúnmente utilizada en la región, conservando la representación de la energía registrada. Como resultado de todo este procedimiento se obtiene la reconstrucción de la demanda horaria mensual en cinco bloques horarios. En las siguientes figuras se muestran la reconstrucción de la demanda por mes. El área de color azul muestra la curva de demanda horaria registrada y la de color rojo la curva de demanda reconstruida.

Figura 29: Reconstrucción de las curvas de demanda horarias por mes en bloques horarios







Fuente: Elaboración con información propia

La caracterización de la curva de demanda mensual es utilizada en la demanda proyectada por bloque para cada etapa del período de planificación.

### 8.3 Año inicial de hidrología

El año inicial de hidrología es un dato requerido por la herramienta de modelación de la operación del mercado eléctrico SDDP. Este es un año que debe formar parte del período de caudales afluentes históricos representados en la herramienta y adicionalmente debe reflejar una hidrología similar a la del año inicial del período de estudio. Este dato es utilizado por el SDDP como una condición hidrológica inicial para la estimación de escenarios de caudales afluentes futuros. Según la "Perspectiva climática para Honduras mayo – agosto de 2021" del Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos (CENAOS), COPECO Honduras [8], se indica que según los pronósticos de lluvia los años análogos para el 2021 bajo dicha perspectiva son 1996 y 2012. Consecuentemente, bajo un criterio de utilizar el año más reciente de los años análogos posibles, se toma el año 2012 como año inicial de hidrología.

#### **8.4 Tasa de descuento**

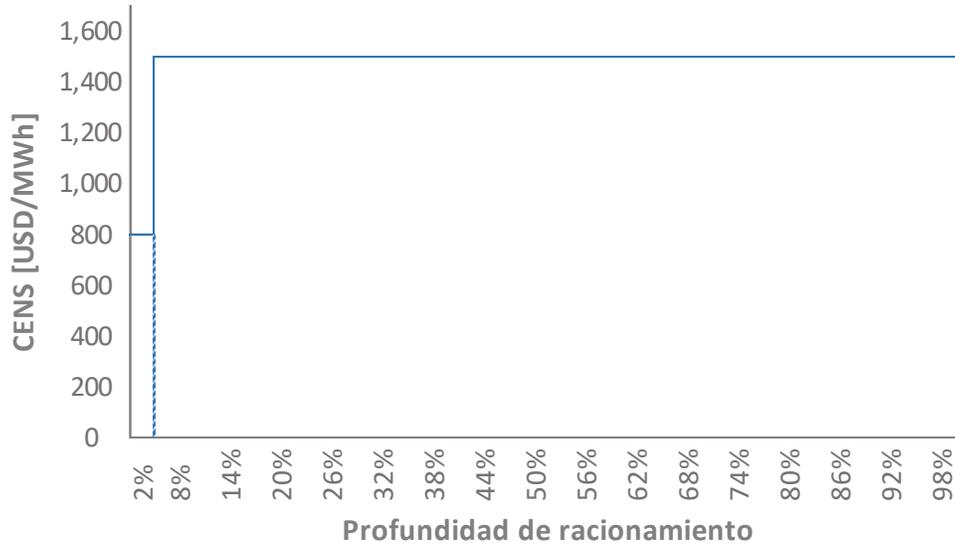
En el presente plan se utiliza una tasa de descuento real del 9% después de impuestos. Esta tasa es aplicable a la actividad de generación en Honduras, y fue obtenida de un estudio elaborado en el año 2018 por la firma argentina Mercados Energéticos Consultores para la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), con el propósito de calcular la tasa de descuento para la actividad de generación y transmisión de energía eléctrica en Honduras y el resto de los países miembro del MER. Este estudio considera que tanto la actividad de generación como la de transmisión suelen ser financiadas con capital propio y con endeudamiento, por lo que la metodología aplicada para la obtención de la tasa de descuento se basa en los modelos Capital Asset Pricing Model (CAPM) y Weighted Average Cost of Capital (WACC) determinando el costo de capital propio y el costo de endeudamiento para posteriormente ser ponderados, ambos componentes, a fin de encontrar el costo de capital [9].

La tasa de descuento es un parámetro económico que le permite a los programas de planificación anualizar los costos de inversión de los proyectos de expansión y llevar los valores de costos de las distintas etapas de tiempo para el mismo horizonte [10], [11].

#### **8.5 Costo de energía no suministrada**

Puesto que en el presente estudio tiene como propósito determinar un plan de expansión de mínimo costo tomando en cuenta la suma de los costos totales de inversión y operativos, se debe considerar un costo de energía no suministrada (CENS), ya que de esta forma también se minimiza el costo de no satisfacer la demanda en todo momento. El CENS constituye los costos causados a los usuarios debido a la interrupción del suministro de electricidad por falta de adecuación de los recursos de generación. En la siguiente figura se muestra el CENS utilizado en el presente trabajo tomando como referencia valores usados en estudios previos nacionales y regionales, tal como el realizado por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) [12].

Figura 30: Costo de la energía no suministrada



Fuente: Elaboración propia con información del CEAC [12]

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

Adicionalmente, se utiliza un criterio de seguridad del suministro en el que se establece que el cociente entre la energía no suministrada y la demanda de energía anual debe ser menor a  $1 \times 10^{-4}$  a partir del año 2024.

### 8.6 Adiciones decididas y retiros del parque de generación

En el presente plan se representan las centrales existentes, como se listan en el Anexo Centrales generadoras del sistema interconectado nacional – Julio de 2021, y el parque de generación futuro considerando aquellos proyectos de generación bajo compromisos contractuales de compra y venta de capacidad y energía asociada con la ENEE y que cuentan con un desarrollo significativo, ya sea porque tienen financiamiento asegurado o porque se encuentran en una etapa de construcción. Estas centrales se consideran como adiciones decididas de centrales de generación al sistema. Estos proyectos corresponden a los mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 7: Adiciones decididas al parque de generación, período 2021 – 2031

Proyecto	Empresa	Tecnología	Capacidad [MW]	Contrato de suministro	Fecha de entrada en operación comercial	Ubicación
Arenal Etapa I - II	Energías Limpias del Yaguala S.A. de C.V.	Hidroeléctrica	60.5	026-2014	Oct-22	Yoro
El Tornillito	Hidroeléctrica El Volcán S.A. de C.V.	Hidroeléctrica	198	087-2010	Jun-2024	Cortés
Río Molo	Castillo Torres Energy S.A. de C.V.	Hidroeléctrica	4	248-2012	Ene-2025	Santa Bárbara

Fuente: Elaboración con información de ODS y ENEE

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

Por otro lado, se considera el retiro de centrales generadoras térmicas por finalización del contrato de suministro que tienen suscritos con la ENEE, como se presenta en la Tabla 8, a excepción de la central de cogeneración de Enersa que su fecha de finalización de contrato es mayo del 2045, pero que por motivos de que su producción depende de la central Enersa se considera como su fecha de retiro el mismo que el de la central Enersa.

Tabla 8: Retiros del parque de generación, período 2021 – 2031

Central generadora	Tecnología	Capacidad bajo contrato [MW]	Contrato de suministro	Fecha de retiro
Emce Choloma	Térmica a base de búnker	50	024-2019	May-21
Lufussa Valle	Térmica a base de búnker	70	015-2018	May-21
Becosa	Térmica a base de carbón	105	027-2014	Mar-26
Lufussa III	Térmica a base de búnker	240	004-2018	Abr-28
Enersa	Térmica a base de búnker	227	071-2018	May-28
Central de cogeneración de Enersa	Cogeneración	17	083-2010	May-28
El Faro (Rentas Américas)	Térmica a base de búnker	30	049-2018	Ene-31

Fuente: Elaboración con información de ODS y ENEE

A continuación, se presenta una figura que resume las adiciones y retiros anuales del parque de generación durante el período 2021 – 2031.

Figura 31: Adiciones y retiros del parque de generación, período 2021 – 2031



Fuente: Elaboración con información propia de ODS y ENEE

En el presente plan no se considera el retiro de centrales generadoras renovables con contrato de suministro con la ENEE que finaliza durante el período de estudio, siendo esta una práctica común en la elaboración de un plan de expansión de la generación dado que es razonable y esperable que no se retiren del sistema y continúen produciendo. La siguiente tabla lista este conjunto de centrales.

Tabla 9: Centrales no consideradas como retiro

No.	Nombre de central	Tecnología de generación	Número de contrato de suministro	Fecha de finalización de contrato	Capacidad instalada [MW]
1	Azunosa (IHSA)	Biomásica	066-2004	02/03/2021	13.5
2	CAHSA	Biomásica	044-2004	13/03/2021	30
3	Cortecito	Hidroeléctrica	054-2011	02/11/2021	5.88
4	San Carlos	Hidroeléctrica	055-2011	02/11/2021	4.4
5	Cuyamapa	Hidroeléctrica	061-2011	10/11/2021	13
6	Cuyamel	Hidroeléctrica	063-2011	10/11/2021	8.32

No.	Nombre de central	Tecnología de generación	Número de contrato de suministro	Fecha de finalización de contrato	Capacidad instalada [MW]
7	La Gloria	Hidroeléctrica	062-2011	10/11/2021	6
8	Coyolar (Mi Ambiente)	Hidroeléctrica	Convenio	26/01/2022	2
9	Nacaome	Hidroeléctrica	Convenio	26/01/2022	23
10	El Cisne	Hidroeléctrica	049-2011	01/03/2022	0.71
11	Chumbagua	Biomásica	004-2013	27/01/2024	20
12	Celsur Biomasa	Biomásica	112-2012	18/12/2024	44.25
13	Hidro Yojoa	Hidroeléctrica	069-2000	30/08/2025	0.702
14	Mangucho	Hidroeléctrica	033-2011	25/06/2028	1.45
15	Peña Blanca	Hidroeléctrica	232-2013	05/12/2028	1.44
16	Matarras	Hidroeléctrica	157-2012	18/07/2029	2
17	YODECO	Biomásica	037-2010	10/02/2031	0.3
18	Honduras Green Power Plant (HGPP)	Biomásica	054-2012	18/03/2031	43

Fuente: Elaboración con información públicamente disponible

De las centrales generadoras que aparecen en la tabla anterior, las centrales Mangucho y Peña Blanca se encuentran habilitadas a participar en el mercado de oportunidad.

### 8.7 Centrales candidatas de expansión

Adicionalmente a los proyectos de generación considerados como adiciones decididas, se incorporan distintos generadores genéricos como candidatos para asegurar el suministro de la demanda a lo largo del período de estudio. La selección de estos generadores como posibles expansiones del parque de generación es resultado de una optimización que considera sus costos de inversión, costos operativos y fechas de entrada mínima en operación. Las tecnologías de generación consideradas entre las centrales candidatas consisten en centrales térmicas convencionales basadas en combustibles búnker, gas licuado de petróleo (LPG), gas natural y carbón, y centrales renovables eólicas, solares fotovoltaicas (FV) y geotérmicas. Las centrales de tipo solar FV incluyen un acoplamiento con un sistema de almacenamiento de energía con baterías (SAEB). Las tecnologías de generación térmica consideradas incluyen motores de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor y ciclos combinados.

A continuación, se muestran las centrales de generación térmicas consideradas como candidatas.

Tabla 10: Centrales de generación térmicas candidatas

No.	Central candidata	Cantidad de centrales	Capacidad máxima [MW]	Año mínimo de entrada
1	Central térmica de motores de combustión interna a búnker	5	40	2021
2	Central térmica de motores de combustión interna a búnker	2	40	2022
3	Central térmica de motores de combustión interna a búnker	25	40	2023
4	Central térmica de turbinas de gas duales	1	74	2024
5	Central térmica a base de carbón	1	100	2024
6	Central térmica de motores de combustión interna a gas natural	1	378	2026
7	Central de ciclo combinado a gas natural	1	381	2026
8	Central térmica a base de carbón	1	100	2026
9	Central térmica de motores de combustión interna a búnker	12	40	2028
10	Central térmica de motores de combustión interna a gas natural	1	378	2028
11	Central de ciclo combinado a gas natural	1	381	2028

Fuente: Elaboración propia

Además, en las siguientes dos tablas se muestran las centrales de generación eólicas y solares FV con SAEB consideradas como candidatas.

Tabla 11: Centrales eólicas candidatas

No.	Central candidata	Cantidad de centrales	Capacidad máxima [MW]	Puntos de conexión	Año de entrada mínima
1	Central eólica	1	40	TON	2024
2	Central eólica	1	80	ZAM	2025
3	Central eólica	1	40	SRS	2026

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12: Centrales solares FV con SAEB candidatas

No.	Central candidata	Cantidad de centrales	Capacidad máxima [MWac]	Relación DC/AC del inversor	Puntos de conexión	Año de entrada mínima
1	Central solar FV con SAEB	1	40	1.8	SPS	2024
2	Central solar FV con SAEB	1	40	1.7	CCE	

No.	Central candidata	Cantidad de centrales	Capacidad máxima [MWac]	Relación DC/AC del inversor	Puntos de conexión	Año de entrada mínima
3	Central solar FV con SAEB	1	40	1.8	NCO	
4	Central solar FV con SAEB	1	40	1.7	CTE	
5	Central solar FV con SAEB	1	40	1.7	CYG	
6	Central solar FV con SAEB	1	40	1.7	CYG	2025

Fuente: Elaboración propia

La capacidad máxima en AC del conjunto centrales solares FV acopladas con el SAEB es 40 MW. El SAEB considerado es de una capacidad de 8 MW, y el propósito de este es que cuando la producción de energía del parque solar exceda la capacidad máxima en AC, el excedente sea almacenado en el SAEB de forma que se traslade esta energía al horario nocturno.

Finalmente, como candidata se incluye una central geotérmica de 15 MW de capacidad instalada con año de entrada mínima en 2027.

Respecto a los puntos de conexión, estos se establecen en ubicaciones con alto potencial de desarrollo de centrales renovables debido a la existencia de recurso primario importante en las cercanías. En algunos casos también se debe a que los puntos se encuentren cerca de principales centros de consumo.

Para determinar la producción de las centrales eólicas y solares FV candidatas se utiliza la herramienta Times Series Lab (TSL). Con esta herramienta, descrita en la sección 7.1, se producen los escenarios futuros de generación renovable intermitente en cada ubicación específica. Los escenarios son creados a partir de registros históricos horarios sintéticos procesando una base de datos de recurso global.

### 8.8 Máximas adiciones de capacidad renovable variable

Las máximas adiciones de capacidad renovable a lo largo del período de estudio se determinan usando como fuente de información análisis elaborados por la Secretaría de Energía de Honduras (SEN) [13]. En la tabla a continuación se muestran las máximas adiciones acumuladas de capacidad renovable eólica y solar FV consideradas.

Tabla 13: Máximas adiciones acumuladas de capacidad renovable variable, período 2021 – 2031

Año	Solar FV [MW]	Eólica [MW]
2021	0	0
2022	0	0
2023	0	0

Año	Solar FV [MW]	Eólica [MW]
2024	50	100
2025	50	200
2026	100	300
2027	100	300
2028	150	300
2029	200	300
2030	300	300
2031	300	300
<b>Máxima capacidad acumulada total</b>	<b>300</b>	<b>300</b>

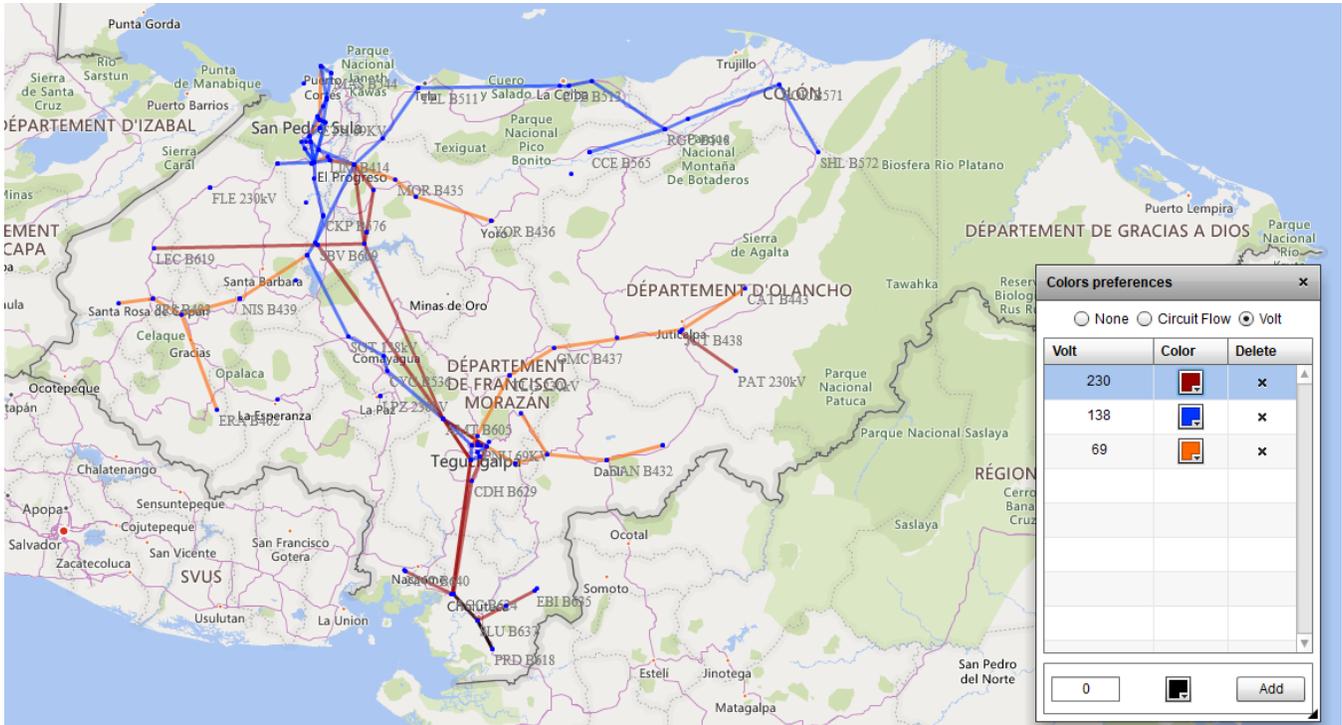
Fuente: Elaboración propia con información de SEN [13]

Estas restricciones máximas corresponden a la máxima capacidad instalada, adicional a la actualmente existente, por conjunto de tecnología que puede operar en cada año. En el período de estudio, hasta 2031, podrían adicionarse hasta un máximo de 300 MW de centrales solares FV y 300 MW de centrales eólicas.

## 8.9 Red de transmisión

La herramienta de modelación de la operación del mercado eléctrico SDDP permite representar las características de los componentes de una red eléctrica como ser barras, circuitos, transformadores, cargas y puntos de conexión de las centrales generadoras. Adicionalmente, se pueden representar las condiciones actuales y futuras de la red, ya sea por la adición, modificación o retiro de componentes. La siguiente imagen muestra la red de transmisión nacional como la presenta la interfaz de SDDP.

Figura 32: Red de transmisión nacional en SDDP



Fuente: Elaboración con información propia

No obstante, debido a que entre las opciones de ejecución se plantea únicamente la representación de algunas restricciones operativas de encontrarse necesarias, se utiliza una restricción de transmisión de 32MW en la línea L442, entre las subestaciones JUT y GMC, considerando un límite de transporte de potencia por estabilidad de voltaje bajo contingencia de la línea L443, entre JUT y CAT. Esta restricción de transmisión es mantenida por los primeros años del período de estudio hasta el año 2025 considerando un lapso suficiente que permita la construcción de refuerzos de transmisión para dicha restricción.

## 9 Costos de inversión y de operación y mantenimiento de centrales generadoras

Esta sección describe los cálculos y valores de los costos de inversión y de operación y mantenimiento de diferentes tecnologías bajo análisis en el presente plan de expansión. Estas son solares FV, eólicas, sistema híbrido solar FV más batería, baterías independientes, motores de combustión interna, centrales a base de LPG, ciclos combinados a base de GN y centrales de carbón. Para varias de las tecnologías se toman en cuenta cadenas de costos detalladas para representar en el presente trabajo particularidades técnicas de interés. Los cálculos extendidos, para las tecnologías que aplique, se encuentran en el Anexo Desagregación de costos de inversión de centrales generadoras.

### 9.1 Costos de inversión y de operación y mantenimiento fijo

#### 9.1.1 Eólica

El costo de inversión de la tecnología eólica se basa en información publicada por IRENA [14]. Estos costos de instalación consideran todo el equipo eléctrico y mecánico, BOS e instalación, y todos los costos de desarrollador. En este caso, se hace uso del costo de instalación para la región de Centroamérica y el Caribe a 1,737 USD/kW, referenciado a 2021.

Por otro lado, esta información se complementa con información publicada por el EIA [15]. La institución publica que, para su informe "Annual Energy Outlook", este tipo de tecnología tiene un costo de operación y mantenimiento fijo anual de 26.47 USD/kW-año.

#### 9.1.2 Solar FV

El costo de inversión de la tecnología solar FV, de igual forma que con la tecnología eólica, se basa en información publicada por IRENA [14]. Dentro de la cadena de valor a considerar para su costo de inversión en Honduras, se incluye el costo del equipamiento eléctrico y mecánico (hardware), BOS e instalación, y todos los costos de desarrollador. Considerando las cadenas de costo disponibles en la publicación de IRENA para distintos países, se toma una cadena de costo que tiene el costo de instalación más cercano a la media mundial (995 USD/kW), el cual corresponde con un costo de instalación unitario de 996.32 USD/kW, referenciado a 2021. Se presume que es una central solar FV con seguimiento en un eje y una relación DC/AC del inversor igual a 1.2. La relación DC/AC del inversor superior a 1 involucra que en algunos instantes del año la producción de los paneles solares podría ser mayor que la capacidad nominal del inversor, y el sistema se vería obligado a verter o recortar la producción solar. Sin embargo, con una relación DC/AC del inversor de 1.2, la experiencia del rubro indica que las pérdidas son mínimas [16], [17], [18].

De igual forma, se complementa con información del EIA [15] para establecer el costo de operación y mantenimiento fijo anual en 15.33 USD/kW-año.

### 9.1.3 Sistema híbrido solar FV más batería

Para obtener el costo de una central híbrida solar FV acoplada con una batería, se construye una cadena de costos presumiendo una central solar con seguimiento en un eje y capacidad de entrega de 40 MWac, con distintos valores de relación DC/AC del inversor de 1.5, 1.7 y 1.8. A esta, se le acopla en DC módulos de batería con una capacidad de 8 MW y almacenamiento de 4 horas (32 MWh). Se presume que la batería se carga únicamente de la instalación solar propia, y se descarga de forma diaria al momento de máxima demanda nocturna del sistema. Este tipo de aplicación permite que se comparta equipo eléctrico y mecánico utilizado en la central solar independiente como ser la barra de interconexión en AC, transformador elevador, inversor AC/DC y barra DC, y por tanto se distribuyan los costos de adquisición del predio, instalación y BOS relacionado [19]. Al mismo tiempo que se reducen costos por el equipo de electrónica de potencia debido al inversor compartido, es posible aumentar la relación DC/AC del inversor sin verter una cantidad significativa de energía dado que esta energía se almacena directamente en la batería [20].

Dado que para realizar el referido acoplamiento en DC es necesario vincular un convertidor DC/DC y los módulos de batería en sí, a la cadena de costos de las centrales solares FV mencionadas, se le agrega el costo adicional requerido de equipo eléctrico y mecánico, transporte e instalación, así como los costos de los módulos de almacenamiento. Utilizando costos para los módulos de almacenamiento obtenidos mediante comunicación directa con un proveedor de esta tecnología, se encuentran costos unitarios de sistemas híbridos solar FV más batería de 40 MWac de capacidad de entrega, para cada relación DC/AC del inversor mencionada, de 1,539.08 USD/kW, 1,598.98 USD/kW y 1,628.93 USD/kW.

Por otro lado, se obtiene el costo de operación y mantenimiento que incluya el costo O&M propio de una central solar FV, el costo O&M de un sistema de baterías de gran escala y una estrategia de aumentación por concepto de degradación de la batería. En primer lugar, el costo de O&M de la componente solar FV es igual al expuesto de la solar FV independiente. En segundo lugar, se estima un costo de O&M propio para una batería de esta escala igual al 2.0% del costo de inversión de la componente de la batería. Finalmente, se aplica una estrategia de aumentación de los módulos de batería necesaria para asegurar la entrega de la capacidad de energía nominal durante la vida útil de la central híbrida, definida en 20 años. La estrategia de aumentación por concepto de degradación se desarrolla de forma detallada en el Anexo Degradación y aumentación para sistemas con baterías.

Por tanto, sumando los tres componentes mencionados se obtiene que esta tecnología híbrida tendría un costo de operación y mantenimiento de 26.19 USD/kW-año hacia el año 2021. A pesar de que se obtienen cálculos para centrales solares FV con tres diferentes valores de relación DC/AC del inversor, no se prevén valores significativamente diferentes de costos de O&M por lo que se mantiene el mismo costo de O&M para todas.

### 9.1.4 Batería independiente

Se incluye el cálculo de costos para baterías independientes que almacenan su energía de la red, en instantes en el cual el precio marginal es bajo y se descargan cuando el precio marginal es alto. Para

esta tecnología se desarrolla una cadena de costos basada en información compartida por un proveedor de esta tecnología. La información de costos del proveedor corresponde a un tipo de contrato por ingeniería básica y equipo, a los que se agregan costos de inversor, cableado, racking, equipo eléctrico de baja tensión, subestación eléctrica, costos de instalación y construcción, y costos del desarrollador.

Para este trabajo, el sistema de almacenamiento corresponde a baterías de iones de litio LFP de gran escala, con una capacidad nominal de 40 MW y 4 horas de duración (160 MWh). Con esto se obtiene un costo de inversión equivalente de 1,779.04 USD/kW o 444.76 USD/MWh para el año 2021.

Subsecuentemente, se calcula el costo de operación y mantenimiento fijo anual de este sistema tomando en cuenta dos componentes: la operación y mantenimiento propia para este tipo de tecnología y el costo de reemplazo de módulos por la degradación. En primer lugar, el costo de operación y mantenimiento propio del sistema se presume equivalente al 1.7% del costo de inversión, de acuerdo con información compartida por proveedores consultados. Por otra parte, el costo de reemplazo de módulos por degradación y la estrategia de aumentación respectiva se realiza tomando una degradación típica para un sistema de estas características considerando un ciclo de carga y descarga diario, durante un período de vida de 20 años. De esta forma, se obtiene un costo de operación y mantenimiento conjunto de 49.49 USD/kW-año, referenciado a 2021.

### **9.1.5 Geotérmica**

El costo de inversión de esta tecnología se toma de un análisis elaborado por la consultora K&M Advisors para la Secretaría de Energía de Honduras [21]. El valor del costo de inversión utilizado corresponde a 4,300 USD/kW bajo un escenario optimista en el que las premisas principales son una alta probabilidad de éxito de las perforaciones de pozos comerciales y costos bajos de desarrollo del proyecto, así como un alto factor de planta. Al igual que para otras tecnologías de generación representadas en el presente trabajo, se complementa con un costo de operación y mantenimiento fijo anual para esta tecnología de 137.50 USD/kW-año obtenido de información pública del EIA [15].

### **9.1.6 Motores de combustión interna**

Para centrales con motores de combustión interna a búnker, los costos de inversión se obtienen de información proveída directamente por fabricantes de esta tecnología para centrales de mediana escala del orden de los 40 MW, con lo cual el costo de inversión es 946 USD/kW para su instalación dentro del país. Este dato es complementado con datos publicados por el EIA [15], quien indica que el costo de operación y mantenimiento fijo anual para esta tecnología es 35.34 USD/kW-año.

En cuanto a centrales a gran escala con motores de combustión interna a base de gas natural, se utiliza un costo de inversión de 747.87 USD/kW correspondiente a una central de 378 MW de capacidad, similar a una central de este tipo en construcción en El Salvador [22], y un costo de operación y mantenimiento fijo anual nuevamente de 35.34 USD/kW-año, utilizando información pública del EIA [15].

### 9.1.7 Centrales a base de LPG

Para el caso de centrales a base de LPG, en este caso turbinas de gas duales a LPG y GN con ciclo combinado ORC, se utiliza nuevamente información directamente compartida por parte de fabricantes de esta tecnología. Con ello, el costo de inversión es 1,001 USD/kW para la instalación de este tipo de central en el sistema nacional con una capacidad estimada de 74 MW en sitio. Este dato se complementa con información del EIA [15], quien indica que el costo de operación y mantenimiento fijo anual para turbinas de combustión aeroderivadas, la cual es la tecnología en la que se basan las centrales a LPG, es 16.38 USD/kW-año.

### 9.1.8 Ciclo combinado a base de gas natural

El cálculo del costo de inversión para esta tecnología es basado principalmente en el manual Gas Turbine World (GTW) del 2020 [23], siguiendo también una estructura bottom-up similar a reportes públicamente disponibles del EIA [24]. Con base en GTW, se obtiene el costo de un CCGN de gran escala, el cual incluye las turbinas de gas, las turbinas de vapor, el sistema de recolección de calor, los generadores, equipo eléctrico y mecánico auxiliar, la ingeniería y la construcción de la planta. Sin embargo, los precios referenciales son dados en precios FOB de la fábrica de producción, y no incluyen los costos del desarrollador. Por tanto, se crea una cadena de costos que refleje el costo de inversión de esta tecnología y escala en Honduras, y todos aquellos costos no amparados por la metodología del GTW. Para mencionar algunos, estos incluyen, pero no se limitan a, costo de adquisición de terreno, costo de subestación eléctrica e interconexión a la red, interconexión de gas, transporte marítimo del equipamiento, repuestos iniciales, seguros y permisos y licencias.

Tomando en cuenta esta metodología, y la referencia disponible en el GTW para una central de 387 MW netos en condiciones ISO equivalentes a 367.65 MW en condiciones en sitio, se obtiene un costo unitario de inversión referenciado al 2021 de 1,098.74 USD/kW. Esto se complementa con información pública del EIA [15], la cual declara que para esta tecnología el costo de operación y mantenimiento fijo anual es 12.91 USD/kW-año.

Adicionalmente, se utiliza un costo de inversión de 1,272.96 USD/kW y costo de operación y mantenimiento fijo anual de 17 USD/kW-año para una CCGN de 381 MW de capacidad en sitio, con características similares a una central de este tipo en desarrollo en Panamá, la cual se identifica como una central CCGN de considerable flexibilidad.

### 9.1.9 Carbón

El costo de inversión de centrales a carbón se basa en la estructura bottom-up diseñada para el EIA en el informe "*Capital Costs and Performance Characteristics for Utility Scale Power Generating Technologies*" [24], adaptado con información más reciente del EIA [15].

Como primer paso, se actualizan los costos de 2020 de acuerdo con la información más reciente del EIA de 2021. Más adelante, se eliminan los costos dependientes del lugar de instalación referenciados a EE.

UU., como ser costos de interconexión a la red eléctrica, interconexión de gas, costos de ingeniería, procura y construcción (EPC), y costos del desarrollador. Finalmente, se construye una estructura bottom-up que considera los costos de interconexión eléctrica, transporte de equipamiento, EPC y costos de desarrollador, referenciados al contexto hondureño para una central de una escala adecuada para el sistema nacional.

Aplicando esta metodología, se obtiene que una central de carbón con una capacidad nominal de 150 MW netos, sin captura y almacenamiento de dióxido de carbono, tendría un costo de inversión unitario de 3,731.56 USD/kW. Asimismo, se utiliza como fuente el EIA [15] para obtener el costo de operación y mantenimiento fijo anual en 40.79 USD/kW-año.

### 9.1.10 Resumen

Con el propósito de condensar la presente sección 9.1, en la Tabla 14 a continuación se puede observar el resumen de los costos unitarios de inversión y el costo de operación y mantenimiento fijo anual para todas las tecnologías consideradas. Se presume que el conjunto de valores corresponde a precios de 2021.

Tabla 14: Costo unitario de inversión referenciados a 2021

Tecnología	Costo unitario de inversión [USD/kW]	Costo de O&M [USD/kW-año]
Solar FV	996.32	15.33
Eólica	1,737	26.47
Solar FV + Batería	1,539.08 – 1,628.93	26.19
Batería independiente	1,779.04	49.49
Geotermia	4,300	137.50
MCI	747.87 – 946	35.34
LPG	1,001	16.38
CCGN	1,098.74 – 1,272.96	12.91 – 17
Carbón	3,731.56	40.79

Fuente: Elaboración propia

### 9.2 Proyección de precios de combustible

En el presente plan se consideran tecnologías de motores de combustión interna, CCGN, turbinas a LPG y centrales carboneras, que consumen combustibles fósiles. Por tanto, se requiere obtener los precios del búnker, gas natural, LPG y carbón, así como una proyección de precios a lo largo del horizonte de planificación. Esta sección describe la metodología empleada para determinar los valores base y las proyecciones para Honduras.

### 9.2.1 Gas natural

Para el precio del GN se utiliza una cadena de valor para determinar los principales costos de llevar el combustible hasta la ubicación de una central generadora en Honduras. Los eslabones de la cadena de valor consisten en el GN referenciado al Henry Hub, licuefacción, transporte marítimo y regasificación.

En primer lugar, se utiliza la proyección de largo plazo del EIA [25] para obtener el precio referenciado al Henry Hub en dólares reales por unidad de energía. Estos valores pueden apreciarse en la Tabla 15.

Tabla 15: Proyección de precio de GN en Henry Hub

Año	Precio [USD/MMBtu]	Año	Precio [USD/MMBtu]	Año	Precio [USD/MMBtu]
2021	3.1007	2031	3.3585	2041	3.5490
2022	3.2257	2032	3.4230	2042	3.5287
2023	2.9923	2033	3.4872	2043	3.5057
2024	2.8018	2034	3.5170	2044	3.5019
2025	2.8803	2035	3.5327	2045	3.5077
2026	2.9843	2036	3.5373	2046	3.5210
2027	3.0421	2037	3.5283	2047	3.5472
2028	3.1755	2038	3.5497	2048	3.5962
2029	3.2906	2039	3.5504	2049	3.6540
2030	3.3440	2040	3.5493	2050	3.6939

Fuente: EIA [25]

Seguidamente, para la licuefacción, se revisa información pública de precios de los recientes contratos y acuerdos por el servicio de licuefacción prestado en la zona aledaña al Henry Hub. De acuerdo con una variedad de fuentes, se presume que puede tomarse un costo de licuefacción asociado a un contrato de largo plazo con compromiso de prestar el servicio a un costo de 2.50 USD/MMBtu [26], [27], [28], [29]. El costo de licuefacción incluye el costo de transporte por gaseoducto desde el nodo físico del Henry Hub aledaño a Erath, Louisiana, hasta la planta licuefactora.

A continuación, el costo unitario de transporte marítimo se estima en 0.50 USD/MMBtu. Este costo de transporte se presume que incluye la tarifa por renta de navío de GNL para transporte desde la costa del Golfo de EE. UU. y tiempo en puertos. Se presume que el puerto de llegada en Honduras es Puerto Cortés.

Finalmente, considerando información de distintas fuentes [29], [30], se determina que de forma unitaria el costo de regasificación sería 1.50 USD/MMBtu. En el Anexo Desagregación de precios de combustibles se encuentra una descripción de un ejercicio de cálculo de costo unitario de regasificación según tipo de terminal regasificadora considerando costos de inversión y operativos.

A continuación, en la Tabla 16 se puede observar la proyección de precio de combustible en Puerto Cortés.

Tabla 16: Proyección de precio de GN en Puerto Cortés

Año	GN en HH comercializado [USD/MMBtu]	Precio de GN en Puerto Cortés [USD/MMBtu]	Año	GN en HH comercializado [USD/MMBtu]	Precio de GN en Puerto Cortés [USD/MMBtu]
2021	3.5658	8.029	2036	4.0679	8.566
2022	3.7095	7.868	2037	4.0576	8.556
2023	3.4412	7.939	2038	4.0822	8.580
2024	3.2221	7.720	2039	4.0829	8.581
2025	3.3124	7.811	2040	4.0816	8.580
2026	3.4320	7.930	2041	4.0814	8.580
2027	3.4985	7.997	2042	4.0580	8.556
2028	3.6518	8.150	2043	4.0315	8.530
2029	3.7842	8.282	2044	4.0271	8.525
2030	3.8455	8.344	2045	4.0339	8.532
2031	3.8623	8.360	2046	4.0492	8.547
2032	3.9365	8.435	2047	4.0793	8.577
2033	4.0103	8.509	2048	4.1356	8.634
2034	4.0446	8.543	2049	4.2021	8.700
2035	4.0626	8.561	2050	4.2480	8.746

Fuente: Elaboración propia con base en cifras del EIA [25]

Para el caso del GN en HH comercializado, este es igual al precio en la Tabla 15 adicionando un 15%. Dicha adición está asociada a costos adicionales en los que un comprador de GN puede incurrir. Luego, para obtener el precio de GN en Puerto Cortés, se suma al cálculo anterior las tarifas mencionadas de licuefacción, transporte marítimo y regasificación.

### 9.2.2 Búnker

Para las centrales a búnker (heavy fuel oil), se construye inicialmente una proyección de costo variable basada en las tasas de cambio porcentual del precio real del combustible *West Texas Intermediate Crude Oil Spot Price* del "Short Term Energy Outlook" [31] y el "Annual Energy Outlook" [25], ambos publicados por el EIA. Por un lado, el *Short Term Energy Outlook* declara valores de proyección de precio del combustible para el corto plazo, los cuales, al momento de la consulta, se encontraban disponibles hasta el 2022. Para la proyección de largo plazo, se complementa con el *Annual Energy Outlook*.

Las tasas de crecimiento o decrecimiento anual indexan un costo variable de MCI en Honduras. Es decir, se multiplica el costo variable de un año anterior con la tasa de cambio anual del precio del WTI. Se fija un costo variable base como el promedio del costo variable de las centrales térmicas a base de combustible búnker existentes en el país para el año 2020. Este costo variable base resulta en 69.36 USD/MWh.

Adicionalmente, a fin de obtener un costo variable de combustible base para 2020 con el propósito de mostrar un precio de combustible equivalente, al costo variable base se resta un valor de costo variable de O&M de 5.72 USD/MWh, tomado del EIA [15]. Luego, con el valor resultante se encuentra el precio de combustible equivalente de 7.64 USD/MMBtu, si se presume una eficiencia en HHV de 40.95%. Para los años subsecuentes, se obtiene el costo variable de combustible restando a cada costo variable proyectado el costo variable de O&M mencionado. Luego, de los valores resultantes se obtiene el precio de combustible equivalente según se ha descrito para el valor base.

La proyección de costos variables y precios de combustibles equivalentes para las centrales a base de combustible búnker se puede observar en la Tabla 17 a continuación.

Tabla 17: Proyección de costos variables y precio de combustible equivalente de búnker para centrales MCI

Año	Costo variable [USD/MWh]	Precio de búnker equivalente [USD/MMBtu]	Año	Costo variable [USD/MWh]	Precio de búnker equivalente [USD/MMBtu]
2020	69.36	7.64	2036	138.38	15.92
2021	109.53	12.46	2037	140.86	16.22
2022	100.48	11.37	2038	143.74	16.57
2023	94.10	10.61	2039	144.33	16.64
2024	99.97	11.31	2040	149.17	17.22
2025	105.01	11.92	2041	151.97	17.55
2026	108.57	12.34	2042	153.74	17.77
2027	112.91	12.87	2043	155.97	18.03
2028	117.50	13.42	2044	157.28	18.19
2029	120.65	13.79	2045	155.02	17.92
2030	124.95	14.31	2046	159.70	18.48
2031	127.68	14.64	2047	161.03	18.64
2032	130.71	15.00	2048	160.62	18.59
2033	132.57	15.23	2049	160.58	18.59
2034	134.37	15.44	2050	160.58	18.59
2035	135.97	15.63			

Fuente: Elaboración propia

### 9.2.3 LPG

Para la proyección del precio del LPG, se utiliza una cadena de costos para este combustible regulado dentro del país con información compartida por la SEN. Con ello, se establece un precio referencial para el año 2020. Este precio incluye el precio de compra en el mercado internacional, flete, seguros y costos de internación. Se presume que las centrales a base de LPG gozarían de exención de impuestos por

combustible para generación de energía eléctrica. Para el 2020, se estima el precio del LPG para producción de energía eléctrica en 1.04 USD/gal o 11.34 USD/MMBtu.

El precio del LPG fue indexado a través del tiempo utilizando tasas de crecimiento o decrecimiento provenientes del precio del propano bajo proyecciones del EIA en la publicación “*Annual Energy Outlook*” [25]. Bajo esta premisa, se obtiene la proyección del precio de LPG, mostrándose a continuación en la Tabla 18.

Tabla 18: Proyección de precio de combustible LPG para generación eléctrica

Etapa	Precio [USD/MMBtu]	Etapa	Precio [USD/MMBtu]	Etapa	Precio [USD/MMBtu]
2020	11.34	2030	17.62	2040	20.57
2021	12.75	2031	17.95	2041	20.91
2022	13.80	2032	18.39	2042	21.09
2023	14.20	2033	18.69	2043	21.40
2024	14.81	2034	18.91	2044	21.57
2025	15.44	2035	19.13	2045	21.53
2026	15.94	2036	19.42	2046	21.90
2027	16.26	2037	19.67	2047	22.22
2028	16.89	2038	19.99	2048	22.37
2029	17.21	2039	20.19	2049	22.52

Fuente: Elaboración propia

#### 9.2.4 Carbón

El precio del carbón se proyecta tomando en cuenta el precio del carbón en Colombia, costo de transporte internacional y los costos de internación asociados hacia el año 2019. El precio obtenido en 2019, el cual sirve de punto de referencia o año base, es indexado para 2020 por un valor histórico del EIA, y para el resto del horizonte de tiempo con base en proyecciones publicadas por el EIA.

En primer lugar, se recopila el precio del carbón en Colombia durante el año 2019, referenciado a la central Termoguajira, de información pública [32]. Se hace referencia a la central Termoguajira dado que esta se encuentra contiguo al yacimiento carbonero “Cerrejón” en el departamento La Guajira, y ambos se encuentran en la costa litoral atlántica de Colombia, con acceso a puertos como Puerto Bolívar. Hacia 2019, el costo del carbón para la central Termoguajira se calcula en 3.6388 USD/MMBtu, siendo el promedio de los valores mensuales durante el año.

En segundo lugar, se calcula un costo de transporte internacional, tomando en cuenta la demanda necesaria para alimentar una central de carbón en Honduras, que incluya el costo de transporte de las toneladas de carbón requeridas, seguros y costos de puerto de embarque. Este costo se fija en 13 USD/Tm [33], equivalente a 0.5896 USD/MMBtu utilizando el poder calorífico del carbón de la central de referencia Termoguajira [34].

En tercer lugar, se estima el costo de internación en Honduras asociado a gestiones, descarga, acopio, aranceles, tasas portuarias, impuestos, costos de inspección y análisis, y cualquier otro servicio requerido. Este se fija a 10 USD/Tm, equivalente a 0.4535 USD/MMBtu.

El agregado de estos costos es igual a 4.6819 USD/MMBtu, el cual sería el precio del carbón para el año 2019 en Honduras. Posteriormente, se realiza la proyección del precio con la misma metodología basada en las proyecciones del EIA, utilizando tasas de cambio reales asociadas al carbón. En la Tabla 19 se puede observar el resultado de la proyección del precio de carbón utilizado, referenciado al contexto hondureño.

Tabla 19: Proyección del precio de carbón en Honduras

Año	Precio [USD/MMBtu]	Año	Precio [USD/MMBtu]	Año	Precio [USD/MMBtu]
2019	4.68	2030	4.56	2041	4.59
2020	4.45	2031	4.58	2042	4.60
2021	4.36	2032	4.56	2043	4.62
2022	4.29	2033	4.55	2044	4.60
2023	4.78	2034	4.55	2045	4.62
2024	4.76	2035	4.55	2046	4.63
2025	4.71	2036	4.54	2047	4.63
2026	4.66	2037	4.55	2048	4.63
2027	4.64	2038	4.59	2049	4.64
2028	4.58	2039	4.58	2050	4.65
2029	4.58	2040	4.59		

Fuente: Elaboración propia

### 9.3 Costo nivelado de la energía

Previo a realizar la evaluación de escenarios de expansión para determinar el plan de expansión de la generación mínimo costo, se obtiene un costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de distintos tipos de tecnologías utilizando características típicas de cada una ellas a fin de encontrar una comparativa preliminar. Para realizar este cálculo, se utilizan los valores de costos de inversión y operativos descritos en las secciones 9.1 y 9.2, para el año 2021, y, particularmente, los costos variables de operación y mantenimiento del EIA [15] en casos que sean necesarios. Es relevante mencionar que la comparativa resultante no refleja necesariamente los resultados que se encuentran posteriormente en los escenarios de expansión.

El LCOE es una medida de costos que permite comparar diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica producida sobre una misma base. Es una evaluación económica del costo total para construir y operar una central de energía eléctrica en relación con la producción total de energía durante la vida útil económica del activo. El LCOE también se puede considerar como el precio mínimo al que se debe vender

la energía eléctrica para lograr el punto de equilibrio durante la vida útil económica del proyecto tomando en cuenta los costos totales. El objetivo del LCOE es ofrecer una comparación de distintas tecnologías, que pueden tener vida útil heterogénea, magnitud, costo de inversión, eficiencia o capacidades distintas [35].

Para todas las tecnologías consideradas, se define una vida útil económica en 20 años y una tasa de descuento real de 9%, tomando como referencias prácticas típicas y una tasa de descuento aproximada de la tasa de descuento para la actividad de generación tomada del estudio “*Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en países de Centroamérica*” [9]. Esta tasa de descuento es también la tasa de descuento utilizada en las herramientas de planificación, como se describe en la sección 8.4.

### 9.3.1 Eólica

El LCOE de una central eólica se calcula con base en una central de 40 MW. Esta resulta con un LCOE igual a 61.86 USD/MWh, como se puede observar en la Tabla 20.

Tabla 20: Costo nivelado de la energía para eólica

	Unidades	Valor
Capacidad instalada	MW	40
Factor de planta anual	%	40%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	1,737
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	26.47
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	0
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	61.86

Fuente: Elaboración propia

El factor de planta de la central eólica utilizado se establece con base en valores típicos. Este factor es un valor levemente inferior al de las centrales eólicas existentes en el país.

### 9.3.2 Solar FV

Para el caso de una central solar FV se realiza el cálculo del LCOE tomando como referencia una central típica con una capacidad instalada de 40 MWac. Se establece la relación DC/AC del inversor en 1.2, la cual se define como el cociente de capacidad en módulos instalados en DC entre la capacidad AC del inversor [16]. Además, el factor de planta anual de la central se calcula utilizando la herramienta Time Series Lab (TSL), descrita en la sección 7.1, con la cual se modela generación de fuentes de energía renovable variable solar y eólica a fin de construir escenarios de producción sintéticos futuros [36].

Tabla 21: Costo nivelado de la energía para solar FV

	Unidades	Valor
Capacidad instalada	MWac	40
Relación DC/AC del inversor		1.2
Factor de planta anual	%	25.5%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	996.32
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	15.33
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	0
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	55.65

Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que el factor de planta de la central se obtiene utilizando una central indicativa ubicada en las cercanías de la subestación de Comayagua.

### 9.3.3 Sistema híbrido solar FV más batería

Para un sistema híbrido solar FV más batería se utiliza como base un sistema solar FV, para luego agregar los módulos de batería y el equipo auxiliar necesario. Este sistema híbrido se contempla acoplado en DC. También, la batería se carga únicamente de energía que proviene de los módulos solares del sistema integrado, y no de la red [20].

Para el caso del sistema híbrido solar FV más batería se define una relación DC/AC del inversor mayor a los valores típicos de una central solar FV, dado que la energía que potencialmente se tendría que verter por este motivo se puede almacenar directamente en la batería. Con esta relación DC/AC del inversor mayor a la de un sistema solar FV individual, se estima que el riesgo de verter energía por sobrecarga del inversor es muy bajo. Se puede observar en la Tabla 22, una relación DC/AC del inversor de 1.5 y un factor de planta de 31.7% para este sistema híbrido, en contraste con una relación de 1.2 y factor de planta de 25.5%, como se muestra en la Tabla 21, para la central solar FV independiente.

Tabla 22: Costo nivelado de la energía para sistema híbrido solar FV más batería

	Unidades	Valor
Capacidad Instalada	MWac	40
Relación DC/AC del inversor		1.5
Capacidad instalada SAEB	MW	8
Horas de almacenamiento SAEB	h	4
Eficiencia del SAEB	%	88%
Profundidad de descarga	%	95%

	Unidades	Valor
Factor de planta anual	%	31.7%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	1,539.08
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	26.19
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	0
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	70.21

Fuente: Elaboración propia

De nuevo, al igual que con la central solar FV independiente, para obtener el factor de planta se modela en TSL una central indicativa con recurso solar en las cercanías de la subestación de Comayagua. Además, la batería consiste en un sistema de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio LFP con características y eficiencias de acuerdo con información del PNNL [37].

### 9.3.4 Batería independiente

Para el caso de la batería independiente, se utiliza el costo nivelado de almacenamiento (LCOS, por sus siglas en inglés). Dadas las características propias de una batería independiente y el cálculo de LCOS mismo, se considera un precio de compra de la energía, el cual se establece en este ejercicio en 55.65USD/MWh, basado en el costo nivelado de energía que se calcula para la central solar FV.

Tabla 23: Costo nivelado de almacenamiento para batería independiente

	Unidades	Valor
Capacidad Instalada	MW	40
Horas de almacenamiento SAEB	h	4
Eficiencia del SAEB	%	88%
Profundidad de descarga	%	95%
Precio de compra de la energía	USD/MWh	55.65
Ciclos por día	Ciclo/día	1
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	1,779.04
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	49.49
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	0
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de almacenamiento (LCOS)	USD/MWh	230.62

Fuente: Elaboración propia

### 9.3.5 Geotérmica

El LCOE de una central geotérmica se calcula con base en una central de 15 MW. Este LCOE resulta igual a 77.19 USD/MWh, como se puede observar en la Tabla 24.

Tabla 24: Costo nivelado de la energía para central geotérmica

	Unidades	Valor
Capacidad instalada	MW	15
Factor de planta anual	%	90%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	4,300
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	137.50
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	1.17
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	78.36

Fuente: Elaboración propia

El factor de planta de la central geotérmica utilizado se establece con base en valores típicos.

### 9.3.6 Motores de combustión interna

Una central con MCI a búnker, así como es el caso del resto de las tecnologías a base de combustible fósil, debe considerar un costo de combustible asociado a la producción de energía eléctrica. Estableciendo el año de referencia en 2021, el costo variable hacia ese año es 109.53 USD/MWh, según se muestra en la sección 9.2.2.

Además, dado que es necesario fijar un factor de planta anual para el cálculo del LCOE, se utiliza un factor típico de 20%, similar a factores de planta de centrales de este tipo existentes en el país.

Tabla 25: Costo nivelado de energía para MCI a búnker

	Unidades	Valor
Capacidad instalada	MW	40
Factor de planta anual	%	20%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	946
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	35.34
Costo variable en año de referencia	USD/MWh	109.53
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	198.84

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, se calcula el LCOE de una central con MCI a gas natural de gran escala, respecto a la dimensión del sistema eléctrico nacional, considerando los costos descritos en las secciones 9.1.6 y 9.2.1. El valor resultante puede observarse en la Tabla 26. El factor de planta anual mostrado corresponde a un valor típico de una central base con un relativo bajo costo variable de un sistema eléctrico.

Tabla 26: Costo nivelado de energía para MCI a GN

	Unidades	Valor
Capacidad instalada	MW	378
Factor de planta anual	%	85%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial (CAPEX)	USD/kW	747.87
Costo fijo de operación y mantenimiento ( $OPEX_f$ )	USD/kW-año	35.34
Costo variable de operación y mantenimiento ( $OPEX_v$ )	USD/MWh	5.72
Costo variable de combustible en año base	USD/MWh	62.63
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	81.10

Fuente: Elaboración propia

### 9.3.7 Centrales a base de LPG

El LCOE de las centrales a base de LPG, del tipo dual en ciclo combinado ORC, al igual que el de las centrales con MCI, considera también el costo de abastecimiento por combustible asociado a la producción de energía eléctrica. En este caso, se obtiene que el LCOE de esta tecnología es 183.64 USD/MWh, de acuerdo con la Tabla 27 a continuación.

Tabla 27: Costo nivelado de energía para centrales a base de LPG

	Unidades	Valor
Capacidad instalada en condiciones ISO	MW	78
Capacidad instalada en sitio	MW	74
Factor de planta anual	%	20%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial (CAPEX)	USD/kW	1,001
Costo fijo de operación y mantenimiento ( $OPEX_f$ )	USD/kW-año	16.38
Costo variable de operación y mantenimiento ( $OPEX_v$ )	USD/MWh	3
Heat rate en condiciones en LHV	Btu/kWh	6,888
Heat rate en condiciones en HHV	Btu/kWh	7,412
Costo de combustible en año base	USD/MMBtu	12.75

	Unidades	Valor
Costo variable de combustible en año base	USD/MWh	94.50
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	183.64

Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que la capacidad instalada en sitio se presume con efecto de la temperatura, correspondiente a un valor optimista. Además, el valor de costo variable de operación y mantenimiento proviene de información dada por un fabricante.

### 9.3.8 Ciclo combinado a base de gas natural

El LCOE de una central CCGN tiene una estructura muy similar a la de las centrales con MCI de gran escala. Se presume, nuevamente, que una central CCGN alcanza un factor de planta alto, dado su bajo costo variable de corto plazo. Para las centrales CCGN, se utiliza también un factor de planta típico de 85%.

Tabla 28: Costo nivelado de energía para CCGN

	Unidades	Valor	Valor
Capacidad instalada neta en condiciones ISO	MW	387	401
Capacidad instalada neta en condiciones en sitio	MW	367.65	381
Configuración		3x1	5x1
Factor de planta anual	%	85%	85%
Vida útil económica	Años	20	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	1,098.74	1,272.96
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	12.91	17
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	2.56	3.8
Heat rate en condiciones en sitio LHV	Btu/kWh	5,782	6,147
Heat rate en condiciones en sitio HHV	Btu/kWh	6,418	6,810
Costo de combustible en año base	USD/MMBtu	8.029	8.029
Costo variable de combustible en año base	USD/MWh	51.53	54.68
Tasa de descuento real	%	9.0%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	73.98	80.72

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 28 se puede observar que un CCGN tendría un LCOE de 73.98 USD/MWh, con referencia en 2021, para una central con una configuración típica de 3x1. Para una configuración de 5x1, el LCOE es 80.72 USD/MWh.

### 9.3.9 Carbón

Finalmente, la desagregación de supuestos para el LCOE de una central a base de carbón se puede observar a continuación en la Tabla 29. Al igual que para el CCGN, se presume un factor de planta alto. Cabe mencionar que, de acuerdo con el EIA, en EE. UU. estas tecnologías compiten actualmente entre sí [38]. Por ende, se establece un factor de planta idéntico entre ellas. Al mismo tiempo, esto permite obtener un LCOE más homogéneo y comparable con el del CCGN.

Tabla 29: Costo nivelado de energía para central a carbón

	Unidades	Valor
Capacidad instalada neta	MW	150
Factor de planta anual	%	85%
Vida útil económica	Años	20
Costo de inversión inicial ( <i>CAPEX</i> )	USD/kW	3,731.56
Costo fijo de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>f</sub></i> )	USD/kW-año	40.79
Costo variable de operación y mantenimiento ( <i>OPEX<sub>v</sub></i> )	USD/MWh	4.52
Heat rate	Btu/kWh	9,500
Costo de combustible en año base	USD/MMBtu	4.360
Costo variable de combustible en año base	USD/MWh	41.38
Tasa de descuento real	%	9.0%
Costo nivelado de energía (LCOE)	USD/MWh	106.92

Fuente: Elaboración propia

### 9.3.10 Resumen

En la Tabla 30 a continuación, se presenta el LCOE de cada tecnología estudiada, referenciado al año 2021 a una tasa de descuento real de 9%.

Tabla 30: Costo nivelado de la energía calculado para año de referencia 2021<sup>1</sup>

Tecnología	Costo nivelado de la energía [USD/MWh]
Eólica	61.86
Solar FV	55.65
Solar FV + Batería	70.21
Batería independiente	230.62
Geotérmica	78.36
MCI a búnker (40 MW)	198.84

<sup>1</sup> Para la tecnología de batería independiente se muestra el costo nivelado de almacenamiento LCOS.

Tecnología	Costo nivelado de la energía [USD/MWh]
MCI a GN (378 MW)	81.10
LPG	183.64
CCGN (3x1)	73.98
CCGN (5x1)	80.72
Carbón	106.92

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que el LCOE de una central solar FV independiente es el menor de todas las tecnologías renovables mostradas. Al mismo tiempo, se aprecia que el LCOE de una central híbrida solar FV más batería es superior al LCOE de una central solar FV, lo cual es esperable como consecuencia del aumento de costos por la instalación asociada a la batería acoplada que no es compensado por el incremento del factor de planta.

Por otro lado, se puede observar que el LCOS de la batería independiente se encuentra cercano a la magnitud de los MCI a búnker y centrales a base de LPG. Esto significa que estas tecnologías podrían competir entre sí como máquinas de punta. Este fenómeno se sustenta en la experiencia internacional, la cual indica que las baterías independientes compiten con las centrales de punta, especialmente en los mercados donde existen centrales a base de GN en ciclo abierto [39], [40], [41].

Cabe destacar que, para las tecnologías de base estudiadas, las centrales basadas en GN se posicionan con un LCOE menor que las centrales a carbón. Esto es congruente con resultados del EIA, en los cuales evidencia que en la década de 2005 al 2015 en EE. UU., el factor de planta anual de los CCGN ha aumentado a expensas del factor de planta de las centrales carboneras [38].

Finalmente, se aprecia que el costo nivelado de la energía de las tecnologías renovables variables se encuentra por debajo de las tecnologías a base de combustibles fósiles, inclusive de las más eficientes. Esto se manifiesta específicamente en que las centrales solares, eólicas e inclusive las centrales híbridas solar FV más batería poseen un LCOE menor que el de las CCGN.

### 9.3.11 Sensibilidades a costo nivelado de la energía

El LCOE es calculado de acuerdo con premisas razonables en relación con el contexto nacional; sin embargo, se podrían encontrar resultados diferentes en la medida que se acoplan condiciones distintas. Por ejemplo, uno de los factores más significativo que llega a afectar el LCOE es el costo de capital promedio ponderado (WACC, por sus siglas en inglés) [14]. Por tanto, se presenta una sensibilidad al LCOE modificando la tasa de descuento real, en las cercanías de la tasa de referencia utilizada. La metodología, procedimiento, premisas y precios de combustibles utilizados son idénticos a los utilizados en la sección anterior. La única diferencia es la tasa de descuento, la cual se establece en 8%, 9%, 10% y 11%. A continuación, en la Tabla 31, se observan los resultados.

Tabla 31: Sensibilidad de LCOE respecto a distintas tasas de descuento<sup>2</sup>

Tecnología	Tasa de descuento			
	8%	9%	10%	11%
	Costo nivelado de la energía [USD/MWh]			
Eólica	58.04	61.86	65.78	69.80
Solar FV	52.22	55.65	59.17	62.79
Solar FV + Batería	65.94	70.21	74.60	79.11
Batería independiente	217.35	230.62	244.26	258.26
Geotérmica	74.16	78.36	82.67	87.10
MCI a búnker (40 MW)	195.09	198.84	202.71	206.71
MCI a GN (378 MW)	80.35	81.10	81.87	82.67
LPG	179.84	183.64	187.59	191.67
CCGN (3x1)	72.83	73.98	75.17	76.39
CCGN (5x1)	79.45	80.72	82.03	83.37
Carbón	103.09	106.92	110.86	114.91

Fuente: Elaboración propia

A partir de la tabla precedente, se puede observar que la tecnología más fuertemente afectada por la tasa de descuento es la batería independiente. Además, se puede observar de nuevo que las tecnologías solar FV y eólica tienen un LCOE menor que las centrales a base de combustible fósiles. Esto aún sucede cuando se compara el costo de estas renovables a una tasa de descuento más alta con las CCGN a una tasa de descuento más baja.

Por otro lado, se aprecia que el costo nivelado de energía de las centrales a gas natural tiene la menor fluctuación en función de la tasa de descuento. Además, se encuentra que la central con MCI a gas natural alcanza un LCOE menor que la CCGN con configuración 5x1 a una tasa de descuento mayor que la de referencia.

<sup>2</sup> Para la tecnología de batería independiente se muestra el costo nivelado de almacenamiento LCOS.

## 10 Escenarios de expansión evaluados

En el presente plan se evalúan inicialmente cinco escenarios de expansión con diferentes conjuntos de tecnologías de generación y basados en una proyección de crecimiento medio de la demanda y de referencia de precios de combustibles. Se utilizan las herramientas y opciones de ejecución descritas en la sección 7, así como los criterios planteados en la sección 8. Además, se toman los costos de inversión y de operación y mantenimiento presentados en la sección 9, considerando para las centrales eólicas y centrales híbridas solares fotovoltaicas con baterías una proyección de sus costos en el horizonte de planificación. Dicha proyección de costos se describe en el Anexo Proyección de costos de inversión y operación y mantenimiento. Para el resto de las tecnologías se presume que sus costos se mantienen constantes durante el horizonte de planificación.

El escenario de expansión 1 se caracteriza por considerar solamente adiciones al parque de generación de centrales térmicas de motores de combustión interna a base de búnker. El escenario de expansión 2 se limita a considerar adiciones del tipo centrales térmicas de motores de combustión interna a base de búnker y centrales renovables eólicas, solares FV con SAEB y geotérmica. El escenario de expansión 3 cuenta con características iguales a las del escenario de expansión 1, a excepción que en este adicionalmente se consideran centrales de ciclo combinado a gas natural (5x1) y centrales de motores de combustión interna a gas natural. El escenario de expansión 4 considera adiciones del tipo centrales térmicas de motores de combustión interna a base de búnker, centrales de ciclo combinado a gas natural (5x1), centrales de motores de combustión interna a gas natural y centrales renovables eólicas, solares FV con SAEB y geotérmica. Finalmente, el escenario de expansión 5 es el que cuenta con una mayor diversidad de opciones de expansión en comparación a los otros cuatro escenarios. En este se consideran adiciones del tipo centrales térmicas de motores de combustión interna a base de búnker, centrales de turbinas de gas duales de LPG y gas natural, centrales de ciclo combinado a gas natural (5x1), centrales de motores de combustión interna a gas natural, centrales térmicas a base de carbón y centrales a base de recurso renovable como ser eólicas, solares FV con SAEB y geotérmica.

En todos los escenarios se incluyen centrales de generación consideradas como fijas que consisten en las centrales hidroeléctricas Arenales (60.5 MW) con entrada en operación en el año 2022, Tornillito (198 MW) en 2024 y Río Molo (4 MW) en 2025.

### 10.1 Resultados

#### 10.1.1 Escenario de expansión 1

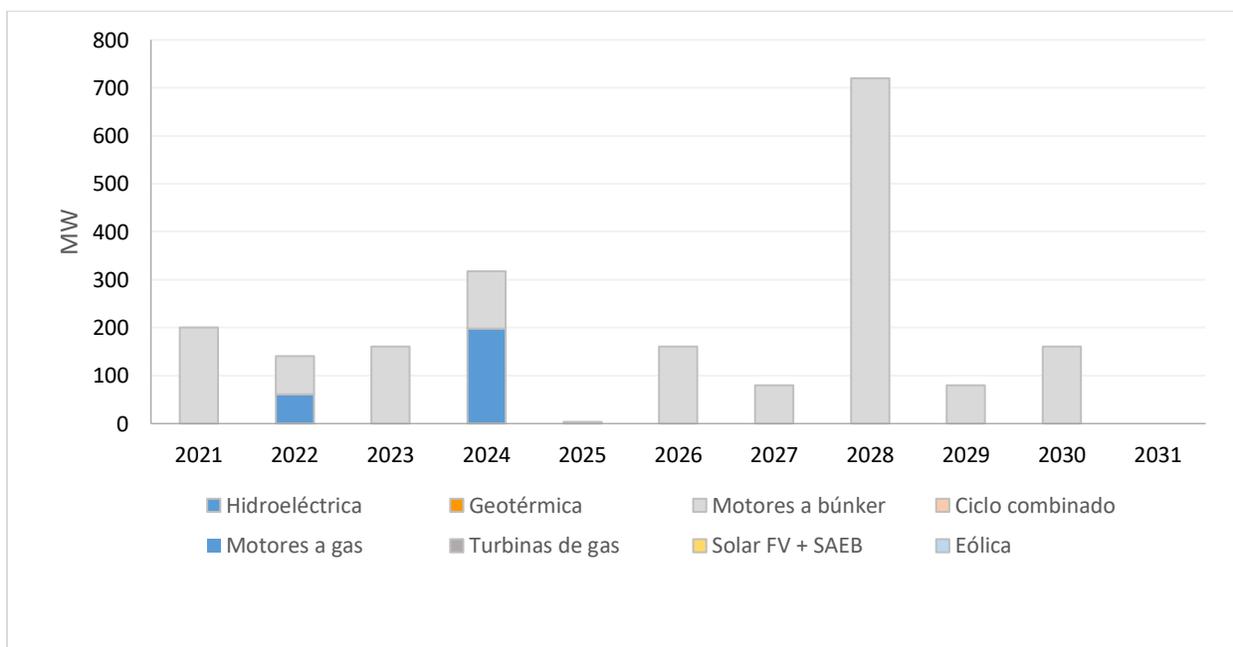
A partir de los resultados de la modelación de la expansión de la generación para el período estudio, se construye un cronograma de capacidad instalada para el escenario de expansión 1, el cual considera únicamente como opciones de expansión a centrales de generación térmicas del tipo motores de combustión interna basados en combustible pesado residual (i.e., búnker). En este escenario se suplen los requerimientos de potencia y energía del sistema con tecnología convencional. Las siguientes tabla y gráfica muestran el cronograma de adiciones obtenido.

Tabla 32: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 1

Tipo de central	MW							
	2021 - 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4						
Geotérmica								
Solar FV + SAEB								
Eólica								
Motores a búnker	560		160	80	720	80	160	
Ciclo combinado (5x1)								
Motores a gas								
Turbinas de gas								
<b>Total adicionado</b>	<b>778.5</b>	<b>4</b>		<b>320</b>	<b>480</b>		<b>40</b>	<b>400</b>

Fuente: Elaboración propia

Figura 33: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 1



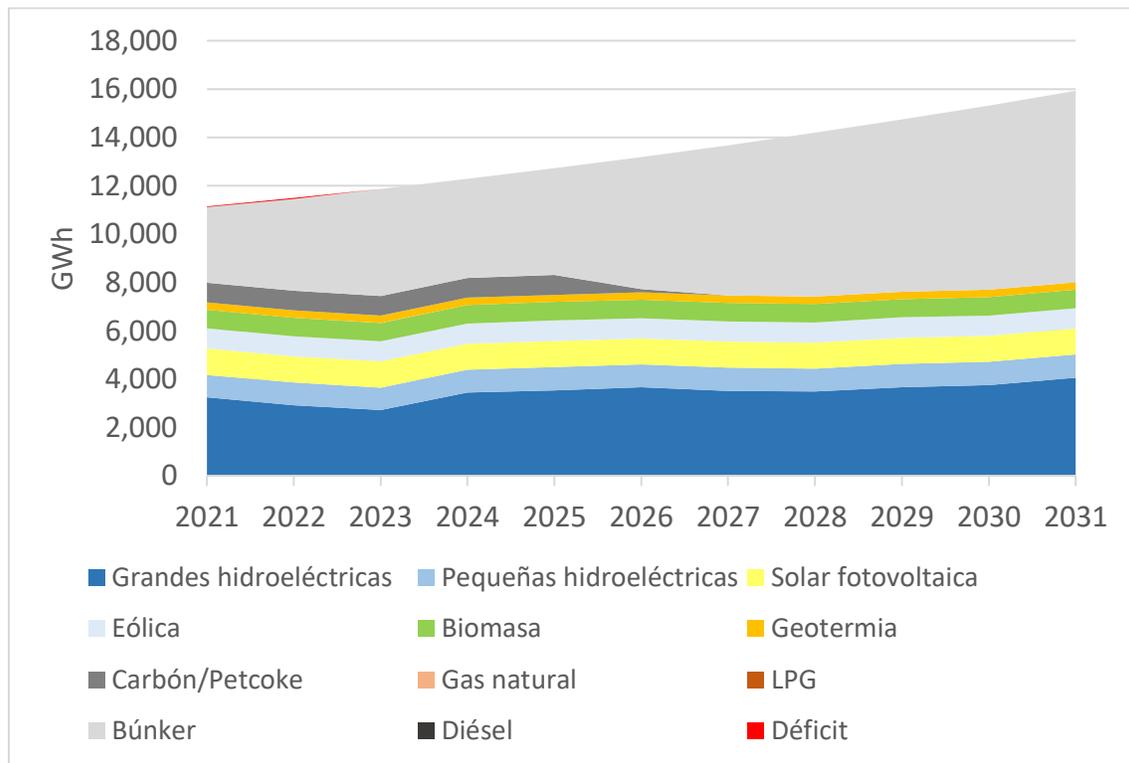
Fuente: Elaboración propia

Se observa en los resultados anteriores que entre los años 2021 y 2024 se encuentran 560 MW de capacidad instalada del tipo térmica correspondientes a centrales de generación indicativas de MCI a búnker, para suministrar los requerimientos de potencia y energía de dicho período. Se observan además 258.5 MW correspondientes a la suma de las centrales Arenales y Tornillito. En el mediano plazo, entre los años 2025 y 2027, se encuentran 240 MW adicionales de capacidad instalada del tipo MCI a búnker. Al final de período de estudio, entre los años 2028 y 2031, son adicionados 960 MW de capacidad

instalada de centrales con MCI a búnker, los cuales se producen en gran medida por el retiro, representando la finalización de sus contratos, de las centrales Enersa (227 MW de potencia contratada) y Lufussa III (240 MW de potencia contratada), ambas en 2028, y El Faro (30 MW) en 2031.

El crecimiento de la demanda en este escenario a lo largo del período de estudio es prácticamente suministrado por los MCI a búnker. La siguiente gráfica muestra el despacho de las diferentes tecnologías de generación.

Figura 34: Despacho de energía anual – Escenario 1



Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que debido a que se modela la salida del sistema de la central térmica Becosa (105 MW de capacidad instalada) por su finalización de contrato con la ENEE en marzo de 2026 no se produce con dicha central en los años 2027 en adelante.

### 10.1.2 Escenario de expansión 2

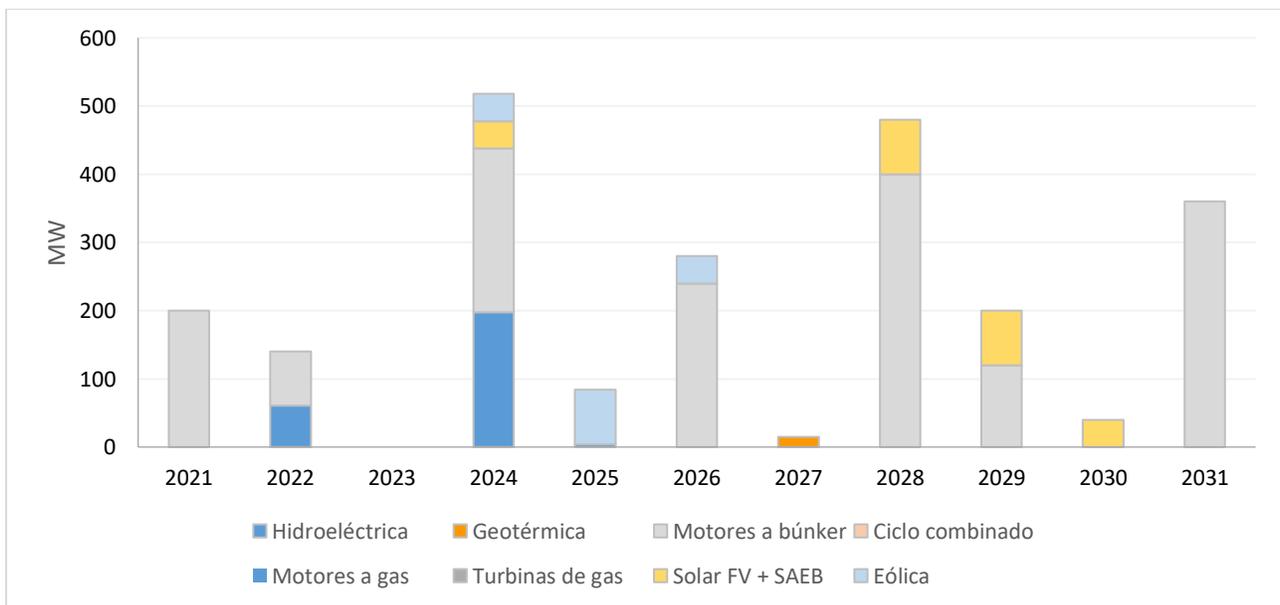
Las opciones de expansión de este escenario consisten en los candidatos del escenario 1 agregando las candidatas centrales renovables eólicas, solares FV con SAEB y geotérmica considerando las restricciones de fecha mínima de entrada conforme al planteamiento de la sección 8.7 y de máxima capacidad acumulada según la sección 8.8. En la tabla y gráfica a continuación se encuentra el cronograma de expansión resultante.

Tabla 33: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 2

Tipo de central	MW							
	2021 - 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4						
Geotérmica				15				
Solar FV + SAEB	40				80	80	40	
Eólica	40	80	40					
Motores a búnker	520		240		400	120		360
Ciclo combinado (5x1)								
Motores a gas								
Turbinas de gas								
Total adicionado	858.5	84	280	15	480	200	40	360

Fuente: Elaboración propia

Figura 35: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 2



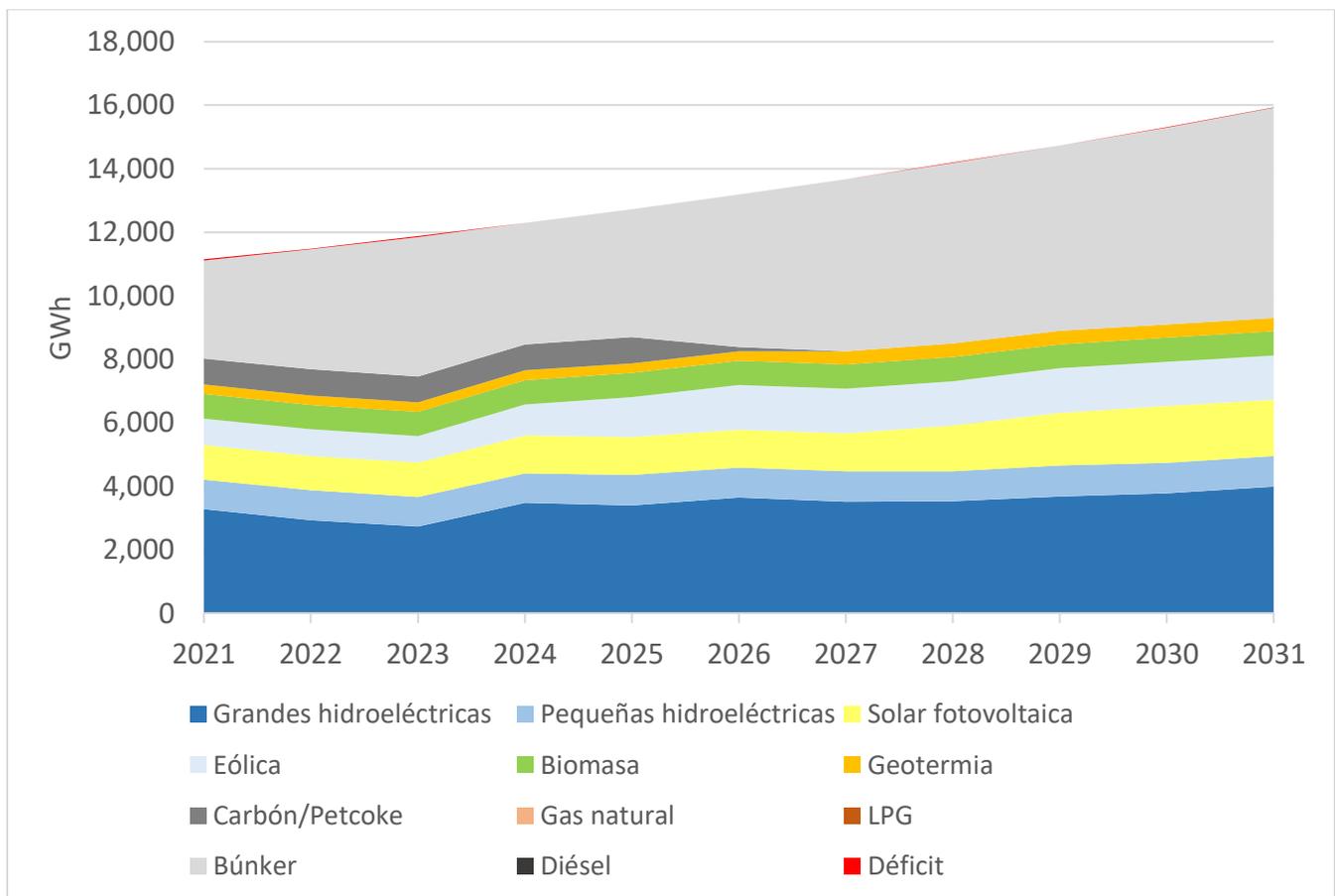
Fuente: Elaboración propia

El cronograma de expansión construido estipula la necesidad de incorporar 520 MW de capacidad instalada de centrales con MCI a búnker hasta el año 2024. A diferencia del escenario anterior, se agregan 40 MW de solares FV con SAEB y 160 MW de centrales eólicas contando hasta el año 2026. En conjunto las centrales renovables variables suman 200 MW. Por otro lado, se requieren aún 240 MW de capacidad instalada de centrales con MCI a búnker entre los años 2025 y 2027, similar a lo encontrado en el escenario 1. Bajo este escenario 2 se suman 760 MW de centrales térmicas con MCI a búnker hasta el

año 2026. Se adiciona también una central geotérmica en el año 2027, el cual es el año de su fecha de entrada mínima posible.

Las centrales renovables variables incorporadas en este escenario desplazan parte de la producción de las centrales térmicas con MCI a búnker. El despacho de energía de las diferentes tecnologías se presenta en la siguiente gráfica. Se observa que la producción de las tecnologías renovables solares FV y eólicas aumentan a lo largo del período de planificación.

Figura 36: Despacho de energía anual – Escenario 2



Fuente: Elaboración propia

### 10.1.3 Escenario de expansión 3

En este escenario se permite la incorporación de centrales CCGN y MCI a gas natural adicional a las centrales con MCI a base de búnker sin incluir tecnologías renovables. Con ello, se analiza de forma inicial lo que sucede en caso de ampliaciones del parque de generación solamente con tecnologías térmicas despachables. La Tabla 34 y la Figura 37 describen las adiciones por tipo de tecnología durante el período de estudio.

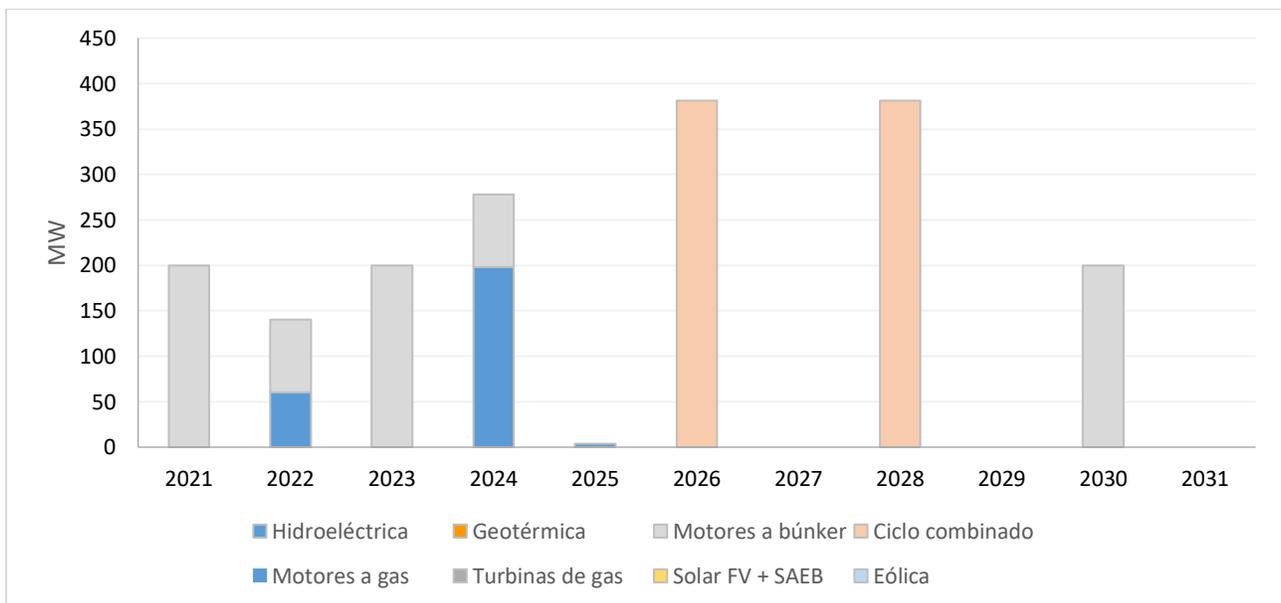
Tabla 34: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 3

Tipo de central	MW							
	2021 - 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4						
Geotérmica								
Motores a búnker	560						200	
Ciclo combinado (5x1)			381		381			
Motores a gas								
Turbinas de gas								
Solar FV + SAEB								
Eólica								
Total adicionado	818.5	4	381		381		200	

Fuente: Elaboración propia

Con base en la tabla anterior, se agrega la central de ciclo combinado a gas natural de 381 MW en el año 2026, el cual es el año de su fecha de entrada mínima posible. Este resultado demuestra que la expansión del sistema con este tipo de centrales es de beneficio, en cuanto las condiciones lo permiten, a fin de minimizar el costo de generación para suministrar la demanda.

Figura 37: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 3

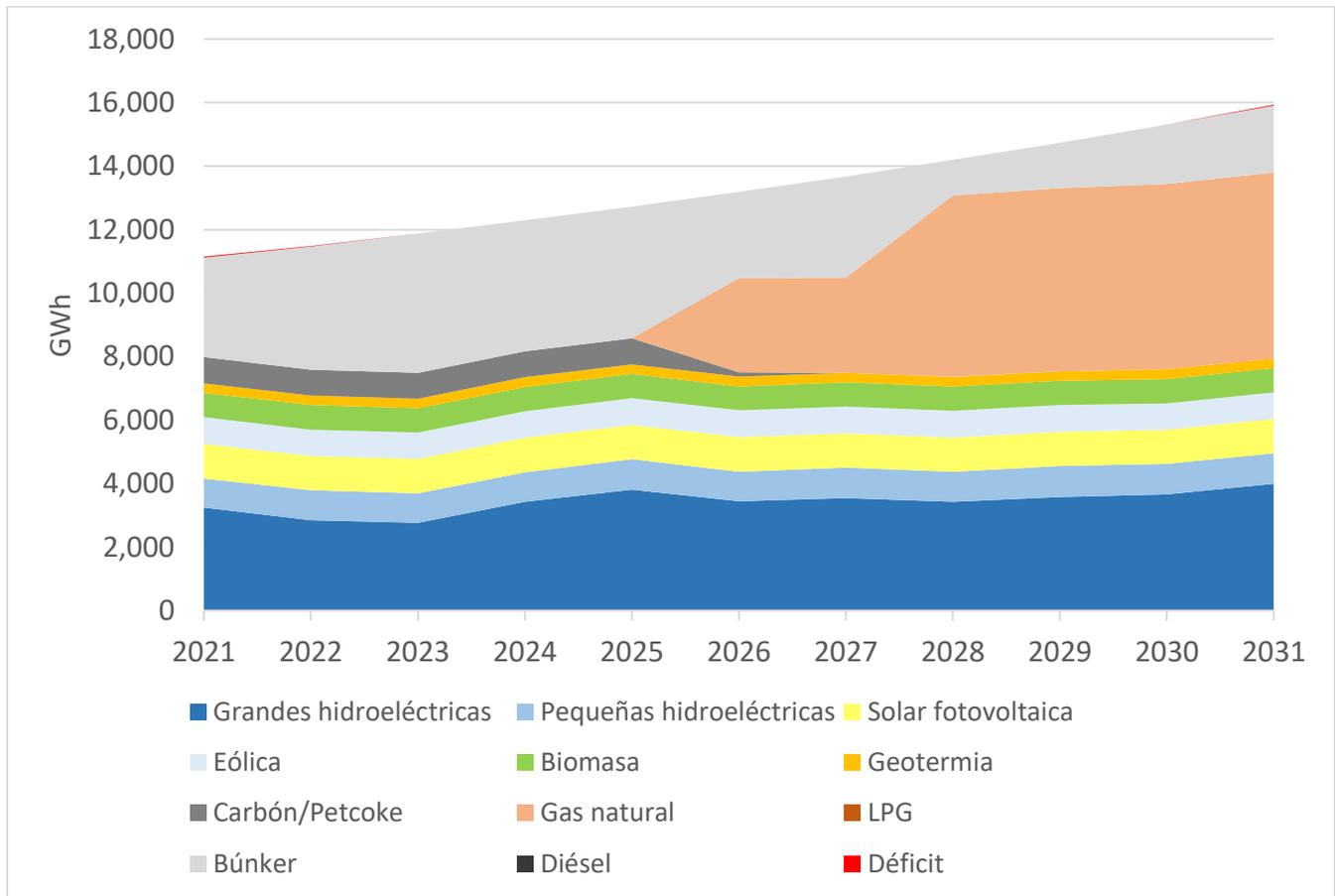


Fuente: Elaboración propia

Dichas centrales CCGN desplazan la generación de las centrales térmicas con MCI y de carbón/petcoke. En primera instancia, se debe a que sus costos operativos son menores que los motores y, en segunda

instancia, que la única central Becosa (105 MW) que utiliza carbón/petcoke es retirada según los criterios de planificación establecidos. Este desplazamiento de producción es observable en la Figura 38 a continuación.

Figura 38: Despacho de energía anual – Escenario 3



Fuente: Elaboración propia

#### 10.1.4 Escenario de expansión 4

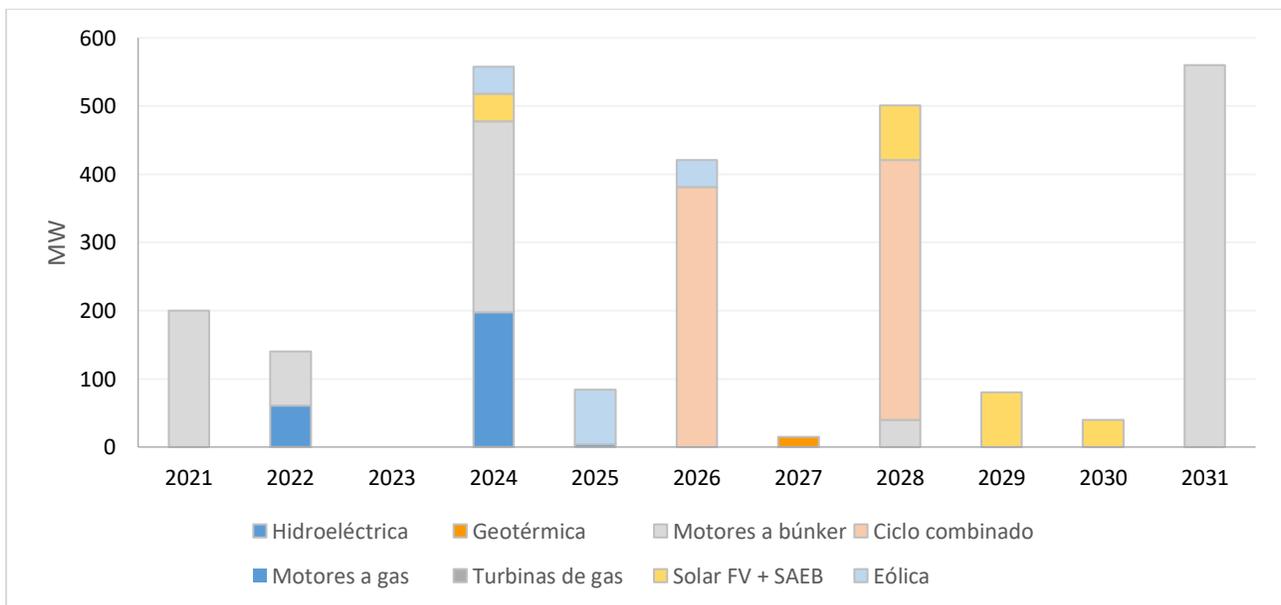
El presente escenario de expansión combina las tecnologías utilizadas en los escenarios anteriores y sus características. Estas opciones consisten en centrales MCI a búnker, centrales MCI a GN, centrales renovables solares FV con SAEB, eólicas y geotérmica, y centrales CCGN. A continuación, se presenta el cronograma de adiciones resultante en forma tabular y gráfica.

Tabla 35: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 4

Tipo de central	MW							
	2021 - 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4						
Geotérmica				15				
Solar FV + SAEB	40				80	80	40	
Eólica	40	80	40					
Motores a búnker	560				40			560
Ciclo combinado (5x1)			381		381			
Motores a gas								
Turbinas de gas								
<b>Total adicionado</b>	<b>898.5</b>	<b>84</b>	<b>421</b>	<b>15</b>	<b>501</b>	<b>80</b>	<b>40</b>	<b>560</b>

Fuente: Elaboración propia

Figura 39: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 4



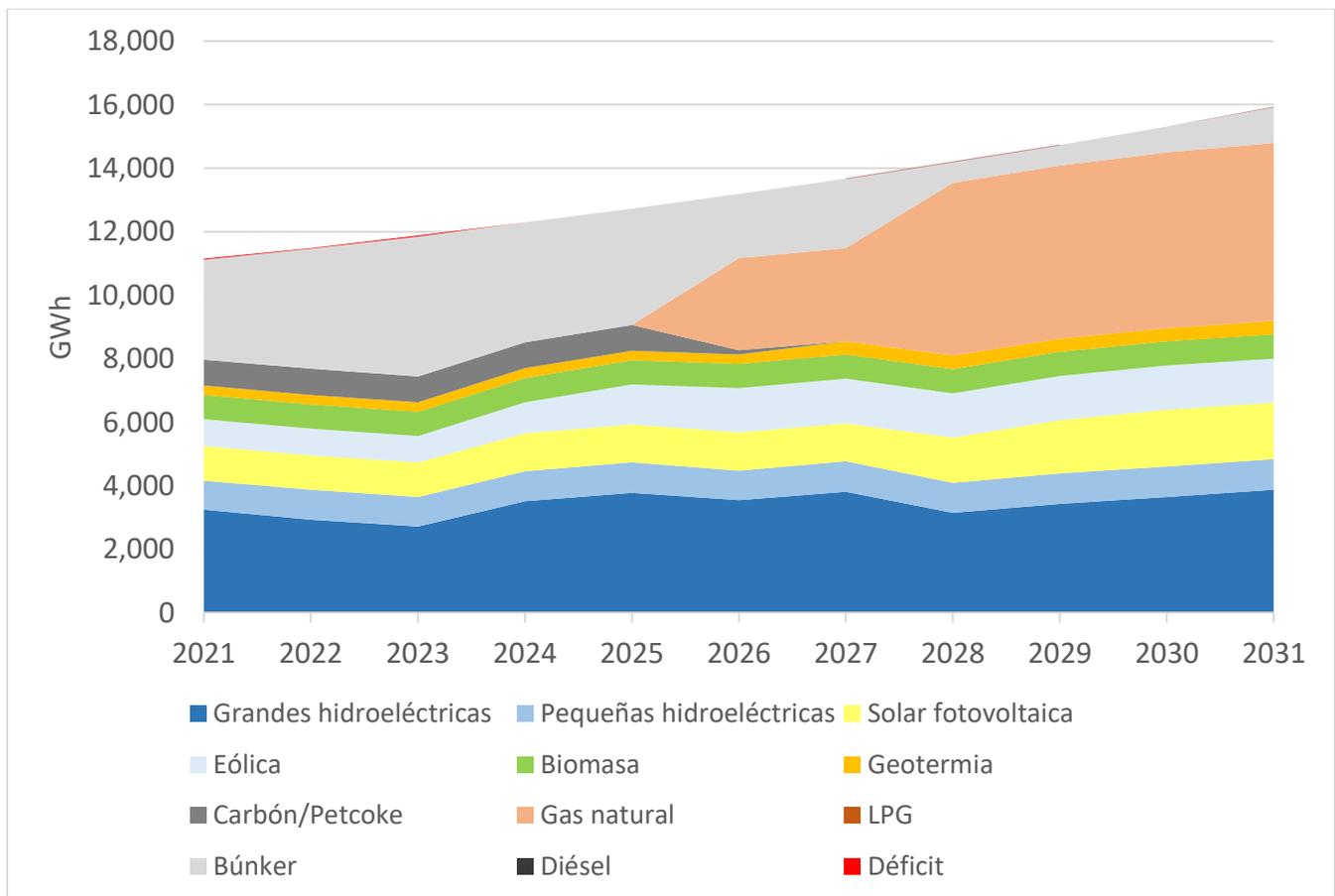
Fuente: Elaboración propia

El cronograma de expansión del presente escenario estipula la entrada de 560 MW de centrales con MCI a búnker entre 2021 y 2024, y los 381 MW de la central CCGN en el año 2026. También se adicionan los 200 MW posibles de centrales renovables variables solares FV con SAEB y eólicas en el mediano plazo hasta el año 2026. En el año 2027, al igual que en el escenario 2, se adiciona la central geotérmica. Además, se observa que en el año 2028 se incorpora la segunda central CCGN que se encuentra como opción de expansión. Esto coincide con la representación de salida de operación de las centrales Enersa

y Lufussa III. No obstante, al final del período, entre los años 2028 y 2031, se agregan 600 MW de centrales con MCI a búnker.

El despacho de energía muestra que la producción de las centrales CCGN desplazan a la generación de las centrales MCI. Por otro lado, las renovables ingresadas al sistema también desplazan parte de la producción de las centrales MCI y centrales CCGN. Asimismo, se observa que la producción de la central Becosa (105 MW de capacidad instalada) es reemplazada con la generación de las centrales CCGN. Esto en parte se debe a que en el escenario 4, como en el resto de los escenarios, la central mencionada es retirada del sistema y no se incluyen centrales similares como candidatas de expansión. La Figura 40 ilustra el despacho de energía anual del escenario 4.

Figura 40: Despacho de energía anual – Escenario 4



Fuente: Elaboración propia

### 10.1.5 Escenario de expansión 5

El escenario de expansión 5 representa un plan de expansión con la mayor diversidad de tecnologías en las centrales de generación candidatas. Adicionalmente a centrales térmicas con MCI a búnker y gas

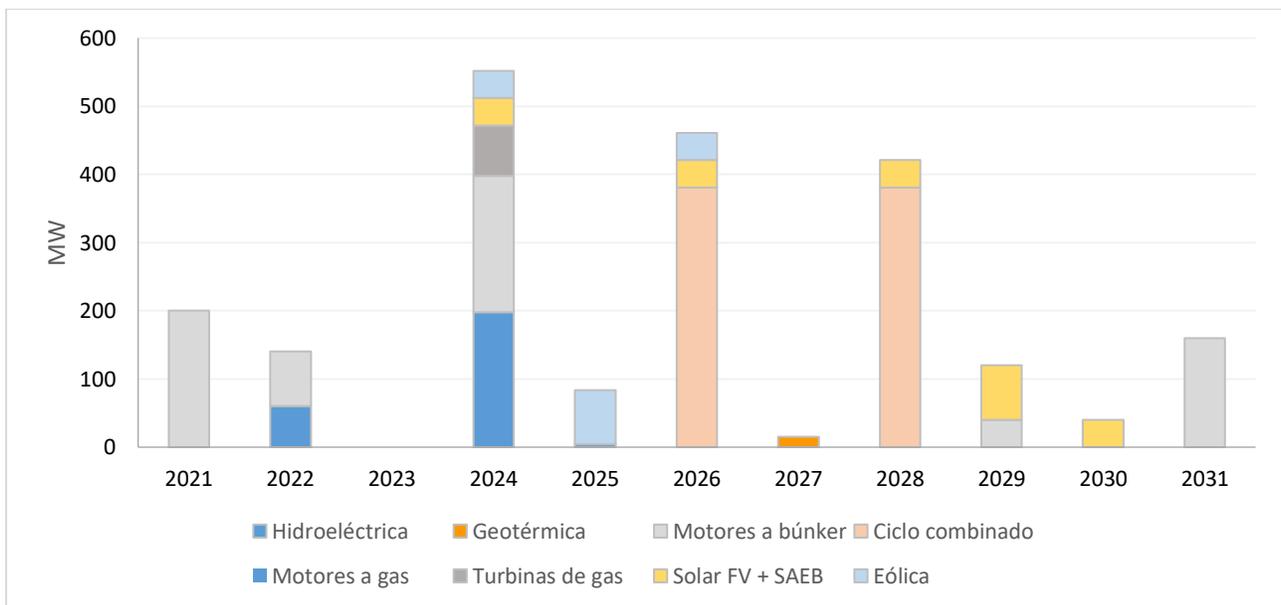
natural, CCGN y las centrales renovables eólicas, solares FV con SAEB y geotérmica, también se establecen como candidatas a centrales térmicas con turbinas de gas duales LPG y GN, y centrales térmicas a carbón. Las siguientes tabla y gráfica muestran el cronograma de expansión de generación construido.

Tabla 36: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 5

Tipo de central	MW							
	2021 - 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4						
Geotérmica				15				
Solar FV + SAEB	40		40		40	80	40	
Eólica	40	80	40					
Motores a búnker	480					40		160
Ciclo combinado (5x1)			381		381			
Motores a gas								
Turbinas de gas	74							
<b>Total adicionado</b>	<b>892.5</b>	<b>84</b>	<b>461</b>	<b>15</b>	<b>421</b>	<b>120</b>	<b>40</b>	<b>160</b>

Fuente: Elaboración propia

Figura 41: Capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario 5



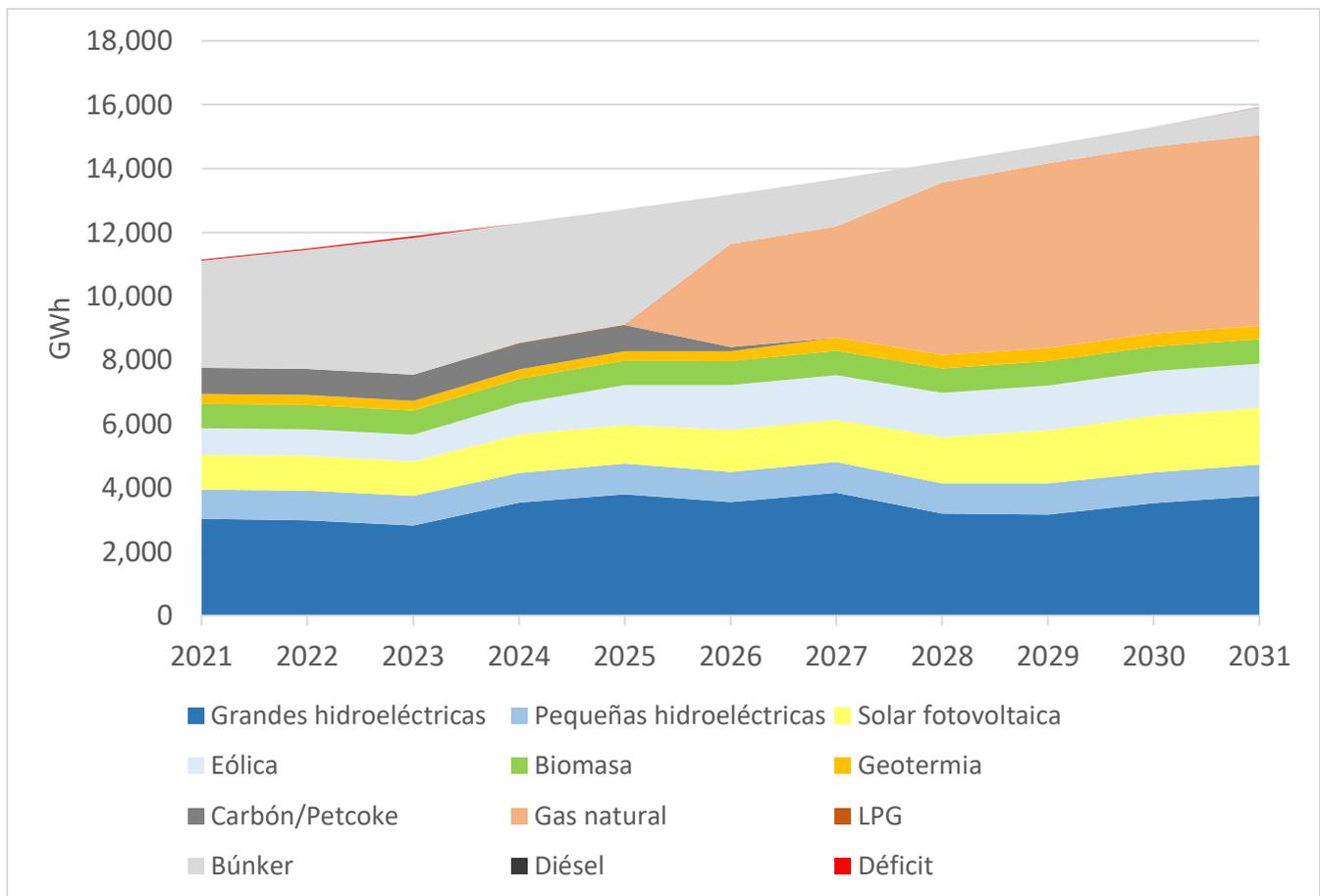
Fuente: Elaboración propia

Al inicio del período de estudio, hasta 2024, se encuentra la adición de 554 MW de capacidad instalada de centrales térmicas que consisten en 74 MW de una central de turbinas de gas duales y 480 MW de

centrales con MCI a búnker. En este escenario se observan 240 MW de centrales renovables posibles de ingresar, entre solares FV con SAEB y eólicas, en los primeros años hasta el 2026. También, entra al sistema la central CCGN de 381 MW de capacidad instalada en sitio con fecha de entrada mínima en el año 2026. En el último quinquenio, del año 2027 al 2031, se incorpora la segunda central CCGN de 381 MW y los restantes 160 MW de centrales renovables solares FV con SAEB representadas y la central geotérmica de 15 MW. También, en este último período de cinco años, se adicionan 200 MW de centrales térmicas de MCI a búnker.

El despacho económico de energía del sistema de generación se diversifica en este escenario a costa de desplazar las centrales con mayores costos operativos. En la siguiente gráfica se ilustra el despacho de energía de las distintas tecnologías para el período de planificación. Es relevante mencionar que la producción reducida que se observa en los últimos cinco años, de 2027 a 2031, de las centrales con MCI a búnker se debe a que son desplazadas por las centrales de base CCGN y la central con TG duales.

Figura 42: Despacho de energía anual – Escenario 5



Fuente: Elaboración propia

## 10.2 Resumen de resultados

En resumen, se observa que el cronograma de expansión de mínimo costo entre los escenarios planteados se desprende del escenario de expansión 5. Tal observación se destaca en la Tabla 37, donde también se puede observar que el referido escenario de expansión 5 posee uno de los mayores costos de inversión, pero el mínimo costo de operación para el abastecimiento de la demanda, lo que conlleva al mínimo costo total de abastecimiento agregado.

Tabla 37: Valor actual neto de los costos de inversión y costos operativos – Escenarios de expansión

Escenario	Costos de inversión (MUSD)	Costos operativos (MUSD)	Costo total (MUSD)
Escenario de expansión 1	700.77	3,713.90	4,414.67
Escenario de expansión 2	826.11	3,283.20	4,109.31
Escenario de expansión 3	732.21	2,905.00	3,637.21
Escenario de expansión 4	948.54	2,530.10	3,478.64
Escenario de expansión 5	922.38	2,496.80	3,419.18

Fuente: Elaboración propia

De la misma tabla en cuestión se puede observar que los escenarios pueden ser impactados en gran parte por centrales de gran escala y bajo costo operativo. Esto se puede apreciar con base en la diferencia del costo operativo entre los escenarios 1 y 3, el cual tiene como principal diferencia la tecnología CCGN. Esta tecnología a gas natural produce un cambio en los costos operativos de aproximadamente 809 MUSD.

Por otro lado, se puede observar en los escenarios de expansión una necesidad conjunta entre 520 MW y 560 MW de capacidad de tecnologías convencionales entre los años 2021 al 2024. Esto se aprecia en la Tabla 38 a continuación.

Tabla 38: Adiciones de capacidad anuales – Escenarios de expansión

Adiciones totales (MW)																
	2021-2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR
Escenario 1	259	560	4			160		80		720		80		160		
Escenario 2	339	520	84		40	240	15		80	400	80	120	40			360
Escenario 3	259	560	4			381				381				200		
Escenario 4	339	560	84		40	381	15		80	421	80		40			560
Escenario 5	339	554	84		80	381	15		40	381	80	40	40			160

Fuente: Elaboración propia

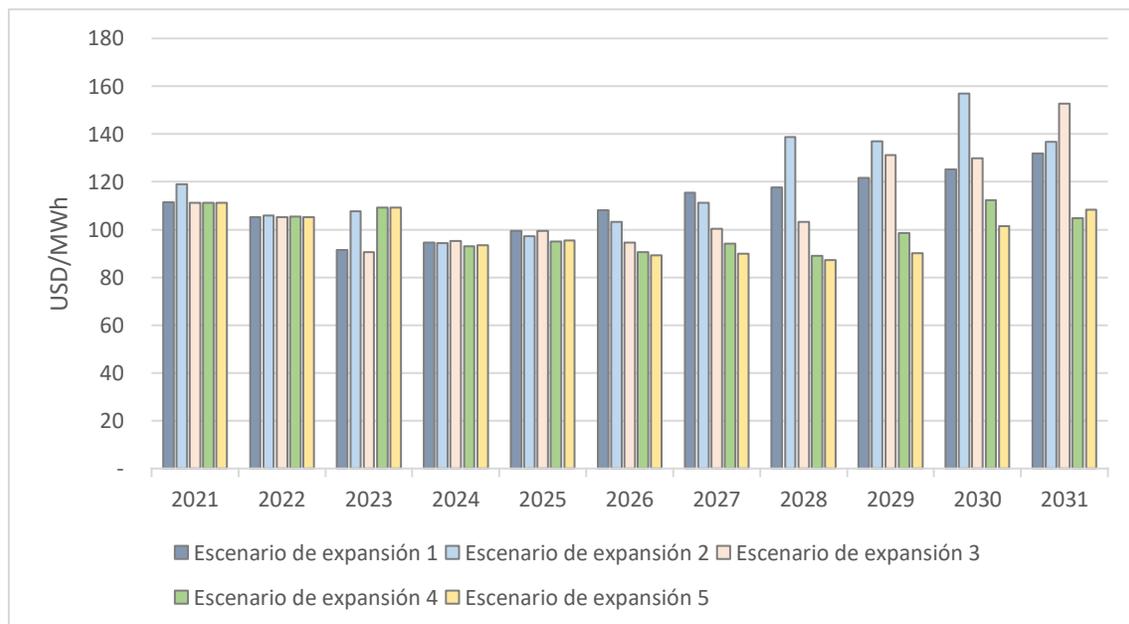
Respecto a las tecnologías para suministrar los requerimientos de capacidad del sistema encontrados entre 2021 y 2024, estas podrían tomar la forma de cualquier tecnología que provea potencia firme, típicamente centrales térmicas.

Asimismo, se evidencia la necesidad de mediano plazo de instalación de centrales de gran escala a gas natural hacia el año 2026. Esto se observa dado que en todos los escenarios en los cuales existe la posibilidad de incorporar una central CCGN, esto se realiza en la medida que lo permiten las restricciones de fecha de entrada. Este fenómeno se repite en el largo plazo, hacia el año 2028, donde se optimiza la entrada de un segundo CCGN. Es importante mencionar que los CCGN representados en los concernientes escenarios corresponden a una configuración 5x1, representando una central de generación con características flexibles.

De forma similar a las centrales de gran escala a gas, se adicionan de forma idéntica en todos los escenarios las centrales renovables variables que se encuentran disponibles, a saber, eólicas y solares con SAEB. Por ende, se puede inferir que el bajo costo de instalación y costo de operación nulo de dichas tecnologías es atractivo para la matriz en el mediano y largo plazo.

Las centrales de tipo CCGN –de gran envergadura, alta eficiencia y costo operativo bajo– y las centrales renovables variables provocan un efecto importante en el costo marginal de la demanda, a partir del año 2026, en todos los escenarios que se encuentran modeladas. Esto se puede observar en la Figura 43 a continuación.

Figura 43: Costo marginal de demanda promedio anual – Escenarios de expansión



Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que para el resultado en particular de la tabla precedente se consideran importaciones provenientes del mercado regional durante los primeros tres años.

Por otro lado, se observa que el déficit de potencia en el corto plazo es prácticamente idéntico. Luego, a partir del año 2024, los cronogramas de expansión encontrados son capaces de asegurar la reducción del déficit de potencia a niveles significativamente bajos, inclusive sin considerar los intercambios regionales. Esto se muestra en la Tabla 39, en donde se observa que el máximo déficit de potencia a través de los escenarios a partir de 2024 tiende a nulo, y como máximo 20.27 MW.

Tabla 39: Máximo déficit de potencia anual – Escenarios de expansión

Etapa	Máxima demanda de potencia (MW)	Máximo déficit de potencia (MW) Esc 1	Máximo déficit de potencia (MW) Esc 2	Máximo déficit de potencia (MW) Esc 3	Máximo déficit de potencia (MW) Esc 4	Máximo déficit de potencia (MW) Esc 5
2021	1,757.70	163.30	163.32	163.30	163.29	163.27
2022	1,811.20	159.09	159.48	158.84	158.67	158.36
2023	1,873.00	34.50	179.48	21.49	178.14	177.08
2024	1,938.20	8.05	20.27	8.05	3.06	5.35
2025	2,008.00	4.93	5.15	0.89	1.50	1.75
2026	2,079.40	16.82	0.83	0.0	0.0	0.0
2027	2,157.00	11.51	7.30	0.0	0.0	0.0
2028	2,240.20	0.00	186.73	40.23	12.08	40.54
2029	2,324.70	0.68	99.59	110.11	31.85	66.57
2030	2,416.10	0.00	205.78	43.67	114.18	129.27
2031	2,513.60	14.12	28.12	171.76	5.49	101.92

Fuente: Elaboración propia

Al mismo tiempo, no solo se reduce el déficit de potencia coincidente, sino también se asegura el abastecimiento de energía. Esto se evidencia en la Tabla 40, en la que se aprecia que la energía no suministrada se reduce para los años entre 2024 y 2027.

Tabla 40: Déficit de energía anual – Escenarios de expansión

Etapa	Demanda de energía anual (GWh)	Déficit de energía anual (GWh) Esc 1	Déficit de energía anual (GWh) Esc 2	Déficit de energía anual (GWh) Esc 3	Déficit de energía anual (GWh) Esc 4	Déficit de energía anual (GWh) Esc 5
2021	11,150.04	30.33	38.74	30.28	30.29	30.22
2022	11,486.54	26.92	27.15	26.84	26.88	26.62

Etapa	Demanda de energía anual (GWh)	Déficit de energía anual (GWh) Esc 1	Déficit de energía anual (GWh) Esc 2	Déficit de energía anual (GWh) Esc 3	Déficit de energía anual (GWh) Esc 4	Déficit de energía anual (GWh) Esc 5
2023	11,875.54	3.84	34.23	2.28	34.46	34.94
2024	12,287.13	0.53	1.34	0.53	0.20	0.35
2025	12,729.06	0.34	0.34	0.06	0.10	0.12
2026	13,179.60	1.52	0.05	0.0	0.0	0.0
2027	13,671.40	0.91	0.49	0.0	0.0	0.0
2028	14,198.00	0.00	19.99	2.66	0.80	2.77
2029	14,734.10	0.04	9.04	10.38	2.55	5.47
2030	15,311.60	0.00	25.26	3.47	9.72	11.60
2031	15,928.30	1.00	2.65	20.47	0.38	9.47

Fuente: Elaboración propia

En síntesis, se puede asegurar que los cronogramas de expansión propuestos son capaces de reducir el déficit de energía y potencia a niveles seguros de abastecimiento, de forma independiente al mercado regional, bajo el condicionante que no existan restricciones impuestas por la red de transmisión. Sin embargo, el cronograma de expansión de la generación obtenido en el escenario de expansión 5 posee el menor costo agregado de abastecimiento y produce una diversificación más amplia de la matriz de generación.

### 10.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

De manera informativa, se cuantifican emisiones de CO<sub>2</sub> indicativas asociadas a la producción de energía eléctrica para los escenarios planteados haciendo uso de factores de emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible publicados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). Los factores, correspondientes a valores en LHV, se muestran en la Tabla 41.

Tabla 41: Factores de emisiones de CO<sub>2</sub> referenciales por tipo de combustible

No.	Combustible	kgCO <sub>2</sub> /TJ
1	Residual fuel oil	77,400
2	Diesel oil	74,100
3	Petroleum Coke	97,500
4	Bituminous coal	94,600
5	Natural gas	56,100
6	Liquefied petroleum gases (LPG)	63,100

Fuente: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [42]

Utilizando los factores de emisiones mostrados en la tabla anterior, convertidos a valores en HHV, y rendimientos (heat rate) indicativos de diferentes tecnologías de generación térmicas, se determinan factores de emisiones de CO<sub>2</sub>, mostrados en la Tabla 42, por unidad de producción.

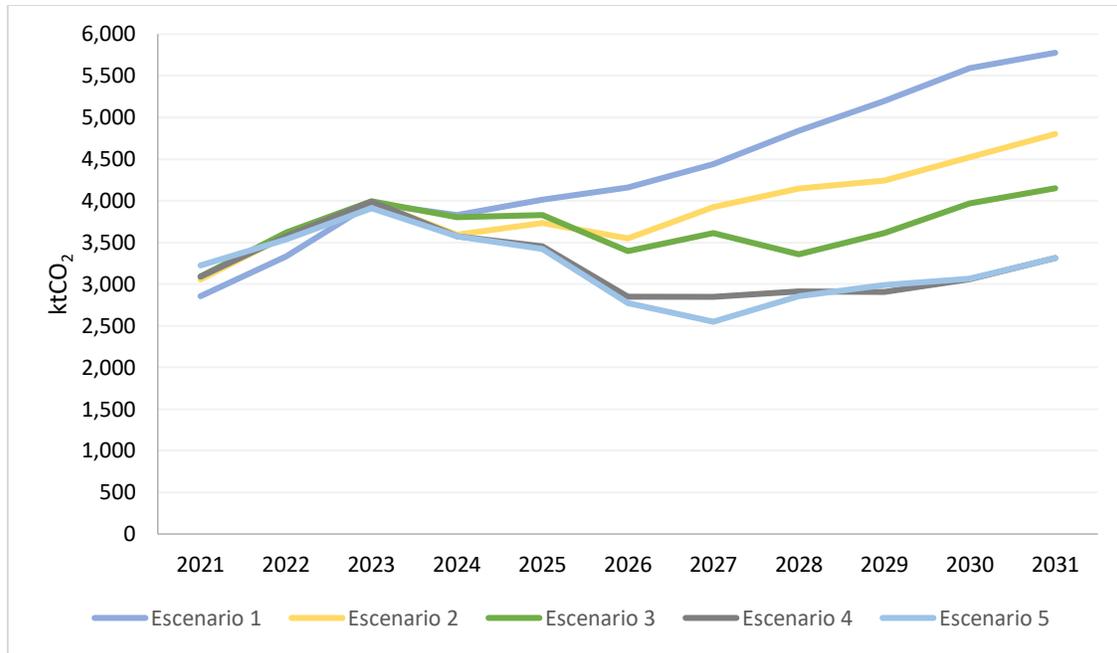
Tabla 42: Factores de emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de tecnología de generación y combustible

No.	Tecnología de generación	Combustible	tCO <sub>2</sub> /MMBtu	Heat rate HHV (MMBtu/MWh)	tCO <sub>2</sub> /MWh
1	Central de motores de combustión interna	Búnker	0.0873	8.33	0.7277
2	Central de motores de combustión interna	Diésel	0.0836	8.33	0.6967
3	Central de motores de combustión interna	Gas natural	0.0656	7.80	0.5115
4	Central de carbón	Petcoke	0.1091	9.50	1.0369
5	Central de carbón	Carbón bituminoso	0.1042	9.50	0.9900
6	Central de turbinas de gas	LPG	0.0716	7.41	0.5310
7	Central de turbinas de gas	Gas natural	0.0656	7.41	0.4860
8	Central de ciclo combinado a gas natural	Gas natural	0.0656	6.81	0.4465

Fuente: Elaboración propia

Las emisiones de CO<sub>2</sub> en los escenarios de expansión se ven influenciadas al alza cuando incrementa la producción térmica. Por otro lado, la reducción del volumen de emisiones sucede por desplazamiento de la energía térmica producida por tecnologías con altos factores de emisiones por otras tecnologías menos contaminantes como las tecnologías a gas natural o las centrales renovables eólicas, solares FV y hidroeléctricas, entre otras. En la Figura 44 se puede observar, en todos los escenarios, una disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> del año 2024 respecto a las del año anterior, atribuido principalmente a la entrada de la central hidroeléctrica El Tornillito. Adicionalmente, al comparar las emisiones resultantes de los escenarios de expansión 1 y 3, que tienen la particularidad de considerar únicamente como opciones de expansión a centrales térmicas, se observa que las emisiones del escenario 3 están por debajo del escenario 1, debido al efecto de considerar centrales que pueden producir a base de gas natural, el cual es el combustible menos contaminante.

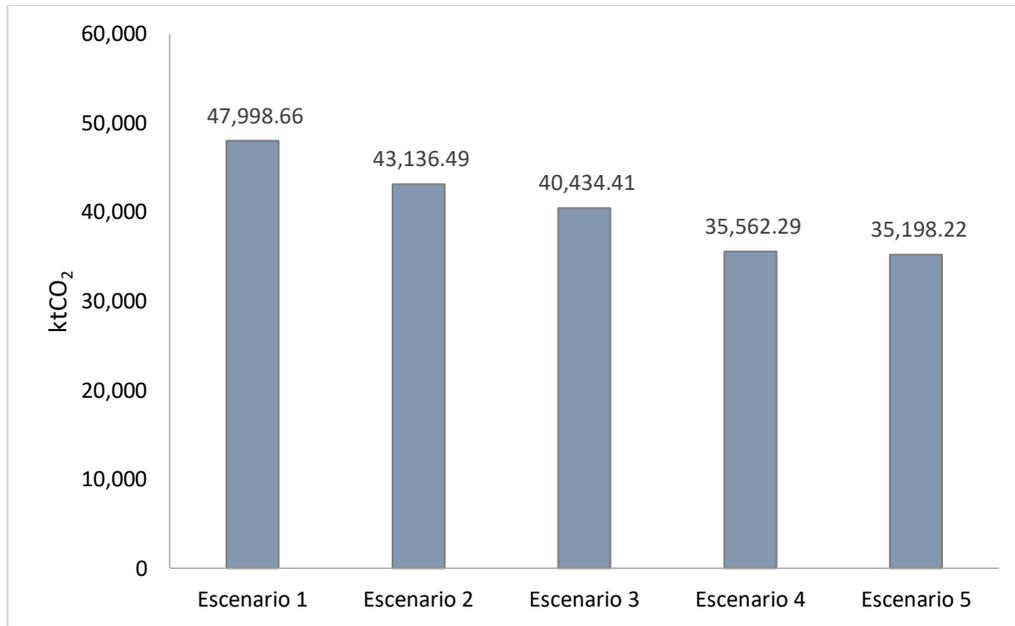
Figura 44: Emisiones de CO<sub>2</sub> anuales por escenario de expansión, período 2021 - 2031



Fuente: Elaboración propia

En los escenarios que se consideran como opciones de expansión tanto centrales con producción a base de recurso renovable, así como centrales térmicas a base de gas natural, se muestran menores emisiones de CO<sub>2</sub> comparativamente. La Figura 45 presenta, para cada escenario de expansión, las emisiones de CO<sub>2</sub> totales del horizonte 2021 – 2031.

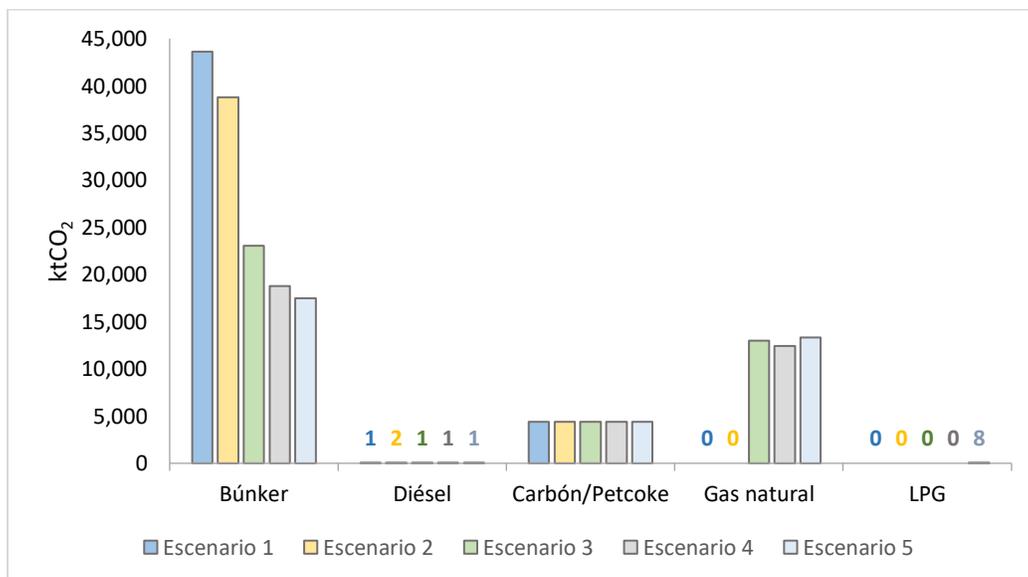
Figura 45: Emisiones de CO<sub>2</sub> totales por escenario de expansión, período 2021 – 2031



Fuente: Elaboración propia

La Figura 46 muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la producción de energía por tipo de combustible utilizado por las tecnologías de generación térmica representadas en los escenarios de expansión.

Figura 46: Emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible – Escenarios de expansión



Fuente: Elaboración propia

#### 10.4 Escenario de expansión de política energética

En relación con los objetivos gubernamentales de aumento de renovabilidad en la matriz eléctrica, de forma indicativa se presenta en esta sección un escenario de expansión de política energética haciendo uso de opciones de expansión adicionales a las inicialmente planteadas en el presente trabajo. Adicionalmente a las centrales renovables del escenario 5, siendo el escenario con menor costo total y menores emisiones de CO<sub>2</sub>, para el escenario de política energética se consideran 271 MW de capacidad hidroeléctrica, con un costo de inversión fijado en 4,000 USD/kW, y 40 MW de capacidad geotérmica, con un costo de inversión de 4,300 USD/kW. Se contemplan costos de operación y mantenimiento fijos tomados del EIA [15], siendo 42 USD/kW-año y 137.5 USD/kW-año, respectivamente. La Tabla 43 a continuación muestra el cronograma de expansión resultante en el escenario de política energética.

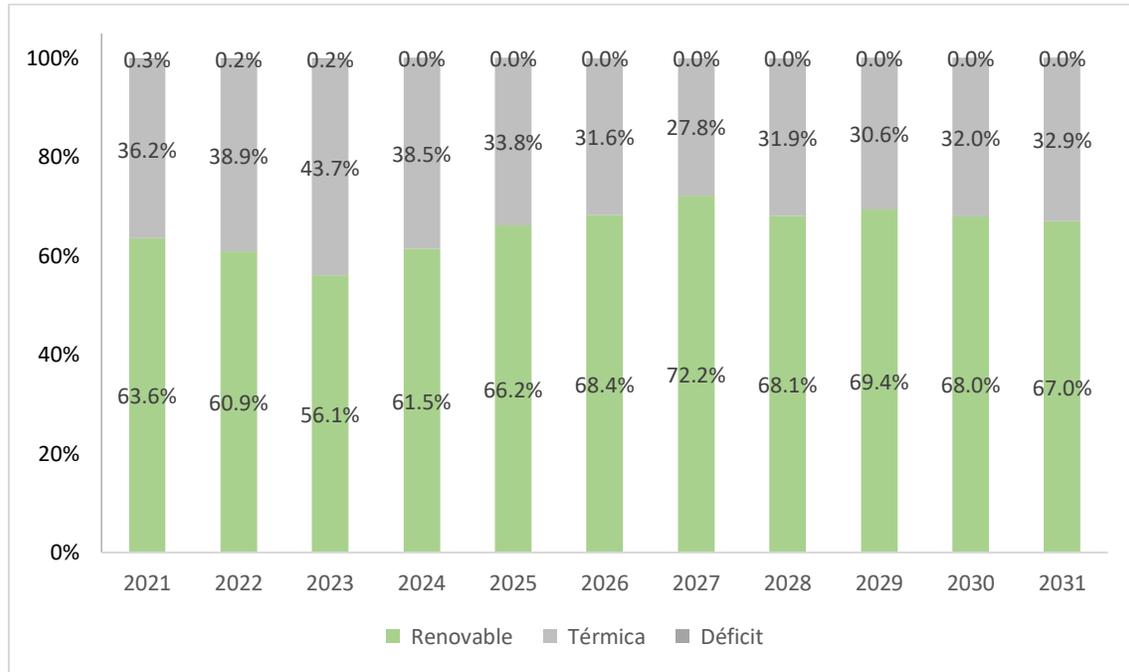
Tabla 43: Cronograma de capacidad adicionada por tecnología de generación – Escenario de política energética

Tipo de central	MW							
	2021 - 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4	271					
Geotérmica				15	40			
Solar FV + SAEB	40		40		40	80	40	
Eólica	40	80	40					
Motores a búnker	480							
Ciclo combinado (5x1)			381		381			
Motores a gas								
Turbinas de gas	74							
Total adicionado	892.5	84	732	15	461	80	40	

Fuente: Elaboración propia

El escenario de política energética presenta un cronograma de expansión con mayor integración de renovables al ampliar su participación alcanzando valores de 68.4% y 68% en los años 2026 y 2030, respectivamente. Este resultado es congruente con la Agenda Nacional de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Honduras en su meta 7.2 "Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable" [43], la cual establece una meta de 67.2% y 67.3% en los años 2026 y 2030, respectivamente. Por otro lado, este escenario de política energética también es consistente con la Ley de Visión de País y Plan de Nación [44], en la que se encuentra que se debe prestar particular énfasis en la generación hidroeléctrica.

Figura 47: Porcentaje de representación de la producción renovable y térmica – Escenario de política energética



Fuente: Elaboración propia

Es relevante mencionar que entre los resultados se encuentra que este escenario de política energética tiene, por un lado, un valor actual neto de costo total de 3,496.26 MUSD, levemente mayor que el escenario 4, que consiste en 1,343.36 MUSD y 2,152.90 MUSD de costos de inversión y costos operativos, respectivamente, y, por otro lado, un valor de emisiones de dióxido de carbono de aproximadamente 2,450 ktCO<sub>2</sub> para el año 2031, siendo menor que el resto de los escenarios evaluados.

## 11 Conclusiones

Con base en los análisis realizados y los resultados encontrados en los distintos escenarios evaluados, se desprenden las siguientes conclusiones:

- **Los distintos cronogramas de expansión de capacidad instalada para los próximos años muestran una considerable incorporación de tecnologías del tipo térmicas, para suplir el requerimiento de potencia y energía esperado.** Tales centrales incluyen generadores con motores de combustión interna a búnker o gas natural, CCGN y centrales a base de LPG, entre otras. Los requerimientos de potencia del sistema en el mediano plazo pueden ser provistos por generadores de las tecnologías mencionadas.
- **El sistema eléctrico nacional requiere la incorporación de centrales que provean potencia para cubrir la máxima demanda esperada.** Además de la generación térmica mencionada en el punto anterior y considerando las limitaciones de mediano plazo de importación proveniente del mercado eléctrico regional por restricciones de transmisión, la generación hidroeléctrica regulable es fuente convencional que puede ser considerada para suministrar potencia y energía para cubrir la máxima demanda esperada, la cual sucede durante el período de máxima demanda de la noche. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las hidroeléctricas de regulación, las cuales son generalmente de gran escala, conllevan períodos significativos de desarrollo de entre cinco a diez años típicamente. Otra característica a considerar es que las centrales hidroeléctricas se ubican en sitios específicos que cuenten con recurso hídrico y condiciones físicas particulares, a diferencia de las térmicas, de tecnologías MCI, turbinas de gas y turbinas de vapor, que tienen mayores facilidades de instalación en distintos puntos del sistema a los cuales se pueda transportar el combustible.
- **Los generadores del tipo CCGN, solares fotovoltaicas, eólicas e incluso motores a gas natural se prevén, con base en los cálculos y análisis realizados, como las opciones de expansión de menor costo para el sistema eléctrico considerando únicamente los costos de inversión y operativos asociados a las instalaciones propias de los generadores y su operación y mantenimiento.** No obstante, es de considerar que por un lado los generadores CCGN y de motores a gas natural evaluados, y sus costos, están asociados a centrales de gran escala y por ende se requieren inversiones significativas en la red de transmisión para puntos de interconexión cercanos a los puertos con las condiciones físicas necesarias. Por otro lado, la incorporación de generación renovable variable analizada requiere de reserva de generación, mayor que la existente en el sistema, debido a su característica de no despachable. Esta reserva de generación puede provenir de centrales hidroeléctricas regulables, centrales térmicas flexibles y, cuando los costos lo permitan, sistemas de almacenamiento de energía con baterías o de otro tipo. Además, es importante tener en cuenta que existen actualmente contratos de suministro de generadores solares fotovoltaicos y eólicos con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica bajo los cuales no se ha desarrollado aún proyecto alguno, pero que su puesta en operación esperada limita la incorporación de nueva generación renovable

variable de menor costo dada la capacidad del sistema de recibir totalmente la producción de las centrales de este tipo considerando las centrales existentes en operación y futuras.

- **El escenario de expansión de mínimo costo encontrado demuestra que una mayor diversificación de la matriz eléctrica con la participación de distintas tecnologías tiene el potencial de reducir los costos de generación del sistema.** Se prevé que las tecnologías a gas natural y renovables solares y eólicas conformen las adiciones de mínimo costo de generación en la matriz eléctrica. Es de considerar, no obstante, que la variabilidad de los precios de los combustibles, los cuales son importados en el país, depende de condiciones internacionales o, por otro lado, que las centrales eólicas típicamente requieren ampliaciones en el sistema de transmisión debido a que su recurso primario técnica y económicamente explotable se encuentra generalmente en sitios a distancias considerables de los principales centros de consumo. También, es importante tener en cuenta que una alta incorporación de tecnologías solares y eólicas impone requerimientos adicionales de recursos de flexibilidad en el sistema, a fin de hacer frente a la inherente variabilidad de su producción, tales como centrales de generación despachables y flexibles, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda.
- **La incorporación de tecnologías a gas natural y basadas en recursos renovables tienen el potencial de reducir las emisiones de dióxido de carbono esperadas por generación eléctrica.** El desplazamiento de la producción térmica esperada a búnker por producción con tecnologías a gas natural y con renovables reducen significativamente las emisiones de dióxido de carbono, evidenciado en los escenarios en los cuales se encuentran como opciones de expansión.
- **La generación hidroeléctrica y geotérmica permite, en gran medida, alcanzar los objetivos de energía renovable de largo plazo.** La expansión de la generación con tecnologías de factores de planta considerables proporciona un aumento significativo de participación de renovables en la matriz eléctrica.

## 12 Anexo Desagregación de costos de inversión de centrales generadoras

El presente anexo hace referencia de forma más detallada la desagregación de los costos de inversión de tecnologías de las cuales se dispone de información, mostrando los correspondientes componentes y describiendo las premisas utilizadas.

### 12.1 Solar FV y eólica

La cadena de costos para los elementos de la tecnología solar FV y eólica desagregada se encuentra en la referencia de IRENA [14].

### 12.2 Sistema híbrido solar FV más batería

El costo de inversión del sistema híbrido solar FV más batería se realiza sumando el costo de integrar un SAEB acoplado en DC a un sistema solar FV. El sistema híbrido permite aumentar la relación DC/AC del inversor, la cual se lleva como ejemplo a 1.5. Esto conlleva un aumento del costo de cableado, montaje y estantería, y de los paneles solares en sí. Se puede apreciar dicho aumento de costo unitario de instalación del sistema solar en la Tabla 44.

Tabla 44: Cadena de costo de sistema híbrido solar FV más batería

	Unidades	Valor
<b>Sistema solar FV</b>		
Costo unitario de instalación	USD/kW	1,163.54
Capacidad nominal instalada en AC	MWac	40
Relación DC/AC del inversor		1.5
Costo de instalación de sistema solar FV	USD	46,541,710
<b>Sistema de baterías</b>		
Costo unitario de módulos de baterías	USD/kWh	275
Capacidad nominal	MW	8
Capacidad nominal	MWh	32
Aumentación inicial	%	120%
Profundidad de descarga	%	95%
Inversión inicial	USD	11,115,789.47
Convertidor DC/DC	USD	583,504
Costo unitario por cableado en DC	USD/kW	28.50
Costo unitario por equipo de baja tensión	USD/kW	21.17
Costo de cableo	USD	228,024
Costo de equipo de baja tensión	USD	169,352
Transporte a sitio	USD	1,715,000
<b>EPC</b>		

	Unidades	Valor
Subtotal antes de tarifa por EPC	USD	12,096,669.47
Porcentaje de tarifa por EPC	%	10%
Tarifa por EPC	USD	1,209,666.95
<b>Total de inversión de sistema de batería</b>		
	USD	15,021,336.42
<b>Total de sistema híbrido</b>		
	USD	61,563,046.42
Costo unitario	USD/kWac	1,539.08

Fuente: Elaboración propia con base a de proveedor y a IRENA [14]

Cabe mencionar que el costo unitario de módulos de baterías se obtuvo bajo consulta con un proveedor de la tecnología. El costo unitario por cable en DC y por equipo de baja tensión asociado a la batería se toma de los mismos conceptos de IRENA para instalación de un sistema solar FV [14].

### 12.3 Batería independiente

Para el caso de un sistema de batería independiente, el costo de inversión está basado en una cadena de valor bottom-up a partir del costo de los módulos de batería compartido por un proveedor de esta tecnología. El precio compartido se basa en un tipo de contrato de ingeniería básica y equipo, por lo que es necesario agregar otros costos como ser equipo de media tensión, equipo de interconexión eléctrica, contingencias, transporte marítimo y permisos y licencias.

A continuación, en la Tabla 45 se pueden observar todos los eslabones considerados dentro de la cadena de costos construida para esta tecnología.

Tabla 45: Cadena de costo de batería independiente

	Unidades	Valor
<b>Características de central</b>		
Capacidad nominal	MW	40.0
Duración de operación diaria	h	4
Capacidad nominal	MWh	160
Profundidad de descarga	%	95%
Aumentación inicial	%	120%
Capacidad de energía ajustada	MWh	202.11
<b>Costos de módulos de batería</b>		
Costo unitario por módulos de batería	USD/kWh	257
Costo de inversión por módulos de batería	USD	51,941,052.63
<b>Costos de integración a la red y EPC</b>		
Costo unitario de inversores	USD/kW	72.94
Costos de inversión por inversores	USD	2,917,520
Costo unitario por cableado	USD/kW	21.71

	Unidades	Valor
Costo de inversión por cableado	USD	846,760
Equipo de maniobras en media tensión	USD	167,074.29
Equipo de maniobras en baja tensión	USD	108,010.09
Transformador elevador	USD	1,225,153.41
Barra y patio de maniobras	USD	259,136.90
Inversión de conexión eléctrica	USD	57,464,707.33
Tarifa por EPC	USD	5,746,470.73
Total inversión por EPC	USD	63,211,178.06
Costos de desarrollador		
Contingencia	USD	2,873,253.37
Costo de predio y preparación de terreno	USD	60,000
Transporte	USD	4,410,000
Permiso de construcción	USD	574,647.07
Licencia Ambiental	USD	12,493.55
Estudios eléctricos	USD	20,000
Total inversión por costos de desarrollador	USD	7,950,375.98
Total inversión	USD	71,161,554.04
Costo unitario	USD/kW	1,779.04

Fuente: Elaboración propia

Cabe resaltar que el origen de los costos del equipamiento electromecánico se basa en costos obtenidos de información de la ENEE, mientras que los costos unitarios de cableado e inversores son basados en información pública de IRENA [14]. Se considera una tasa del 10% para la tarifa por EPC y un 5% por concepto de contingencias, basado en información pública del EIA [24].

#### 12.4 Ciclo combinado a base de gas natural

La cadena de costos para el costo de inversión unitario de una central CCGN en Honduras se desarrolla como ejercicio de forma específica en la Tabla 46.

Tabla 46: Cadena de costo de CCGN

	Unidades	Valor
Características generales de CCGN		
Capacidad instalada neta en condiciones ISO	MW	387
Capacidad instalada neta en condiciones en sitio	MW	367.65
Configuración		3x1
LHV heat rate en condiciones ISO	Btu/kWh	5,725
LHV heat rate en condiciones en sitio	Btu/kWh	5,782

	Unidades	Valor
HHV heat rate en condiciones en sitio	Btu/kWh	6,418
<b>Costos asociados de construcción de CCGN</b>		
Costo de inversión en central	USD	265,000,000
Factor de ajuste por adecuación de configuración	%	8.685
Costo de adecuación de unidades de central	USD	34,524,647.89
Costo de adquisición de predio asociada a CCGN	USD	6,400,000
Total de construcción de CCGN		305,924,647.89
<b>Costos de interconexión eléctrica</b>		
Costo de adquisición de predio asociado a subestación	USD	1,600,000
Costo unitario de transformadores	USD	3,842,300.82
Transformadores	Unidad	4
Costo de adquisición de transformadores	USD	15,369,203.28
Casa de control y auxiliares	USD	1,737,347.53
Bahías	USD	3,887,624.92
Total de interconexión eléctrica		22,594,175.73
<b>Costos de conexión de gas</b>		
Tubería	USD	870,105.66
Estación de medición de gas	USD	4,500,000
Total de conexión de gas		5,370,105.66
<b>Costos adicionales misceláneos</b>		
Mitigadores de ruido	USD	2,395,114.01
Transporte	USD	1,960,000
Repuestos iniciales	USD	7,866,746.72
Total de adicionales misceláneos		12,221,860.73
<b>Otros costos</b>		
Contingencias	USD	51,916,618.50
Seguros	USD	2,650,000
Total de otros costos		54,566,618.5
<b>Permisos y estudios</b>		
Licencia ambiental	USD	12,493.55
Permiso de construcción	USD	3,243,611.24
Estudios eléctricos	USD	20,000
Total permisos y estudios		3,276,104.79
Total		403,953,513.3
USD/kW neto en condiciones en sitio		1,098.74

Fuente: Elaboración propia

La base del costo de inversión, al igual que las características generales del CCGN, se toman de GTW [23]. Esto consiste en la información pertinente a capacidad instalada neta, heat rate, mecanismos de ajustes para condiciones en sitio y costo de inversión.

En cuanto al costo de inversión de la central, estos son informados por el GTW en base a un alcance de un contrato llave en mano, incluyendo el suministro de equipo principal, ingeniería de planta, y construcción. El alcance del proyecto llave en mano se basa en un diseño de planta estándar de requerimientos mínimos básicos para operación con un solo combustible. El equipo principal incluye turbinas de gas, turbinas de vapor, sistema de recuperación de calor de vapor (HRSG, por sus siglas en inglés), generadores, sistema de control, auxiliares eléctricos y mecánicos asociados al BOS, ingeniería y construcción del CCGN.

El costo referencial utilizado no cubre transporte, complementos específicos, costos de desarrollador ni contingencias. Por ende, estos se adicionan como eslabones dentro de la cadena de costos. Las adiciones necesarias son costos de interconexión eléctrica y de gas, contingencias y seguros, costos del proyecto específico y permisos y estudios.

Inicialmente, dado que el precio de la central de acuerdo con GTW es para una central en configuración 1 TG x 1 TV, y estas unidades son consideradas muy grandes para el sistema hondureño en caso de una contingencia, se readeúa con unidades más pequeñas. Se cambia de una configuración 1x1 a una configuración 3x1 agregando dos unidades adicionales manteniendo igual la capacidad instalada total, para lo cual se calcula un factor de ajuste al costo de inversión por adecuación de configuración. Por criterio propio, se utiliza un ajuste no lineal de costos agregando el 100% del factor de ajuste por la primera unidad, y 50% por la siguiente unidad. En este caso, el factor de ajuste corresponde a 8.965% por la primera unidad adicional, con base en valores de un proveedor de tecnología, y 4.35% para la siguiente unidad.

Seguidamente, se agrega un costo asociado al terreno necesario para ubicar la central CCGN. Este se estima tomando un costo de 80 USD por vara cuadrada. Este costo se estipula bajo criterio propio con base en una zona potencialmente utilizable clasificada como área industrial molesta en el mapa de zonificación para de uso de la tierra del municipio de Puerto Cortés [45], considerándose así un costo de terreno en la gama baja. Al mismo tiempo, se estima el costo utilizando alrededor de 80,000 varas cuadradas.

Luego, se adicionan costos asociados a la interconexión eléctrica. Los costos se basan en información de referencia de ENEE. Estos costos contemplan transformadores con una capacidad de 150 MVA, bahías con espacio para integrar cuatro transformadores y dos líneas de transmisión, y los transformadores de voltaje y corrientes necesarios. A la vez, incluye el costo asociado a casa de control y auxiliares que se compone de casa de control, servicio propio, servicios auxiliares y banco de baterías, caseta de vigilancia y comunicaciones e interfaz computacional. Además, incluye el costo de tratamiento de suelo previo a instalación del equipo eléctrico de interconexión, como ser estabilizar, conformar, explanar, cercos, cableado de yarda, calles y demás obras civiles.

Más adelante, se considera el costo de interconexión de gas. Estos precios son obtenidos directamente del EIA [24]. El costo de la estación de medición de gas se obtiene de la fuente en mención, y el costo de la tubería se ajusta para 500 metros de tubería necesaria para integrar la CCGN.

Después, se toman en consideración costos por mitigadores de ruido, transporte del equipo a Honduras, y set de repuestos iniciales. Respecto a los mitigadores de ruido, su instalación se considera dado que la zona potencialmente utilizable se encuentra a inmediaciones de zonas densamente pobladas. Se estima su costo a criterio propio tomando referencias públicas [46]. Por otro lado, el costo de transporte y repuestos iniciales se estima en aproximadamente 0.5% y 2.5%, respectivamente.

Para el apartado "Otros costos", se considera un 15% de contingencia del total de los costos precedentes y un seguro equivalente al 1% del costo de inversión de la CCGN tomado del GTW.

Finalmente, para los costos asociados del desarrollador, se consideran la licencia ambiental, permiso de construcción y estudios eléctricos. Sus costos se calculan con base en criterio propio y buenas prácticas.

## 12.5 Carbón

El costo unitario de inversión de la central carbonera se desarrolla en tres etapas. En la primera etapa, se utiliza del EIA los costos de inversión desagregados del año 2020 para centrales de carbón ubicadas en EE. UU., los cuales se encuentran en el informe "*Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*" preparado para el EIA [24], a fin de ajustarlos con información también del EIA para actualizarlos al año 2021. En la segunda etapa, se utiliza la cadena de costos obtenida para encontrar unos costos de ingeniería básica y equipo eliminando los costos asociados al contratista EPC en EE. UU., costos de desarrollador y costos de interconexión eléctrica y de gas. Esto conlleva a que los costos desagregados de la central de carbón estudiada puedan asociarse a un contexto más local. Finalmente, se conjuntan los costos de ingeniería básica y equipo con EPC y costos de desarrollador bajo nuevos supuestos para obtener una cadena completa de costos referenciada a Honduras en 2021 para una central de 150 MW (ver Tabla 47).

Tabla 47: Costos desagregados de central de carbón, tipo llave en mano, en Honduras

		Unidades
Características de planta		
Capacidad neta de la central	150	MW
Supuestos de costo de capital		
Tarifa de contratación de EPC	15%	
Contingencia de proyecto	12%	
Costo de inversión de ingeniería básica y equipo		
Subtotal	411,143,793.60	USD
Costo de interconexión eléctrica		
Transformadores	5,119,067.76	USD
Barra / Casa de control	1,737,347.53	USD
Bahías	1,337,818.80	USD

		Unidades
Subtotal mecánico	10,753,767.97	USD
Costo de ingeniería, procura y construcción - EPC		
EPC antes de tarifa	421,897,561.57	USD
Tarifa por EPC	63,284,634.23	USD
Subtotal EPC	485,182,195.80	USD
Costos de desarrollador		
Licencia ambiental	41,645.15	USD
Permiso de construcción	4,218,975.62	USD
Estudios eléctricos	20,000	USD
Transporte	1,080,882.35	USD
Seguros	4,218,975.62	USD
Predio	5,000,000	USD
Subtotal costos de desarrollador	14,580,478.73	USD
Contingencias de proyecto		
Subtotal de contingencia de proyecto	59,971,520.94	USD
Total de costo de capital		
Total de costo de capital	559,734,195.48	USD
Costo de capital unitario	3,731.56	USD/kW
Factor de optimismo tecnológico	1	
Costo de capital unitario ajustado	3,731.56	USD/kW

Fuente: Elaboración propia

Cabe resaltar que el supuesto de porcentaje de contingencia es obtenido del EIA [15]. Por otra parte, los costos asociados a la interconexión eléctrica están calculados con base en información de ENEE, mientras que los costos de desarrollador están basados en prácticas típicas.

## 13 Anexo Proyección de costos de inversión y operación y mantenimiento

El presente anexo desarrolla los supuestos y la metodología utilizada para definir una proyección de los costos de inversión y O&M de las tecnologías solar FV, eólica, sistemas híbridos solar FV más batería y baterías independientes. Se presume que el costo de inversión de las tecnologías basadas en combustible fósil, al igual que sus costos de operación y mantenimiento, es constante en el horizonte de análisis.

### 13.1 Solar FV y Eólica

La proyección de costo de inversión de las centrales solar FV y eólica se basa en información del EIA en el "Overview of U.S. Energy Markets", como parte de los estudios asociados del "Annual Energy Outlook" [25].

Utilizando esta información del EIA se obtienen tasas de cambio, ya sea para incremento o decremento de costo de inversión de las centrales solar FV y eólica. Luego, tomando como referencia el costo de inversión calculado para la central solar FV y eólica hacia el año 2021, se construye la proyección de costo de inversión para este par de tecnologías, y se expone en la Tabla 48.

Tabla 48: Proyección de costo de inversión de centrales solar FV y eólica [USD/kW]

Año	Solar FV	Eólica	Año	Solar FV	Eólica
2021	996.32	1,737.00	2031	749.27	1,622.15
2022	953.36	1,747.22	2032	733.67	1,597.18
2023	916.60	1,751.83	2033	719.05	1,573.89
2024	884.37	1,756.82	2034	705.63	1,553.05
2025	865.23	1,751.06	2035	692.42	1,532.50
2026	847.76	1,734.08	2036	679.48	1,512.38
2027	826.11	1,715.02	2037	667.21	1,493.58
2028	804.94	1,693.53	2038	655.25	1,475.31
2029	785.12	1,670.20	2039	643.35	1,457.02
2030	766.70	1,645.87	2040	631.29	1,438.21

Fuente: Elaboración propia, con base en información de EIA

Se presume que el costo de operación y mantenimiento fijo anual de este par de tecnologías se mantiene constante a través del tiempo.

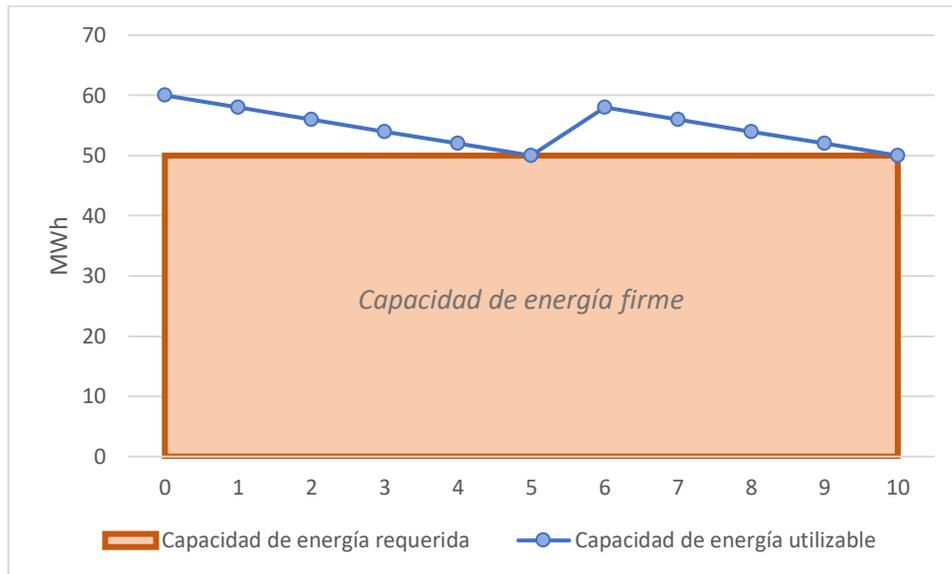
### 13.2 Sistemas con baterías

El anexo presente desarrolla supuestos que aplican a las tecnologías asociadas con sistemas de almacenamiento. Luego, el anexo incluye la proyección de costos de los sistemas híbridos solar FV más batería y las baterías independientes.

### 13.2.1 Degradación y aumentación para sistemas con baterías

Las baterías están sujetas a degradación de manera inherente, durante su operación e inclusive durante su almacenamiento. Su desempeño se ve limitado de acuerdo con esta degradación, por lo que es necesario la aumentación de la cantidad de módulos de baterías instalados a forma de garantizar la cantidad de energía firme. Este tipo de estrategia de aumentación de módulos de baterías a través del tiempo se puede observar en la Figura 48.

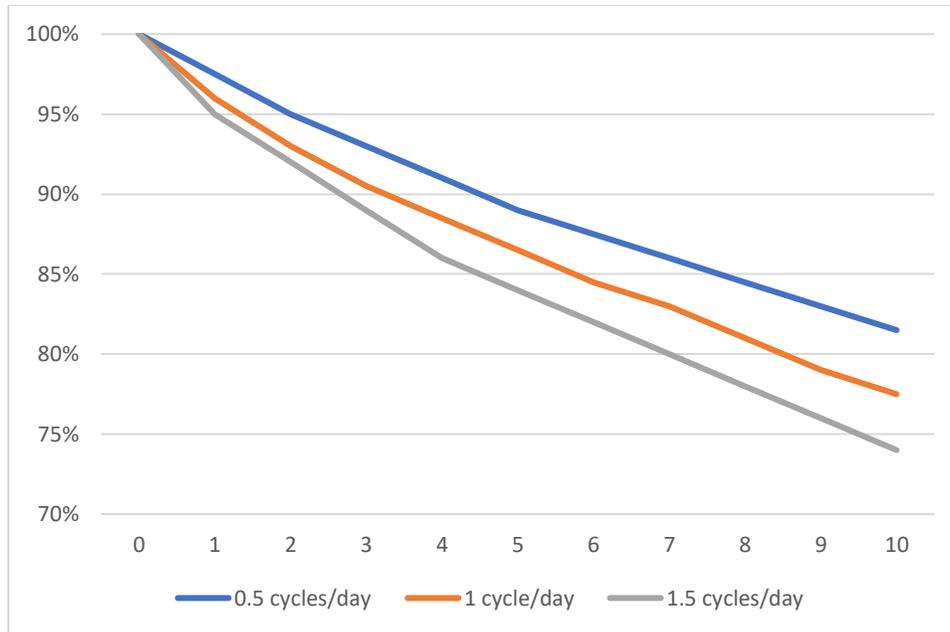
Figura 48: Aumentación de una batería típica



Fuente: Elaboración propia

Por tanto, se implementa una metodología de aumentación con el objetivo de determinar los costos asociados, con lo cual un sistema de batería contaría con al menos la energía nominal durante toda la vida útil proyectada. Para ello, en primer lugar, se obtiene una curva de degradación típica para baterías de iones de litio LFP. Esta curva se basa en información indicativa compartida por un proveedor de tecnología, para un horizonte de 10 años. La curva, según el número de ciclos diarios de operación, y los valores correspondientes se muestran a continuación en la Figura 49 y la Tabla 49.

Figura 49: Degradación indicativa de batería de iones litio LFP



Fuente: Elaboración propia, con base en información indicativa de un proveedor de tecnología

Tabla 49: Degradación indicativa de batería de iones de litio LFP

Año	0.5 ciclos/día	1 ciclo/día	1.5 ciclos/día
0	100%	100%	100%
1	98%	96%	95%
2	95%	93%	92%
3	93%	91%	89%
4	91%	89%	86%
5	89%	87%	84%
6	88%	85%	82%
7	86%	83%	80%
8	85%	81%	78%
9	83%	79%	76%
10	82%	78%	74%

Fuente: Elaboración propia, con base en información indicativa de un proveedor de tecnología

Luego, se caracteriza la degradación de la batería de forma exponencial con base en los valores de los 10 años iniciales correspondientes a un ciclo diario promedio. Esta degradación caracterizada de forma exponencial se utiliza entre el año 11 y el año 20. En los primeros 10 años se utiliza la degradación indicativa. Posteriormente, se proyecta la degradación del sistema de batería y se identifican los requerimientos de aumentación en los años en que el conjunto de módulos de baterías instalados haya

reducido su capacidad de almacenamiento por debajo del 100% de la capacidad nominal. Se establece una sobreinstalación inicial del 120% como parte de la estrategia de aumentación. Con base en lo anterior, hacia el año 7 se aumenta la capacidad de la batería en un 15%. Esto se repite hacia el año 14 y el año 18, para asegurar la capacidad nominal de la batería durante toda su vida útil económica.

### **13.2.2 Sistema híbrido solar FV más batería**

La proyección de costo de inversión y O&M del sistema híbrido solar FV más batería se descompone de varios factores. En primer lugar, se toma la proyección del costo de inversión de la central solar FV. Seguidamente, es necesario sumarle el costo de inversión asociado a la batería para cada año de la proyección. Por ese motivo, se realiza una indexación del costo de inversión de la batería de forma anual con una tasa de crecimiento anual compuesta calculada con información del PNNL [37].

El PNNL determina costos de inversión desagregados de un SAEB de batería de iones de litio LFP de 10MW y duración de 4 h para los años 2020 y 2030. Con ellos, se calculan costos de inversión para dichos años de acuerdo con las características de interés; es decir, una batería de 8 MW, 4 h, profundidad de descarga de 95% y sobredimensionamiento de 120% hacia su primer año. Luego, se encuentra que el costo de inversión para un sistema de estas características tiene una TCAC de reducción de 4.27%. Con esta tasa se obtiene una proyección de costos de inversión por concepto del sistema de batería. Cabe aclarar que, por criterio propio, se presume que hasta el 2035 es cuando la tecnología de baterías adquiere suficiente madurez y, por tanto, sus costos dejan de decrecer y se estancan.

Tomando la proyección de costo de inversión de la componente solar FV más la componente de costo de inversión de la componente del SAEB también proyectado, se obtiene la proyección de costo unitario de inversión para el sistema híbrido solar FV más batería.

Por otro lado, el costo de operación y mantenimiento de la central híbrida solar FV más batería se descompone de tres elementos. En primer lugar, el costo de operación y mantenimiento por la componente de central solar FV, el cual, bajo criterio propio, se presume constante en el tiempo e igual al de una central solar independiente.

En segundo lugar, se considera el costo de operación y mantenimiento de la batería independiente. Este, de acuerdo con recomendaciones por un proveedor de la tecnología, se fija al 2% del costo de inversión de la tecnología.

Finalmente, se considera el costo de operación y mantenimiento asociado a la aumentación de las baterías. Este costo se calcula tomando en cuenta el decremento de los costos de inversión de las baterías y los años en los cuales es necesario realizar la aumentación según la estrategia descrita.

Como ejemplo, en la Tabla 50 se muestra la proyección de costos de inversión y O&M del sistema híbrido solar FV más batería con una relación DC/AC de inversor de 1.5 conforme a la metodología mencionada.

Tabla 50: Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido solar FV más batería

Año	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]	Año	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]
2021	1,539.08	26.19	2031	1,117.84	23.54
2022	1,472.88	25.87	2032	1,089.26	23.33
2023	1,414.61	25.56	2033	1,062.26	23.13
2024	1,362.29	25.27	2034	1,037.10	22.94
2025	1,325.87	24.99	2035	1,012.58	22.76
2026	1,292.01	24.72	2036	997.47	22.76
2027	1,253.84	24.46	2037	983.14	22.76
2028	1,216.79	24.22	2038	969.17	22.76
2029	1,181.83	23.98	2039	955.27	22.76
2030	1,149.01	23.75	2040	941.19	22.76

Fuente: Elaboración propia

### 13.2.3 Batería independiente

La proyección de costos de inversión de la batería independiente se basa en una TCAC para un sistema de 40 MW y 4 h de duración, de acuerdo con información para los años 2020 y 2030 publicada por el PNNL [37].

Inicialmente, dado que en la información disponible no se encuentra una batería independiente con las características técnicas mencionadas, se utiliza una interpolación entre costos de cada año, una entre los costos de 2020 y otra entre los costos de 2030, de los SAEB disponibles: un SAEB de 10 MW y un SAEB de 100 MW, ambos de 4 h de duración. Seguidamente, se calculan costos de inversión para cada año de acuerdo con las características adicionales del SAEB de interés; es decir, un SAEB de 40 MW, 4 h de duración, 95% de profundidad de descarga y sobredimensionado al 120% en su primer año de entrada en operación comercial. Con los valores resultantes, se obtiene un TCAC de reducción de 3.75% para el costo de inversión de la batería independiente.

Finalmente, se obtiene una proyección de los costos de inversión unitarios haciendo uso de la tasa de reducción encontrada. Nuevamente se presume que es a partir del año 2035 que los costos se mantienen constantes.

Por otro lado, se calcula el costo de operación y mantenimiento fijo anual asociado a una batería independiente. Este costo toma en cuenta el O&M intrínseco de una central de este tipo, y que es igual al 1.7% del costo de inversión y se le añade el costo de operación y mantenimiento asociado con la estrategia de aumentación correspondiente de los módulos de batería por el concepto de degradación.

Los valores obtenidos de los costos de inversión unitarios y los costos de O&M se muestran a continuación en la Tabla 51.

Tabla 51: Proyección de costo de inversión y O&M de batería

Año	Costo de capital [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]	Año	Costo de capital [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]
2021	1,779.04	49.49	2031	1,213.44	39.88
2022	1,712.26	48.36	2032	1,167.89	39.10
2023	1,647.98	47.26	2033	1,124.04	38.36
2024	1,586.12	46.21	2034	1,081.85	37.64
2025	1,526.57	45.20	2035	1,041.24	36.95
2026	1,469.27	44.23	2036	1,041.24	36.95
2027	1,414.11	43.29	2037	1,041.24	36.95
2028	1,361.03	42.39	2038	1,041.24	36.95
2029	1,309.94	41.52	2039	1,041.24	36.95
2030	1,260.76	40.68	2040	1,041.24	36.95

Fuente: Elaboración propia

## 14 Anexo Desagregación de precios de combustibles

### 14.1 Gas natural

En el presente anexo se desarrollan ejercicios de cálculo de costos de transporte internacional y regasificación de GNL para Honduras.

#### 14.1.1 Transporte

Para el caso del transporte de GNL, se realiza un ejercicio ejemplo que puede servir para verificar la suposición del costo de transporte marítimo del GNL. Dentro de la costa litoral atlántica de EE. UU., específicamente en la costa del Golfo de México, existe una amplia gama de puertos y centrales licuefactoras. Por ende, existen diferentes puntos exportadores que podrían surtir la demanda de GNL para Honduras. Por tanto, se desarrolla un ejemplo referencial a forma de verificar el precio unitario de transporte marítimo desde una central licuefactora hasta Honduras.

La cadena de costo de transporte para el GNL se basa principalmente en la tarifa por alquiler de buque de GNL, cantidad de energía transportada por viaje y viajes necesarios para poder sustentar un CCGN en Honduras al factor de planta estimado. El desarrollo completo de este ejercicio se expone en la Tabla 52.

Para el ejemplo en cuestión se presume que se estaría exportando el GNL desde Port Arthur, Texas, hasta Puerto Cortés, Honduras. Port Arthur se escoge como puerto de salida del GNL tomando en cuenta su cercanía al Henry Hub y porque ahí se encuentra ubicada una de las facilidades exportadoras de GNL más importantes de EE. UU.: Cheniere Sabine Pass.

Tabla 52: Desagregación de costo de transporte de GN

	Unidades	Valor
Consumo de CCGN		
Potencia neta en condiciones ISO	MW	387
Potencia neta en condiciones en sitio	MW	367.65
Factor de planta anual	%	85.0%
Energía diaria promedio	MWh	7,500.06
LHV Heat rate en condiciones ISO	Btu/kWh	5,725
LHV Heat rate en condiciones en sitio	Btu/kWh	5,782
HHV Heat rate en condiciones en sitio	Btu/kWh	6,418
Consumo de energía diario	MMBtu/día	48,137.62
Características del GN		
Contenido calorífico de GN	Btu/ft <sup>3</sup>	1,021
Conversión	MMBtu/GJ	0.947817
Contenido calorífico de GN	m <sup>3</sup> /GJ	26.28
GNL/GN		600

	Unidades	Valor
<b>Características de buque de GNL</b>		
Tamaño estándar de buque de GNL	m <sup>3</sup>	160,000
Energía por viaje	GJ/viaje	3,043,756.64
Energía por viaje	MMBtu/viaje	3,211,333.67
Días de energía de CCGN por viaje	días/viaje	66.71
Viajes por año	viajes/año	5.53
<b>Costo por transporte</b>		
Tarifa promedio de alquiler de buque GNL	USD/día	160,000
Días en puerto	días	1.5
Distancia de Port Arthur, Texas a Puerto Cortés	nm	1,080
Velocidad de navío	nudos	19
Tiempo en mar	días	2.37
Viaje ida y vuelta	días	7.74
Costo anual	USD	7,680,000
Energía anual transportada	MMBtu	19,268,002
Costo unitario	USD/MMBtu	0.40
Factor de ajuste por seguridad	%	25%
Costo unitario ajustado	USD/MMBtu	0.50

Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que el contenido calorífico del GN se obtiene a partir del EIA [47], como el promedio del contenido calorífico del GN consumido de los estados de Louisiana y Texas. La tarifa promedio de alquiler de buque de GNL se fija como un valor conservador [48]. La distancia entre Port Arthur, Texas, a Puerto Cortés, Honduras, se obtiene de valores dados por la National Geospatial-Intelligence Agency [49]. Se considera también una velocidad de navío promedio de GNL para los buques [48].

#### 14.1.2 Regasificación

La estimación de tarifa de regasificación del GNL se realiza con base en el costo de inversión y de operación y mantenimiento de tecnologías comprobadas y disponibles para este proceso. Estas son prácticamente dos: una terminal regasificadora en tierra y unidades de regasificación y almacenamiento flotantes.

La terminal regasificadora en tierra es la tecnología convencional con la cual se ha reconvertido el GNL a su estado gaseoso, mientras que las unidades de regasificación y almacenamiento (FSRU por sus siglas en inglés) es una tecnología más reciente. Los FSRU son buques parecidos a los de transporte de GNL, con la pequeña diferencia que tienen la capacidad de regasificar el GNL mediante equipo instalado en la unidad flotante y que se anclan cercano al punto de entrega [50].

La diferencia entre un buque de transporte de GNL y un FSRU es tan mínima que actualmente los buques de transporte son readecuados y utilizados como FSRU, aunque siempre existe la posibilidad de utilizar unidades nuevas. La readecuación de buques existentes, considerando la disponibilidad de buques GNL ociosos, reduce tanto los tiempos de construcción, como los costos de inversión.

Tomando en cuenta estas características, se contruye el costo de inversión y operación, basándose en distintas fuentes de referencia, para una terminal en tierra, FSRU nuevos o renovados y arrendamiento de FSRU. Estos se pueden observar en la Tabla 53, a continuación.

Tabla 53: Costo de inversión y operación para distintas tecnologías de regasificación

	Terminal en tierra	FSRU nuevo	FSRU renovado	FSRU arrendado	Unidades
<b>Costo de inversión de tecnología y muelle</b>					
Inversión en tecnología	419	250	82.5	-	millones de USD
Muelle	50	50	50	50	millones de USD
<b>Costos de desarrollador</b>					
Predio	10	-	-	-	millones de USD
Subtotal	501	325	132.5	50	millones de USD
Costos de cierre	5.01	3.25	1.33	0.5	millones de USD
Total	506.01	328.25	133.83	50.5	millones de USD
<b>Costo de operación y mantenimiento diario</b>					
Tarifa de costo de O&M	22,222	25,000	27,500	145,000	USD/día

Fuente: Elaboración propia

Los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las distintas tecnologías se basan en una revisión de distintas fuentes de productores de tecnología [50], operadores de gas [51], publicaciones académicas [52], [53] y publicaciones propias para la industria [54], [55]. Se considera que los costos de inversión corresponden a una regasificadora con capacidad de producción de 300MMCFD y capacidad de almacenamiento de 160,000 m<sup>3</sup>, sin tomar en cuenta costos adicionales por posibles contingencias.

Posteriormente, para obtener una tarifa de regasificación, se calcula un costo total anual requerido por cada tecnología en cuestión obteniendo una anualidad de los costos de inversión a una tasa del 9% y una vida útil económica de los activos de 20 años sumándole el costo de O&M anual. El valor resultante se divide por la cantidad de energía anual expresada en MMBtu que estas instalaciones producirían para una central CCGN, obteniéndose que el costo de regasificación sería 3.48 USD/MMBtu, 2.41 USD/MMBtu, 1.36 USD/MMBtu y 3.33 USD/MMBtu, para una terminal en tierra, un FSRU nuevo, un FSRU renovado y

un arrendamiento de un FSRU, respectivamente. Cabe mencionar que a pesar de que se encuentran distintos valores de precios de regasificación del GNL con base en fuentes de referencia, la tecnología a ser implementada depende de las decisiones que posteriormente tomen los distintos actores involucrados en el desarrollo de esta infraestructura en el país.

## 14.2 Carbón

La presente sección desarrolla de forma explícita cálculos mencionados en la proyección de precios de carbón, en específico el costo de transporte y el cálculo del costo variable de combustible de carbón en Honduras.

### 14.2.1 Transporte

El costo de transporte del carbón desde Puerto Bolívar hasta Honduras se basa principalmente en obtener la cantidad de carbón, considerando el poder calorífico del carbón usado en la central Termoguajira [34], que permitiría la operación de una central de carbón de 150 MW con un rendimiento típico y un factor de planta del 85%. Con ello se encuentra que el costo de transporte unitario puede estar entre 13 USD/Tm y 16 USD/Tm [33], el cual depende de la cantidad de carbón que se importaría en cada envío. Este costo de transporte unitario incluye los costos de embarque del puerto de origen y seguros.

### 14.2.2 Cálculo de costo combustible de carbón en Honduras

El costo de combustible referencial se calcula principalmente con base en el costo promedio del precio del carbón durante el año 2019 en el escenario referencial de la central Termoguajira, ubicada en la costa Atlántica de Colombia [32]. A este costo se añade el costo de transporte hasta Honduras y también los costos de internación. El costo de transporte se establece en 13 USD/Tm, mientras que el costo de internación se define en 10 USD/Tm. El resultado de este cálculo se expone a continuación en la Tabla 54.

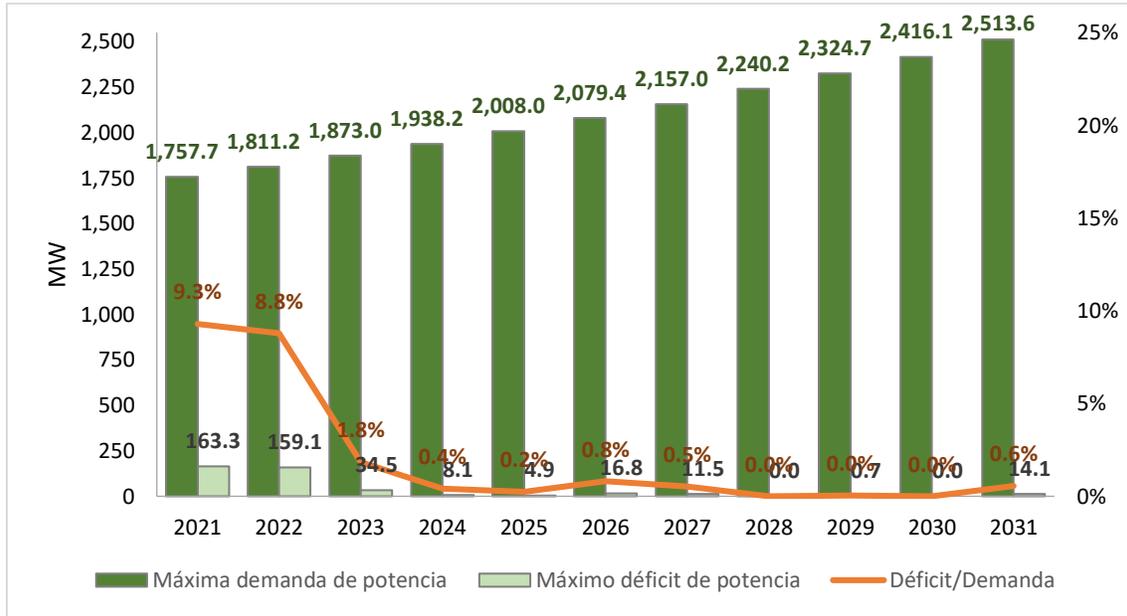
Tabla 54: Costo de combustible referencial de central de carbón en Honduras

	Unidades	Valor
Poder calorífico del carbón usado en Termoguajira	MMBtu/Tm	22.05
Precio promedio del carbón en Colombia durante el año 2019 para escenario referencial de Termoguajira	USD/Tm	80.24
	USD/MMBtu	3.6388
Costo de transporte unitario	USD/Tm	13
	USD/MMBtu	0.5896
Costos locales (gestiones, descarga, acopio, aranceles, tasas portuarias, impuestos, costos de inspección y análisis, y cualquier otro servicio)	USD/Tm	10
	USD/MMBtu	0.4535
Costo variable de combustible en Honduras	USD/Tm	103.24
	USD/MMBtu	4.6819

Fuente: Elaboración propia

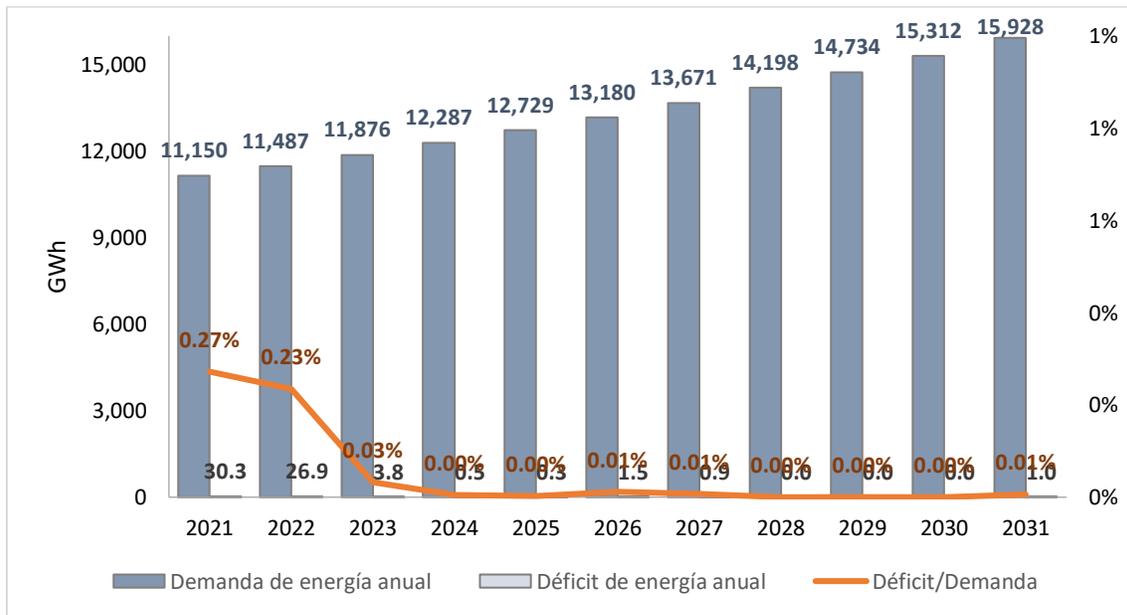
## 15 Anexo Déficit por escenario de expansión

Figura 50: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 1



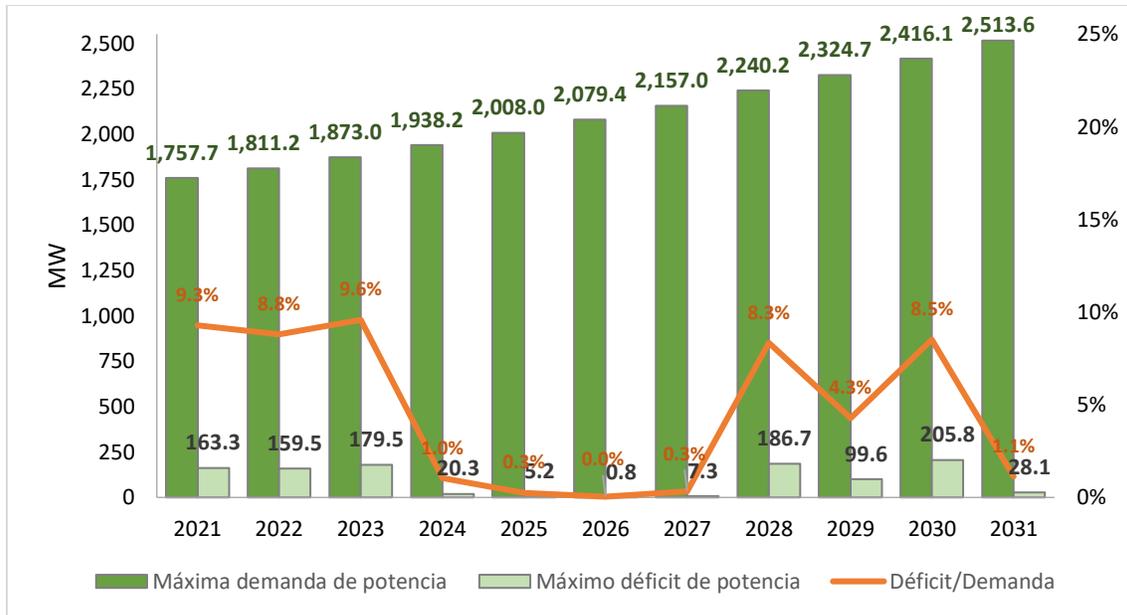
Fuente: Elaboración propia

Figura 51: Déficit de energía anual – Escenario 1



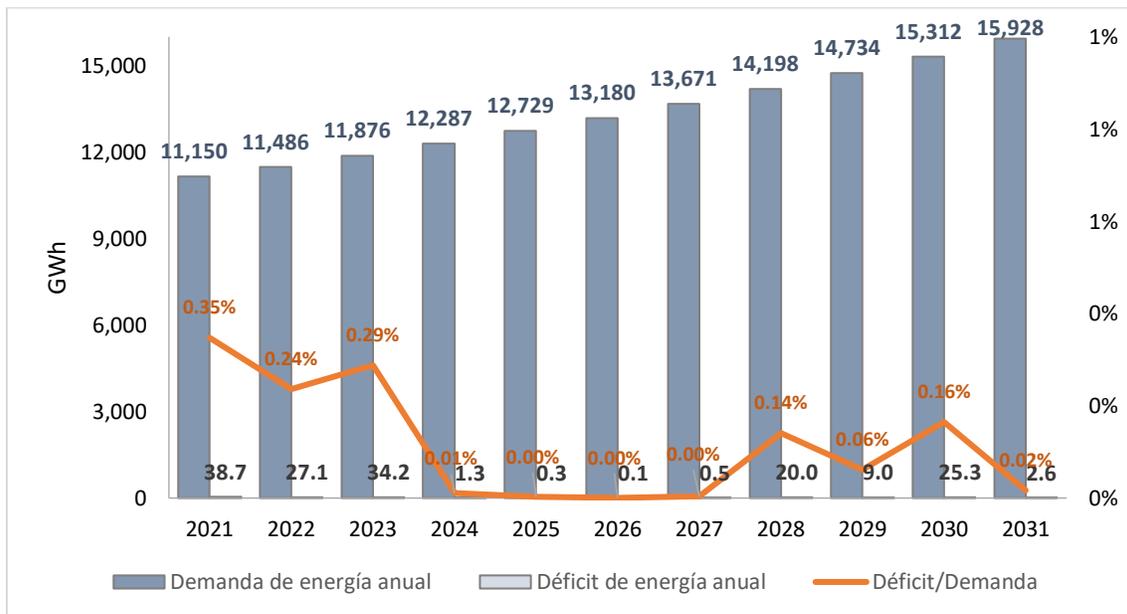
Fuente: Elaboración propia

Figura 52: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 2



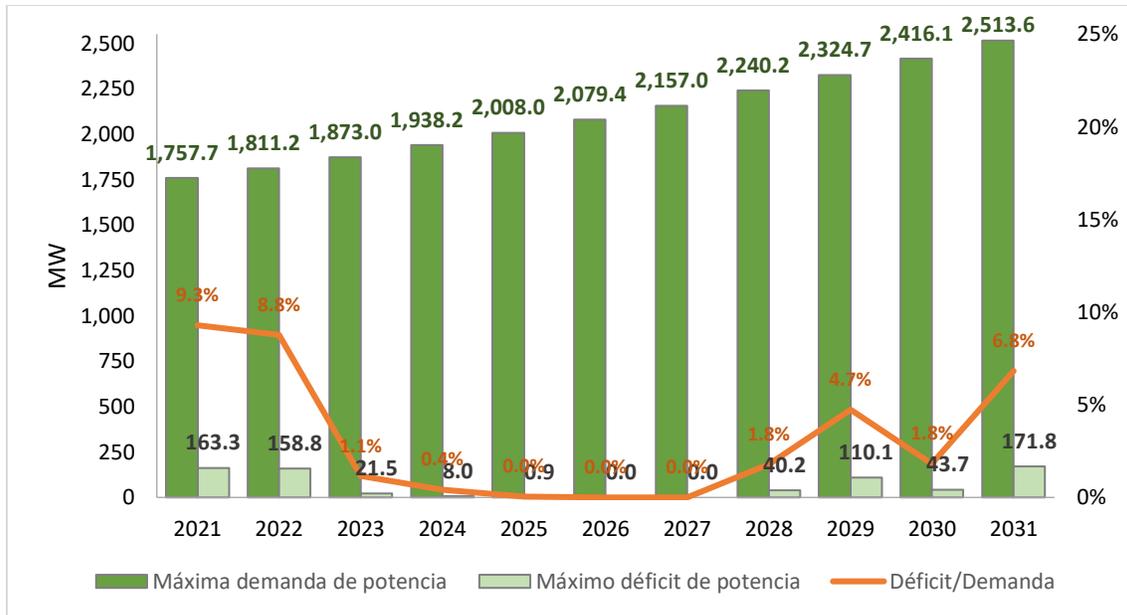
Fuente: Elaboración propia

Figura 53: Déficit de energía anual – Escenario 2



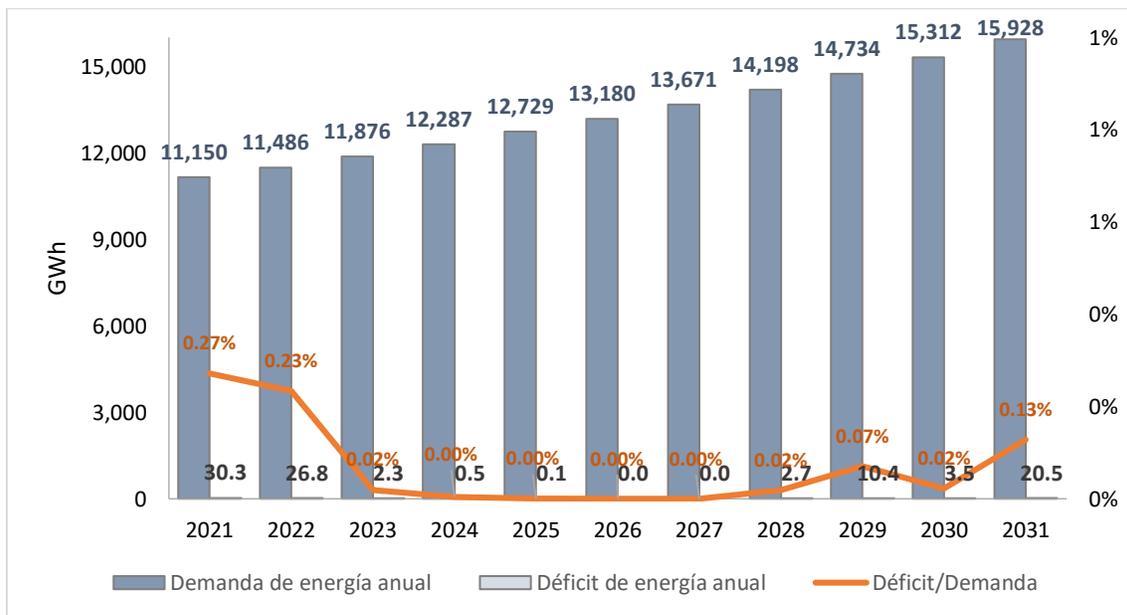
Fuente: Elaboración propia

Figura 54: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 3



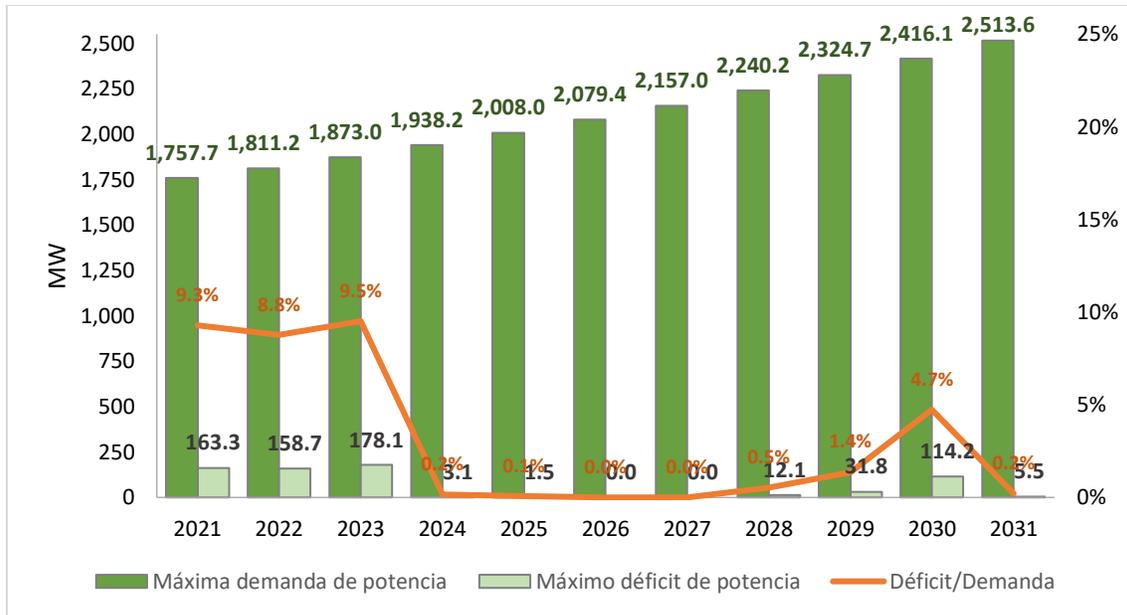
Fuente: Elaboración propia

Figura 55: Déficit de energía anual – Escenario 3



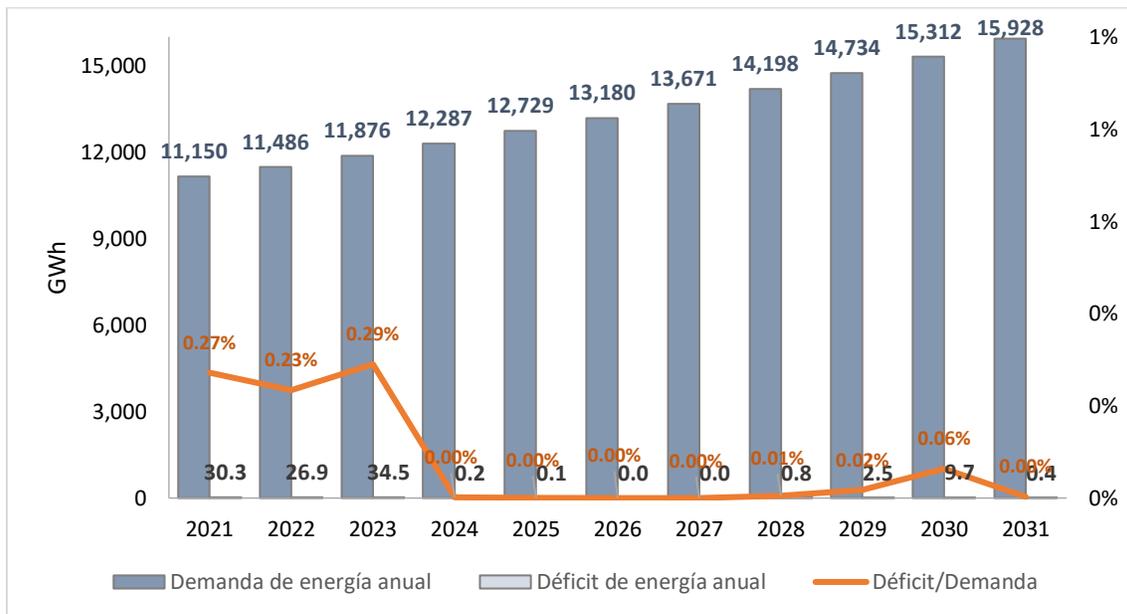
Fuente: Elaboración propia

Figura 56: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 4



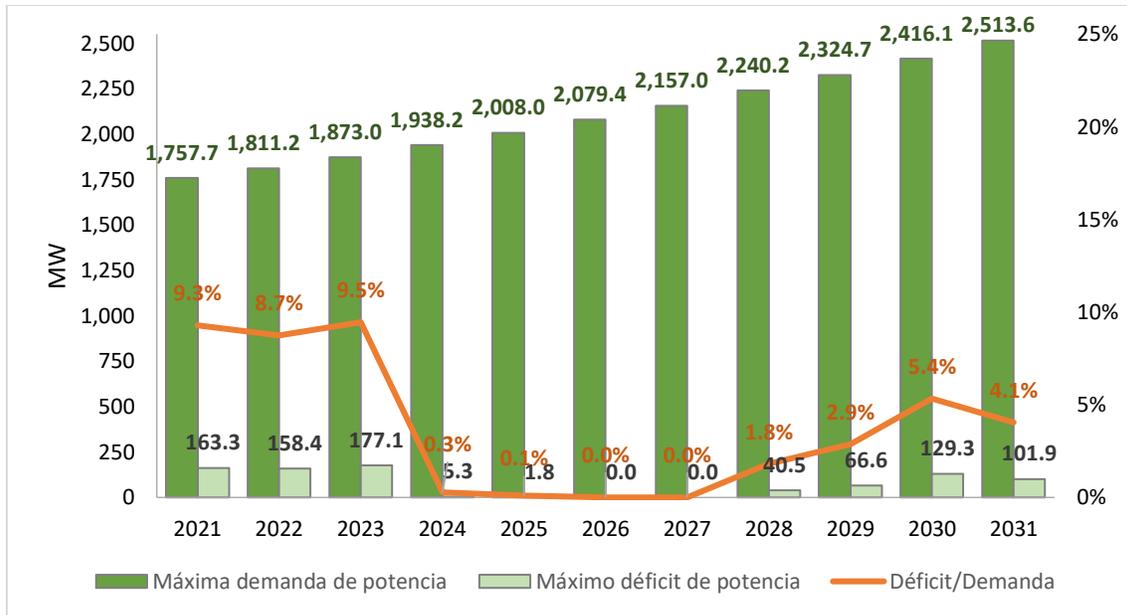
Fuente: Elaboración propia

Figura 57: Déficit de energía anual – Escenario 4



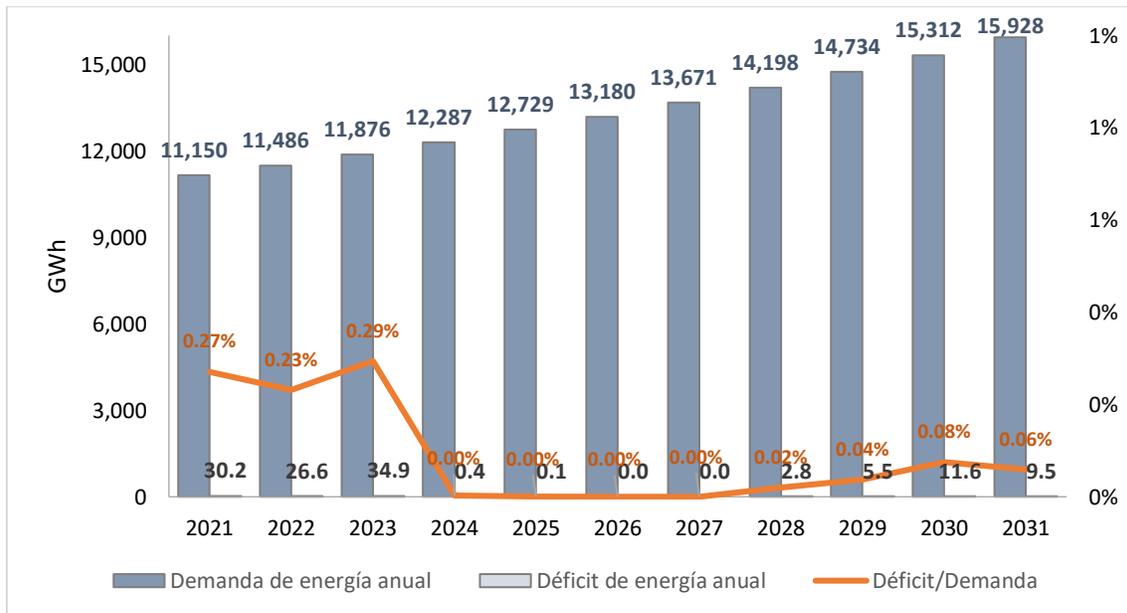
Fuente: Elaboración propia

Figura 58: Máximo déficit de potencia anual – Escenario 5



Fuente: Elaboración propia

Figura 59: Déficit de energía anual – Escenario 5



Fuente: Elaboración propia

## 16 Anexo Centrales generadoras del sistema interconectado nacional – Julio de 2021

Tabla 55: Centrales hidroeléctricas

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	El Cajón	300
2	Cañaveral	29
3	Río Lindo	80
4	La Vegona	42
5	Ojo de Agua	33.75
6	Patuca III	104
7	Río Canjel	2.75
8	Zacapa	0.75
9	Las Nieves	2
10	Babilonia	5
11	Hidro Yojoa	0.702
12	Cececapa	3.37
13	San Carlos	4.4
14	Coronado	8
15	Mangungo	1.45
16	El Cisne	0.71
17	Morja	12.5
18	San Martín	3.15
19	La Aurora	9.56
20	Los Laureles (GENERA)	4.8
21	Matarras	2
22	Río Betulia	7.5
23	Santa María del Real	1.2
24	Xacbal	45
25	Agua Verde	0.96
26	Río Guineo	1.66
27	Peña Blanca	1.44
28	Puringla Sazagua	10
29	Zinguizapa	3.1
30	Río Quilio	1.2
31	Coyolar	2
32	Chachaguala	6.8
33	Churune	7

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
34	Pencaligue	13.1
35	Santa Lucía	6.6
36	San Alejo	2.1
37	Corral de Piedras	3.28
38	El Níspero II (PHP)	7.45
39	El Níspero	23.67
40	San Juan	6.96
41	Río Frío	3.4
42	Río Blanco	6.57
43	Cuyamel	8.32
44	La Gloria	6
45	Nacaome	23
46	Cuyamapa	13
47	La Esperanza	13.5
48	Cortecito	5.88
49	Chamelecón	11.9
50	Mezapa	9.6
51	Los Laureles	3

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla 56: Centrales solares FV

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	Nacaome	50
2	Fotovoltaica Valle	50
3	Pacifico I	20
4	Prados Sur	30.93
5	Solar del Sur	25
6	Helios	25
7	Marcovia	35
8	Choluteca I	20
9	Choluteca II	30
10	Caguano	50
11	Llanos del Sur	14.81
12	Nacaome I	50
13	Nacaome II	50
14	El Pollito	21

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
15	Pavana Solar	24
16	Lajas	10

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla 57: Centrales eólicas

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	Cerro de Hula	125
2	San Marcos	63.8
3	Chinchayote	48.3

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla 58: Central geotérmica

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	Platanares	37

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla 59: Centrales biomásicas

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	Tres Valles	19.5
2	Chumbagua	20
3	Celsur	44.25
4	Merendon Power Plant (MPP)	18
5	Caracol Knits	18.1
6	Azunosa	13.5
7	Eecopalsa	1.2
8	Aceydesa	5.5
9	Yodeco	0.3
10	Palmasa	1.8
11	Honduras Green Power Plant (HGPP)	43
12	Biogás y Energía	1.2
13	CAHSA	30
14	Los Pinos	3.5

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla 60: Centrales térmicas a base de búnker o diésel

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	La Puerta Hitachi	18
2	La Puerta General Electric	15
3	Santa Fe	5
4	Lufussa III	240
5	Lufussa II	70
6	Enersa	227
7	Emce Choloma	50
8	Ceiba	26.6
9	Elcatex	21.8
10	Parkdale	14
11	Laeisz Juticalpa	13.5
12	Cogeneración de Enersa	17
13	El Faro (Rentas Américas)	30
14	Laeisz La Ensenada	70
15	Laeisz Ceiba Mercado de Oportunidad	22
16	Progressive I	10
17	Progressive II	18.2

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla 61: Central de carbón/petcoke

No.	Nombre	Capacidad instalada [MW]
1	Becosa	105

Fuente: Elaboración con información propia

## 17 Referencias

- [1] Banco Central de Honduras, «Producto Interno Bruto Trimestral Honduras», BCH, [En línea]. Disponible: <https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/producto-interno-bruto-trimestral>. [Último acceso: Junio 2021].
- [2] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, «Boletines Estadísticos», ENEE, [En línea]. Disponible: <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>.
- [3] Ente Operador Regional, «Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) », EOR, [En línea]. Disponible: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2021/02/RMER-PDF-26012021.pdf>.
- [4] Sistema de la Integración Centroamericana, «Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central», SICA, [En línea]. Disponible: [https://www.sica.int/documentos/tratado-marco-del-mercado-electrico-de-america-central\\_1\\_1295.html](https://www.sica.int/documentos/tratado-marco-del-mercado-electrico-de-america-central_1_1295.html).
- [5] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, «Mercado Eléctrico Regional», CRIE, [En línea]. Disponible: <https://crie.org.gt/mer/>.
- [6] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, «Resolución No. CRIE-P-2014», CRIE, 3 septiembre 2014. [En línea]. Disponible: <https://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2014/09/RESOLUCION-CRIE-P-20-2014.pdf>.
- [7] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, «Proyección de Demanda de Energía Eléctrica 2021 - 2035, Escenario base final», ENEE, [En línea]. Disponible: [http://www.enee.hn/index.php?option=com\\_content&view=categories&id=167](http://www.enee.hn/index.php?option=com_content&view=categories&id=167).
- [8] Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceánicos y Sísmicos, «Perspectiva Climática para Honduras Mayo - Agosto de 2021», CENAOS, Copeco Honduras, [En línea]. Disponible: [http://cenaos.copeco.gob.hn/productos/pronostico\\_estacional/pronosticoestacional.pdf](http://cenaos.copeco.gob.hn/productos/pronostico_estacional/pronosticoestacional.pdf).

- [9] Mercados Energéticos Consultores, «Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Países de Centroamérica», Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), octubre 2018. [En línea].
- [10] PSR - Energy Consulting and Analytics, «Manual de Usuario SDDP», [En línea].
- [11] PSR - Energy Consulting and Analytics, «Manual de Usuario OptGen», [En línea].
- [12] Consejo de Electrificación de América Central, «Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, Período 2019 - 2035», CEAC, 2017.
- [13] Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, «Propuesta de Planes Indicativos de la Expansión de la Generación 2020-2050», SEN, Tegucigalpa, 2020.
- [14] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Costs in 2019», IRENA, Dubai, 2020.
- [15] Energy Information Administration, «Assumptions to the Annual Energy Outlook», EIA, Washington, D.C., 2021.
- [16] J. Good y J. Johnson, «Impact of Inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance», North Carolina State, Raleigh, 2016.
- [17] Blue Oak Energy, «The Ideal Inverter Loading Ratio (ILR) for Commercial and Utility Solar Plants», Blue Oak Energy, 18 Noviembre 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.blueoakenergy.com/blog/inverter-loading-ratio>. [Último acceso: 7 Mayo 2021].
- [18] P. Grana, «Solar inverters and clipping: What DC/AC inverter load ratio is ideal? », Solar Power World, 6 Julio 2016. [En línea]. Disponible: <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/solar-inverters-clipping-dcac-inverter-load-ratio-ideal/>. [Último acceso: 7 Mayo 2021].
- [19] C. Leuken, J. Mashal y T. Sloane, «The Economics and Technical Considerations of Solar + Storage», Fluence, San Francisco, 2019.

- [20] P. Denholm, J. Eichman y R. Margolis, «Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants», NREL, Washington, D.C., 2017.
- [21] K&M Advisors, Asesoría en Evaluación Económica y Financiera y Estructuración de Proyectos Geotérmicos en Honduras, 2021.
- [22] Wärtsilä Corporation, Wärtsilä supplies 378 MW power plant to El Salvador, 2015.
- [23] Gas Turbine World, 2020 GTW Handbook, vol. 35, Southport, Connecticut: Pequot Publishing Inc., 2020.
- [24] Sargent & Lundy, «Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies», EIA, Washington, D.C., 2020.
- [25] U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2021,» 3 Febrero 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. [Último acceso: 29 Abril 2021].
- [26] H. Weber y R. Wyeno, «Cheniere offering more competitively priced LNG for some US marketing volumes», 6 Noviembre 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/>. [Último acceso: 23 Abril 2021].
- [27] N. Tsafos, «How Much Does U.S. LNG Cost in Europe? », 5 Julio 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.csis.org/blogs/energy-headlines-versus-trendlines/>. [Último acceso: 23 Abril 2021].
- [28] Zawadzki, «Cheniere signals new LNG pricing structure with Apache deal», 3 Junio 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.reuters.com/article/us-cheniere-apache-lng-idUSKCN1T4262>. [Último acceso: 23 Abril 2021].
- [29] R. Yépez-García y F. Anaya, «La Nueva Opción Energética: Gas Natural para Centroamérica», BID, Washington, D.C., 2017.
- [30] Unidad de Planeación Minero Energética, «Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural: Documento de Consulta», Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2020.

- [31] U.S. Energy Information Administration, «Short-Term Energy Outlook Data Browser», 8 Junio 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. [Último acceso: 15 Junio 2021].
- [32] Unidad de Planeación Minero Energética, «Hidrocarburos», 23 Abril 2021. [En línea]. Disponible: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>. [Último acceso: 1 Abril 2021].
- [33] SeaRates, «Request a quote», SeaRates, 1 Marzo 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.searates.com/es/reference/portdistance/>. [Último acceso: 9 Abril 2021].
- [34] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, «Evaluación Integral de Prestadores, Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe», Superservicios, Bogotá, 2017.
- [35] S. C. Lai y M. McCulluch, «Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems», Oxford University, Oxford, 2016.
- [36] PSR - Energy Consulting and Analytics, «Time Series Lab – Herramienta de modelado de recursos renovables no convencionales», PSR, [En línea]. Disponible: <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p13883>. [Último acceso: 26 Abril 2021].
- [37] PNNL, «Energy Storage Cost and Performance Database», U.S. Department of Energy, 1 Diciembre 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.pnnl.gov/ESGC-cost-performance>. [Último acceso: 22 Abril 2021].
- [38] U.S. Energy Information Administration, «Average utilization for natural gas combined-cycle plants exceeded coal plants in 2015», Department of Energy, 4 Abril 2016. [En línea]. Disponible: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25652>. [Último acceso: 26 Abril 2021].
- [39] Institute for Energy Economics and Financial Analysis, «Australia's AGL Energy says battery storage can compete with gas peaker plants», IEEFA, 17 Agosto 2020. [En línea]. Disponible: <https://ieefa.org/australias-agl-energy-says-battery-storage-can-compete-with-gas-peaker-plants/>. [Último acceso: 26 Abril 2021].
- [40] N. Filatoff, «Battery storage 30% cheaper than gas peaker plants for firming renewables», PV Magazine, 12 Abril 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.pv->

magazine.com/2021/04/12/battery-storage-systems-30-cheaper-than-rival-gas-peaker-plants-for-firming-renewables/. [Último acceso: 26 Abril 2021].

- [41] C. Newberry, «Energy Storage Poses a Growing Threat to Peaker Plants», General Electric, 1 Octubre 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.ge.com/power/transform/article.transform.articles.2018.oct.storage-threat-to-peaker-plants>. [Último acceso: 26 Abril 2021].
- [42] IPCC, «2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories», Chapter 2, Stationary Combustion, [En línea]. Disponible: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf).
- [43] Gobierno de Honduras, «Agenda Nacional 2030 para los Objetivos de Desarrollo Sostenible», [En línea]. Disponible: <https://www.sgpr.gob.hn/ODS/Home/Seguimiento?IdODS=7>. [Último acceso: 23 Septiembre 2021].
- [44] Gobierno de Honduras, «Ley de Visión de País y Plan de Nación», [En línea]. Disponible: <https://observatorioplanificacion.cepal.org/sites/default/files/plan/files/HondurasPlandeNacion20102022.pdf>. [Último acceso: 23 Septiembre 2021].
- [45] Municipalidad de Puerto Cortés, «Mapas interactivos», 2020. [En línea]. Disponible: <https://ampuertocortes.hn/inicio/mapastematicos/>. [Último acceso: 12 Mayo 2021].
- [46] Power Magazine, «Major Noise Sources and Mitigation Cost Estimates for Gas-Fired Power Facilities», 1 Octubre 2012. [En línea]. Disponible: <https://www.powermag.com/major-noise-sources-and-mitigation-cost-estimates-for-gas-fired-power-facilities/>. [Último acceso: 30 Abril 2021].
- [47] Energy Information Administration, «Heat Content of Natural Gas Consumed», 31 Marzo 2021. [En línea]. Disponible: [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_cons\\_heat\\_a\\_EPG0\\_VGTH\\_btucf\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_heat_a_EPG0_VGTH_btucf_a.htm). [Último acceso: 28 Abril 2021].

- [48] Oxford Institute for Energy Studies, «The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain», University of Oxford, Oxford, 2018.
- [49] National Geospatial-Intelligence Agency, «Distances Between Ports», NGIA, Bethesda, 2001.
- [50] J. Norrgård, «Wärtsilä», 14 May 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.wartsila.com/insights/article/lng-terminals-land-based-vs-floating-storage-and-regasification-technology>. [Último acceso: 3 May 2021].
- [51] ENAGAS, The LNG storage business and associated costs, Madrid: Enagás Gas Assets General Management, 2016.
- [52] T. Uemura y K. Ishigami, «Investment in LNG Supply Chain Infrastructure Estimation», ERIA, Jakarta, 2018.
- [53] D. F. Konstantinou, «Developing a Life Cycle Cost Analysis Tool for Floating Storage», National Technical University of Athens, Atenas, 2020.
- [54] Offshore Magazine, «Review of LNG terminal options shows advantages of FSU facilities», 14 Septiembre 2017. [En línea]. Disponible: <https://www.offshore-mag.com/pipelines/article/16755840/review-of-lng-terminal-options-shows-advantages-of-fsu-facilities>. [Último acceso: 1 Marzo 2021].
- [55] C. Chahín, A. M. Ferreira, D. Madero y V. Miguel, «Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural», IDB, The World Bank, Bogotá, 2020.