

INFORME ESTADÍSTICO ANUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO NACIONAL





HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Dirección General de Electricidad y Mercados
Unidad de Análisis de Mercados Eléctricos

Dr. Erick Medardo Tejada Carbajal
Secretario de Estado en el Despacho de Energía

Ing. Tomás Antonio Rodríguez Sánchez
Subsecretario de Estado en el Despacho de Energía Renovable y Electricidad

Dr. Marco Antonio Flores Barahona
Subsecretario de Estado en el Despacho de Hidrocarburos y Biocombustible

El Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2024 muestra una descripción del subsector eléctrico considerando características cuantitativas en torno a la potencia y energía eléctrica, siendo este informe una herramienta de carácter informativa y también un insumo para la elaboración de la Política Energética por parte de la Secretaría de Energía.

Este informe ha sido reproducido bajo las consideraciones de los art. 6 y 7 de la ley de transparencia y acceso a la información pública (IAIP) del gobierno de la República de Honduras. La opinión de los actores, así como sus nombres y demás ha sido plasmada bajo el consentimiento de cada uno de los participantes.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta publicación debe solicitarse a la SEN. Otras instituciones del Estado de la República de Honduras pueden hacer uso de esta publicación sin solicitud previa; sin embargo, deben citar la fuente e informar a la SEN sobre el uso de esta publicación.

Dirección técnica y asesoramiento: Dr. Ing. Miguel Ángel Figueroa, MSc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro.

Tratamiento de la información: MSc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro.

Redacción del informe: Dr. Ing. Miguel Ángel, MSc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro y un agradecimiento especial a los Ingenieros (*a.i.*) Nubia Flores y Fernando Fonseca por su trabajo en procesamiento de datos y elaboración de mapas en QGIS.

Diseño Gráfico de portadas: Unidad Comunicaciones Institucional

Palabras Clave: Cobertura Eléctrica, Clientes, Curvas de Generación, Energía, Estadísticas, Marco Legal, Potencia, Precios, Renovabilidad.

Copyright © por Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, Dirección General de Electricidad y Mercados. Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2024. Todos los derechos reservados.



Energía

Gobierno de la República



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

MENSAJE DEL SECRETARIO DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA



El Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2024 de Honduras, elaborado por la Secretaría de Energía (SEN), ofrece un análisis exhaustivo del subsector eléctrico nacional, abarcando toda la cadena de la industria eléctrica desde la generación o transformación, transmisión, distribución y demanda de la electricidad. En 2024, la capacidad de potencia instalada alcanzó 3,310.83 MW, distribuidos en 107 centrales, con un 39.74% proveniente de fuentes fósiles y un 60.26% de fuentes renovables. Este informe técnico detalla la evolución histórica de la capacidad instalada, la generación por tipo de fuente, el consumo de combustibles, las curvas de generación diarias y anuales, y los precios de la energía. Se incluyen mapas georreferenciados de centrales generadoras y datos sobre la red de transmisión. También se presenta información sobre la demanda eléctrica, incluyendo patrones diarios, mensuales e históricos, así como proyecciones futuras. Se analizan los costos marginales en el sistema eléctrico nacional y los precios en el mercado eléctrico de oportunidad. Finalmente, se examinan los clientes del servicio eléctrico, las tarifas, la energía no suministrada y las pérdidas eléctricas.

Una planificación energética a largo plazo es esencial, con un enfoque flexible que abarque diversas tecnologías de generación renovable, sistemas de almacenamiento e inversión en modernización e infraestructura de transmisión. Además, se debe priorizar la eficiencia energética, la electrificación de otros sectores y la integración regional. Pero para que la transición energética en Honduras sea exitosa, debe ser justa e inclusiva, implementando políticas y estrategias que reduzcan las brechas de acceso a energía moderna, asequible y no contaminante en las zonas más remotas y vulnerables. Esta es la ruta que Honduras ha seguido en su reforma energética desde que la Presidenta Iris Xiomara Castro Sarmiento asumió el mandato del pueblo con la promulgación del decreto legislativo No 46-2022 “*Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social*”, declarando el acceso a la energía eléctrica como un derecho humano. Este instrumento de política energética habilitó la materialización de una voluntad política con compromiso social para el rescate del subsector eléctrico, potenciar la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) con inversiones descomunales en infraestructura de redes y subestaciones, modernización de sus centrales estatales, reducción agresiva de pérdidas eléctricas, reducción de costos para tarifas más eficientes, subsidios para los más pobres, recuperación financiera y credibilidad de la empresa pública que también ha sido esfuerzo de su activo más valioso que es su capital humano, que con su esfuerzo, compromiso y lealtad contribuyen cada día con este plan y visión de gobierno socialista y democrático.

El IEASEN 2024 no solo refleja cifras, tendencias y proyecciones: constituye también un testimonio del cambio de paradigma impulsado por la Presidenta Xiomara Castro, quien ha puesto en el centro de la política energética la defensa de lo público y lo social como bienes irrenunciables de la Nación. El gobierno de la refundación ha demostrado que el rescate de la ENEE es posible y necesario. En consecuencia, es un documento que reafirma la decisión política de recuperar la soberanía en el sector, priorizar lo social sobre lo privado y avanzar hacia un modelo energético justo, inclusivo y soberano.



Dr. Erick Medardo Tejada Carbajal
Secretario de Estado en el Despacho de Energía

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	6
ÍNDICE DE TABLAS	10
ÍNDICE DE GRÁFICAS	10
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	13
GLOSARIO DE TÉRMINOS	13
SIGLAS.....	13
UNIDADES DE MEDIDA	14
RESUMEN EJECUTIVO	15
CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN	15
CLIENTES DEL SERVICIO	16
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2024)	16
TARIFAS ELÉCTRICAS.....	17
ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA	17
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	17
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)	17
SISTEMAS AISLADOS.....	17
ABSTRACT	18
PRESENTACIÓN	19
CAPÍTULO 1 SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO	20
1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO	22
1.2 ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	25
1.3 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS	27
CAPÍTULO 2 SISTEMA DE GENERACIÓN	28
2.1 POTENCIA INSTALADA.....	29
2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR CAPITAL DE ORIGEN	31
2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA	32
2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA	34
2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA.....	35
2.2.2 CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA	36

2.2.3	CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	37
2.2.4	GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	39
2.3	CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS.....	42
2.3.1	CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL).....	47
2.4	ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA.....	52
2.4.1	ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE CONTRATOS.....	52
2.5	ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL.....	53
CAPÍTULO 3	ANÁLISIS GEOGRÁFICO.....	55
3.1	MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TÉCNOLOGÍA.....	56
3.2	MAPAS DEL POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE.....	56
3.3	POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE	64
CAPÍTULO 4	SISTEMA INTRCONECTADO NACIONAL.....	66
4.1	NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN	67
4.2	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE)	69
4.3	HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	69
4.4	ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE).....	71
4.5	MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD.....	71
CAPÍTULO 5	DEMANDA ELÉCTRICA	73
5.1	DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA	74
5.2	CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA	76
5.3	DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2024.....	78
5.4	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS	78
5.5	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS	79
CAPÍTULO 6	PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	81
6.1	PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA	82
6.2	PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	83
6.3	PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES	83
6.4	PRECIOS DE LA PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL.....	86
6.5	COSTOS MARGINALES DEL SIN	88
6.5.1	COSTO MARGINAL PROMEDIO DIARIO	88
6.5.2	COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL.....	92
CAPÍTULO 7	CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	94
7.1	NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO	95

7.2	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO	95
7.3	VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS	96
7.4	CONSUMO PER CÁPITA	98
CAPÍTULO 8	TARIFAS ELÉCTRICAS	100
8.1	PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2024	101
8.2	HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA	103
8.3	COSTOS BASES DE GENERACIÓN	104
CAPÍTULO 9	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	110
9.1	ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2024.....	111
9.2	CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	112
9.3	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	114
9.4	CONFIABILIDAD EN EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	117
CAPÍTULO 10	INTERCONEXIONES.....	120
10.1	HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER	122
10.2	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC)	123
10.3	LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	124
10.4	AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....	126
10.5	INYECCIONES, RETIROS Y PRECIOS DE ENERGÍA EN EL DEL MER	127
CAPÍTULO 11	GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS	130
11.1	ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO	131
11.1.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO	132
11.1.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	132
11.2	VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO RECO 2024	133
11.3	DATOS DE DEMANDA POR SECTOR DE CONSUMO -RECO	134
11.4	ÚTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO	134
11.4.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO.....	135
11.4.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	135
11.4.3	VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO UPCO 2024.....	136
11.4.4	DATOS DE DEMANDA EN ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO -UPCO	137
11.5	PROYECTO PERLA	137
11.6	INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM)	138
11.6.1	POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM	138
11.6.2	USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM	139

11.6.3	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM.....	139
11.7	COMPAÑÍA DE ENERGÍA GAS Y AGUA, SOCIEDAD ANÓNIMA (CEGASA)	140
11.7.1	POTENCIA, ENERGÍA GENERADA, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y DEMANDA MÁXIMA.....	140
11.7.2	CLIENTES CEGASA	140
11.7.3	COBERTURA ELÉCTRICA Y PLANES DE EXPANSIÓN	141
CAPÍTULO 12	ENERGÍA DISTRIBUIDA	142
12.1	ENERGÍA DISTRIBUIDA FUERA DE RED	143
12.1.1	ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV).....	143
12.1.2	PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS)	143
12.1.3	PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)	144
12.1.4	PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN DESARROLLADOS DE FORMA PRIVADA.....	144
12.1.5	VILLAGE INFRASTRUCTURE ANGELS (VIA)	145
12.1.6	ENERGÍA SIN FRONTERAS (ESF)	145
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.....	146
	CONCLUSIONES	147
	POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN	147
	DEMANDA ELÉCTRICA	147
	PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	147
	SECTORES DE CONSUMO	148
	COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019).....	148
	TARIFAS ELÉCTRICAS.....	148
	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	148
	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	149
	IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER	149
	SISTEMAS AISLADOS.....	149
	CONSIDERACIONES FINALES	150
	ANEXOS	151
	PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2024	152
	BIBLIOGRAFÍA.....	156

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2024 en el SIN.....	29
Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2024	35
Tabla 3 - Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2024.....	54
Tabla 4 - Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.....	68
Tabla 5 - Histórico de demanda de energía eléctrica anual.....	75
Tabla 6 - Intervalos de duración de carga.....	77
Tabla 7 - Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh]	87
Tabla 8 Comportamiento horario y estacional de los costos marginales promedios del SIN durante 2024	89
Tabla 9 - Clientes por sector de consumo 2024.....	95
Tabla 10 - Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2024.....	96
Tabla 11 – Estadísticas históricas de consumo per cápita.....	99
Tabla 12 – Tarifas trimestres del 2024 [L/kWh]	102
Tabla 13 - Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2024).....	116
Tabla 14 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica.....	119
Tabla 15 -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur).....	124
Tabla 16 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte).....	125
Tabla 17 Máximas transferencias de potencia en el sistema eléctrico regional.....	125
Tabla 18 - Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh] 2024	128
Tabla 19 - Precios promedio ex - ante 2024 del MER [USD/MWh].....	129
Tabla 20 - Potencia instalada [MW] de RECO.....	131
Tabla 21 - Clientes por sector de consumo [MW] de RECO	133
Tabla 22 - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW].....	134
Tabla 23 - Número de clientes por sector de UPCO [MW].....	136
Tabla 24 - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2024	152
Tabla 25 - Generación de plantas hidroeléctricas 2024	154
Tabla 26 - Generación de plantas eólicas 2024	154
Tabla 27 - Generación de plantas solares 2024.....	155
Tabla 28 - Generación de plantas a base de biomasa 2024	155
Tabla 29 - Generación de plantas geotérmicas 2024	155
Tabla 30 - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2024	155
Tabla 31 - Generación total 2024	155

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente 2024	30
Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen 2024	31
Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2024.....	32
Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2024.....	33
Gráfica 5 -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2024	34
Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (En función de energía generada) 2024	35
Gráfica 7 - Energía generada por capital de origen 2024.....	36
Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2024 [GWh]	37
Gráfica 9 – Consumo de bunker para generación de electricidad 2024	38
Gráfica 10 – Consumo de diésel para generación de electricidad 2024	38

Gráfica 11 - Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2024	39
Gráfica 12 - Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2024	40
Gráfica 13 – Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras - Energía generada 2008-2024	41
Gráfica 14 - Generación histórica [GWh] por tipo de tecnología	42
Gráfica 15 - Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.]	43
Gráfica 16 - Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.]	43
Gráfica 17 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.]	44
Gráfica 18 - Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]	44
Gráfica 19 - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]	45
Gráfica 20 - Curva típica de generación típica de La Vegona [p. u.]	45
Gráfica 21 - Curva de generación diaria para plantas de biomasa instaladas en Honduras [p. u.]	46
Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]	46
Gráfica 23 - Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]	47
Gráfica 24 -Curva de generación anual para plantas solares [GWh]	48
Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh]	48
Gráfica 26 - Curva de generación anual de la central Hidroeléctrica Francisco Morazán [GWh]	49
Gráfica 27 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]	50
Gráfica 28 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]	50
Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica en Honduras [GWh]	51
Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2024 en Honduras [GWh]	51
Gráfica 31 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2024 [GWh]	52
Gráfica 32 - Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2024	53
Gráfica 33 - Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2024 [MWh]	54
Gráfica 34 - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2024	58
Gráfica 35 - Número de centrales eólicas por departamento 2024	60
Gráfica 36 - Número de centrales solares por departamento 2024	62
Gráfica 37 - Número de centrales de biomasa por departamento 2024	63
Gráfica 38 - Número de centrales fósiles por departamento	65
Gráfica 39 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2024	69
Gráfica 40 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2024	70
Gráfica 41 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2024	71
Gráfica 42 - Demanda eléctrica diaria promedio 2024 en Honduras [MW]	74
Gráfica 43 - Curva de demanda máxima suministrada del día de demanda máxima del año 2024 en Honduras. 75	
Gráfica 44 - Curva de demanda máxima suministrada del día de demanda máxima del año 2024 en Honduras. 76	
Gráfica 45 - Curva de máxima duración de carga 2024 [MW]	77
Gráfica 46 - Demanda máxima mensual en Honduras 2024 [MW]	78
Gráfica 47 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2024	79
Gráfica 48 -Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2024	79
Gráfica 49 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2025-2035	80
Gráfica 50 - Variación porcentual anual de la proyección de demanda de energía en Honduras	80
Gráfica 51 - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]	82
Gráfica 52 – Precios/cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]	82
Gráfica 53 - Precio monómico mensual por tecnología 2024	83
Gráfica 54 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]	84
Gráfica 55 - Precios históricos promedio del galón de búnker [USD/GAL]	85
Gráfica 56 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]	85
Gráfica 57 - Precios promedio de las plantas del Mercado de Oportunidad Nacional [USD/MWh]	86

Gráfica 58 - Costo marginal promedio por hora 2024 [USD/MWh].....	88
Gráfica 59 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal horario vrs Demanda horaria.	90
Gráfica 60 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh].....	91
Gráfica 61 - Costo marginal máximo mensual del nodo Chichicaste [USD/MWh]	91
Gráfica 62 - Costo marginal mensual promedio 2024[USD/MWh].....	92
Gráfica 63 - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía. .	93
Gráfica 64 – Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2024.....	96
Gráfica 65 - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial 2024.	97
Gráfica 66 - Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial.	98
Gráfica 67 - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/Hab día].....	99
Gráfica 68 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2024.....	101
Gráfica 69 – Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2025.....	102
Gráfica 70 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2024.....	103
Gráfica 71 - Histórico de tarifa de la energía eléctrica.	104
Gráfica 72 - Costos bases de Generación por trimestre del 2024.....	106
Gráfica 73 - Costos bases de Generación por tipo de mercado por trimestre del 2024.....	107
Gráfica 74 - Contribución por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos.	108
Gráfica 75 - Costo base de generación ajustado para cada trimestre 2024.	109
Gráfica 76 - Histórico de energía no suministrada 2011-2024 [MWh]	111
Gráfica 77 – Energía mensual no suministrada en Honduras [MWh] 2024.....	112
Gráfica 78 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2024.....	115
Gráfica 79 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2024.....	117
Gráfica 80 - Energía mensual importada por Honduras en 2024 [MWh]	121
Gráfica 81 - Energía mensual importada por Honduras por tipo en el MER en 2024 [MWh]	122
Gráfica 82 - Histórico de compras y ventas en el de energía eléctrica en el MER [GWh].....	123
Gráfica 83 - Cantidad de agentes del Mercador Eléctrico Regional por país del MER.....	126
Gráfica 84 – Inyecciones de energía MER por país durante 2024. [USD/MWh]	128
Gráfica 85 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2024 [USD/MWh]	129
Gráfica 86 - Histórico de generación de RECO 2015-2024[GWh]	132
Gráfica 87 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal].....	133
Gráfica 88 - Energía por sector de consumo RECO [GWh]	134
Gráfica 89 - Histórico de generación de UPCO [GWh]	135
Gráfica 90 - Consumo de diésel UPCO [kGal]	136
Gráfica 91 - Energía por sector de consumo UPCO [GWh]	137
Gráfica 92 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]	138
Gráfica 93 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2021 [kWh].....	139
Gráfica 94 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022	139
Gráfica 95 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2021	140
Gráfica 96 - Número de clientes por consumo CEGASA.....	141

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2024.....	15
Ilustración 2 - Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras	22
Ilustración 3 - Organización del subsector energético de Honduras	26
Ilustración 4 – Estructura Ilustrativa del Mercado Eléctrico de Honduras.....	27
Ilustración 5 - Potencia eléctrica instalada 2024.....	30
Ilustración 6 - Mapa de potencia instalada georreferenciado.	56
Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable.....	57
Ilustración 8 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas.	58
Ilustración 9 Mapa de potencial eólico de Honduras.....	59
Ilustración 10 Mapa georreferenciado de centrales eólicas.	60
Ilustración 11 Mapa de potencial solar de Honduras.....	61
Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales solares.....	62
Ilustración 13 Mapa georreferenciado de centrales de biomasa.	63
Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas.	64
Ilustración 15 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles.	65
Ilustración 17 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).	67
Ilustración 18 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2024	70
Ilustración 19 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2024.....	72
Ilustración 20 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas.....	113
Ilustración 21 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC.	124
Ilustración 22 - Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2024.....	127
Ilustración 23 – Mapa de Retiros de energía por país del MER 2024 [MWh]	127

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SIGLAS

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

ENDEV: Energizing Development

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

EOR: Ente Operador Regional

GIZ: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

IAE: Índice de Acceso a la Electricidad

ICE: Índice de Cobertura Eléctrica

IDEOAS: Instituto de Desarrollo Comunitario, Agua y Saneamiento

INELEM: Inversiones Eléctricas de La Mosquitia
IRENA: International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de las Energías Renovables)
LGIE: Ley General de la Industria Eléctrica
LPG: Liquified Petroleum Gas (Gas Licuado de Petróleo)
MER: Mercado Eléctrico Regional
MEN: Mercado Eléctrico Nacional
MON: Mercado Oportunidad Nacional
CND: Centro Nacional de Despacho
PIR: Proyecto de Infraestructura Rural
PRONADERS: Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible
RECO: Roatán Electric Company
SEN: Secretaría de Energía
SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
SIN: Sistema Interconectado Nacional
UPCO: Utila Power Company

UNIDADES DE MEDIDA

BBL: Barril
Gal: Galón
GW: Gigavatio o Gigawatt
GWh: Gigavatio-hora o Gigawatt-hora
km: Kilómetro
kV: Kilovoltio o kilovolts
kVA: Kilovoltio-Amperio
kW: Kilovatio o kilowatt
kWh: Kilovatio-hora o kilowatt-hora
MGal: Mega galón
MW: Megavatio o Megawatt
MWh: Megavatio-hora o Megawatt-hora
USD: Dólar de los Estados Unidos de América
USD/kWh: Dólar de los Estados Unidos de América por Kilovatio-hora o kilowatt-hora

RESUMEN EJECUTIVO

La Secretaría de Energía a través de la Dirección General de Electricidad y Mercados presenta el Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico de Honduras correspondiente al año 2024, el cual es una representación gráfica del comportamiento y características del subsector eléctrico hondureño. Este informe precisa de un análisis estadístico exhaustivo de los temas más relevantes que giran en torno a la generación, transformación y demanda de la electricidad en el país.

CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN

En Honduras la potencia eléctrica instalada en el país en 2024 fue de **3,310.83MW**, distribuida en aproximadamente **107 centrales generadoras**, donde 1,315.60 MW (**39.74 %**) instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y 1,995.23 MW (**60.26%**) corresponden a generación renovable.

Por otro lado, en cuanto a la matriz de generación del país la cual es bastante diversificada, la generación térmica a base de combustibles bunker y diésel en 2024 tiene el mayor porcentaje de participación con un 40.50% (5,028.71 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 30.88% (3,834.13 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.21% (1,020.04 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 7.02 % (871.85 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 5.57% (691.71 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 5.36% (665.73 GWh) y 2.46% (304.84 GWh) respectivamente.

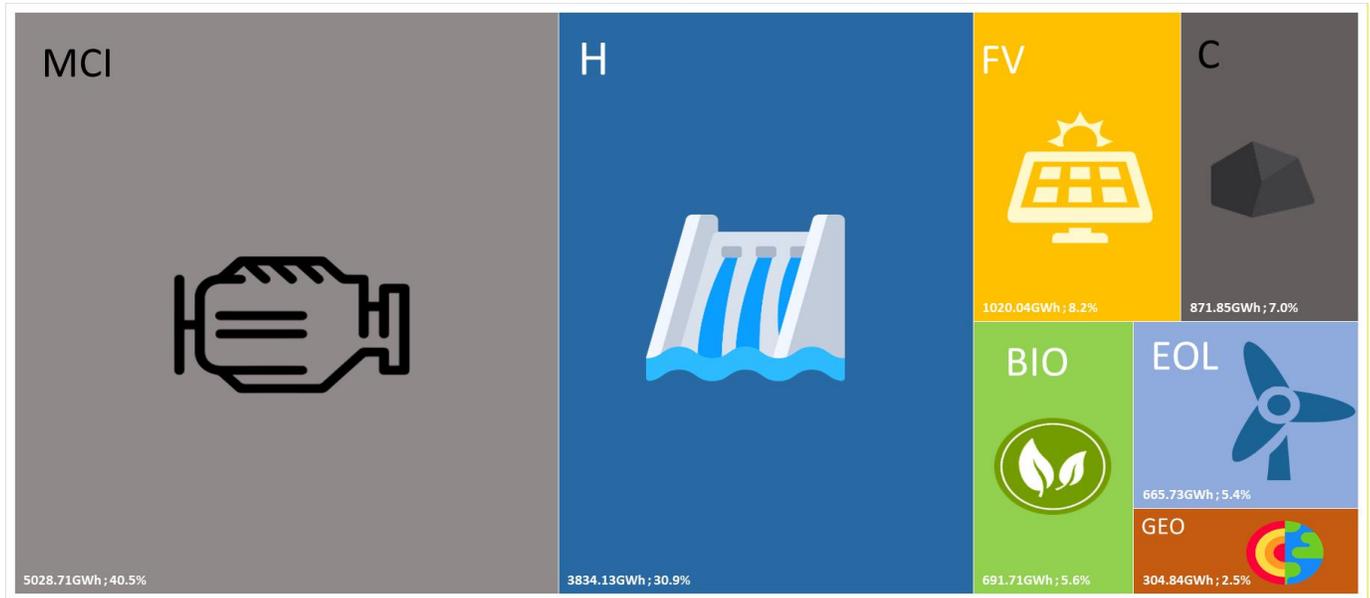


Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La matriz de generación en Honduras ha cambiado a lo largo de su historia, antes del 2015 se tenía una matriz principalmente dependiente de fuentes no renovables como combustibles de origen fósil, sin embargo a partir del 2015 se ha mantenido una matriz de generación con mayor concentración de fuentes renovables, esta tendencia ha sido motivada por políticas en favor de la reducción de emisiones de CO₂ por parte de Honduras como un compromiso ante diversos acuerdos internacionales y nacionales que apuntan a una matriz de generación con una participación mayoritaria de fuentes renovables.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica – ENEE, es actualmente la única distribuidora que compra energía eléctrica a los generadores privados, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2024 el precio monómico o unitario de generación a partir de fuentes renovables ponderado anual más bajo fue de 0.125 USD/kWh para la tecnología renovable base de geotermia y el más alto fue la tecnología eólica con 0.156 USD/kWh, por otro lado, el precio monómico ponderado anual de la energía térmica a base de combustibles fósiles fue de 0.152 USD/kWh posicionándose como el precio monómico promedio por tecnología más alto. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 2463.68 GWh, seguidos de 1152.53GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.137USD/kWh.

CLIENTES DEL SERVICIO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.19 % del total de abonados los cuales consumieron 3,305.11 GWh lo que representa un 46.53% del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,728.04 GWh correspondiente a un 24.33% del consumo total y el sector industrial consumió 1,653.94 GWh equivalentes a un 23.29%.

A nivel residencial los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 59.85 % del total de clientes, los clientes que están en un consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 16.09%, en conjunto representa el 75.94% (1,475,552 clientes) de todos los abonados residenciales, por otra parte, solamente un 2.65% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh en 2024, ese porcentaje represento a diciembre de 2024 en 51,578 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 27.40% de la energía total consumida en el sector residencial.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2024)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2024 es de 86.36%, en el sector urbano ICE es de 94.00% y en el rural de 76.66%; los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (11.18%), El Paraíso (62.92%) y Olancho (72.05%) y en contraste con Islas de la Bahía (98.76%), Cortés (96.06%), y Francisco Morazán (96.27%) presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2024 es de 88.25% en todo el país, el primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.81% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.99% y 95.33% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 21.17%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

El valor de las tarifas para los usuarios regulados conectados al SIN se revisan y aprueban trimestralmente por parte la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de los pliegos tarifarios donde se especifica la tarifa eléctrica según el nivel de tensión al cual los clientes se conectan; esta categorización se define como servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. El 2024 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (5.194 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (6.758 L/kWh), servicio general en baja tensión (6.747L/kWh), servicio en media tensión (4.632 L/kWh) y servicio en alta tensión (4.389 L/kWh).

ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA

En el año 2024 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/manuales ascendiendo a un valor de 31,485.83 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2024 fue el mes de mayo en donde la reducción de carga representó el mayor porcentaje de las causas, seguido de fallas, aperturas automáticas/manuales y mantenimientos. Finalmente, del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2024, un 20.91% se debe a cortes por mantenimiento, un 24.30% a fallas, un 27.49% a reducción de carga y el 27.30% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Los niveles de pérdidas eléctricas tienen un impacto significativo en las finanzas de las empresas distribuidoras. En enero de 2024 las pérdidas en el sistema fueron de 36.2%, y el año se cerró con un 34.5% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución, estos valores incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, los datos anteriores representan una reducción favorable de alrededor de 2.4% en 2024.

MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

Honduras realiza transacciones de importación y exportación de energía eléctrica en el MER mediante las interconexiones con El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Históricamente nuestro país ha sido mayormente comprador de energía eléctrica. En el 2024 Honduras compró 158.8 GWh lo que representó un aumento de 6.83% en la compra de energía con respecto al 2023.

Las importaciones en el MER representaron alrededor de un 1.27% del total de la energía requerida para suplir la demanda eléctrica en el país.

SISTEMAS AISLADOS

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en los departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios, estos sistemas son RECO con (50.1 MW), UPCO (4.25MW), INELEM (1.2MW) y CEGASA (0.25MW), no obstante, se encuentran adicionalmente el proyecto Perla de Guanaja con 600kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 150kW/0.54MWh y un generador Diesel de 1.939kW, el proyecto Perla de Brus Laguna con 400kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

ABSTRACT

This document establishes an annual publication prepared by the Direction of Electricity and Power Markets of the Ministry of Energy (SEN). Its main goal is to compile and integrate all the sources of information related to the structure of the electricity subsector of the country. The report has the main statistical data of the Honduran electricity sector until December 2024 and represents a consolidated document from the national electricity subsector.

This report is divided into 12 chapters. The first chapter chronologically recounts the most relevant events in the Honduran electricity industry. Furthermore, it describes the institutional and regulatory framework, considering the most important aspects of the organization of the Honduran electricity subsector.

The second chapter presents all the relevant information in regards of the generation systems, installed power, matrix generation, curves and electricity purchased from private generators, amongst other data. Then, the third chapter displays geo-referenced maps of the generation plants for each of the technologies, as well as the generation potentials of renewable resources.

Chapter 4 shows data from the National Interconnected System and the indexes of electricity coverage and access to electricity. Subsequently, in Chapter 5, an analysis of electricity demand is made, accompanied by historical data and projections for the next decade.

Chapter 6 analyzes the monomical or unit prices, variable and fixed charges for electricity generation for each type of technology in Honduras. Next, the number of clients by consumption sector, billing by consumption sector, and sale of electrical energy by regions of the country are addressed in Chapter 7. The electricity rates issued by the Regulatory Commission for Electric Energy are found in Chapter 8. Then, statistical data related to the energy not supplied to the system, the historical behavior of electrical losses, and energy transactions in the Regional Electricity Market (MER) are displayed in chapter 9.

Chapter 10 presents information about the Regional Electricity Market (MER) where historical data of regional transactions are presented. Chapter 11 presents the isolated generation systems not connected to the Interconnected System Grid, while Chapter 12 deals with distributed generation projects, ending the document with conclusions and final considerations.

All the information for the preparation of this report was obtained thanks to the collaboration of governmental and non-governmental institutions, mainly the National Electric Power Company – ENEE (Generation Contracts Sub management, transmission Sub management, Planning and Commercial Sub management) the Regulatory Commission for Electrical Energy – CREE, the National Dispatch Center (system operator)-CND, and private distribution companies for the isolated systems of Islas de la Bahía and Mosquitia.

PRESENTACIÓN

El presente documento constituye una publicación anual elaborada por la Dirección General de Electricidad y Mercados, de la Secretaría de Energía de la República de Honduras. El documento tiene como objetivo principal integrar y consolidar todas las fuentes de información que describen al subsector eléctrico del país. Contiene los principales datos estadísticos de la cadena de servicios de la industria eléctrica en Honduras hasta diciembre del 2024 y representa un documento consolidado que describe a su cabalidad el comportamiento del subsector eléctrico nacional durante 2024

El informe se divide en 12 capítulos. El primer capítulo relata cronológicamente los hechos más relevantes en la industria eléctrica de Honduras, describiendo el marco institucional y normativo, detallando los aspectos más importantes de la organización del subsector eléctrico hondureño.

En el segundo capítulo se presenta toda la información relevante de los sistemas de generación, potencia instalada, matriz de generación, curvas de generación y energía eléctrica comprada a los generadores privados por parte de la ENEE. Seguidamente en el tercer capítulo se muestran mapas georreferenciados de las plantas de generación por cada una de las tecnologías, así como de los potenciales de generación de las fuentes renovables.

En el capítulo 4 se muestran datos del Sistema Interconectado Nacional y los índices de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad. Posteriormente se realiza en el capítulo 5 un análisis de la demanda eléctrica acompañado de datos históricos y proyecciones para la siguiente década.

En el capítulo 6 se analizan los precios monómicos o unitarios, cargos variables y fijos de la generación de energía eléctrica por cada tipo de tecnología en Honduras. Seguidamente, el número de clientes por sector de consumo, facturación por sector de consumo y venta de energía eléctrica por regiones del país se aborda en el capítulo 7. Las tarifas eléctricas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) se encuentran en el capítulo 8, para luego presentar los datos estadísticos relacionados con la energía no suministrada al sistema y el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas en el capítulo 9.

En el capítulo 10 se presenta la información referente al Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se presentan datos de los históricos de las transacciones regionales. En el capítulo 11 se presentan los sistemas de generación aislados no conectados a la red eléctrica y adicionalmente en el capítulo 12 se abordan los proyectos de generación distribuida, finalizando el documento con las conclusiones y consideraciones finales.

Toda la información para la elaboración de este informe se obtuvo gracias a la colaboración de instituciones gubernamentales y no gubernamentales, principalmente la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) (Subgerencia de Contratos de Generación, Subgerencia de transmisión, Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial de Distribución ENEE), el Centro Nacional de Despacho (CND), y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE, y empresas de distribución privadas para los sistemas aislados de Islas de la Bahía y la Mosquitia.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 1

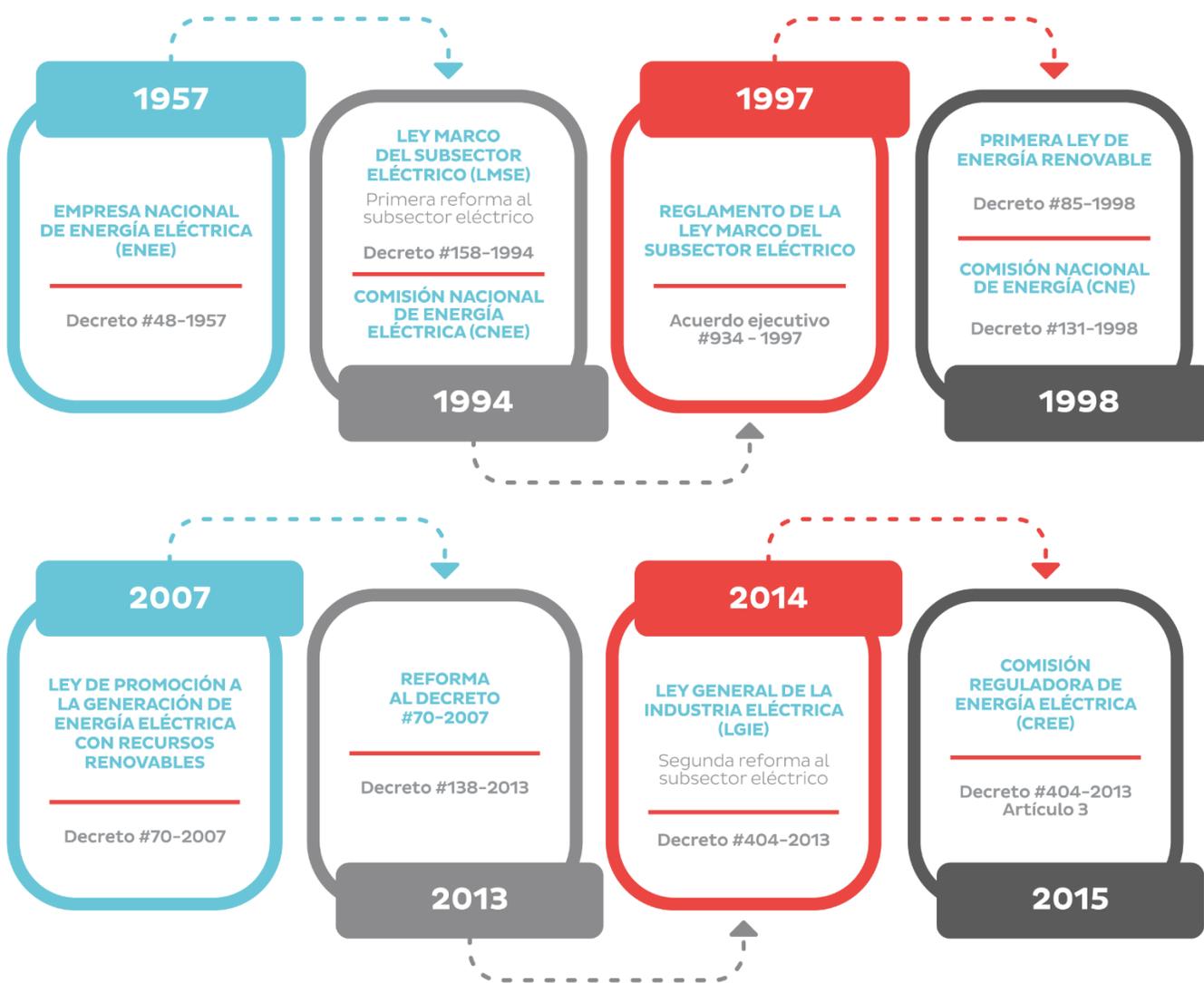
Subsector Eléctrico Hondureño

RESERVA

En 1957 el Gobierno de Honduras creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), una empresa pública de propiedad estatal y verticalmente integrada, con la función y derecho exclusivo en la generación de electricidad por medio de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, así como la construcción y operación de las redes de transmisión y distribución, mediante lo dispuesto en el Decreto No. 48-1957¹.

Adicionalmente, el decreto explícitamente delegaba la función social a ENEE de electrificar el país, como organismo autónomo de servicio público tenía ese objetivo principal. Según el Decreto No. 48-1957, la ENEE tenía todas las atribuciones fundamentales necesarias para prestar el servicio eléctrico. Por lo tanto, las funciones específicas incluían el estudio de recursos para la producción de energía eléctrica; la construcción de obras de generación, transmisión y distribución; la operación, y administración de sus activos, la compra/venta de la electricidad. No obstante, entes privados no tenían la prohibición de prestar el servicio de forma aislada.

A continuación, se muestra una representación gráfica de los eventos más importantes en el desarrollo histórico del subsector eléctrico nacional desde la creación de la ENEE en 1957:



¹ (Gaceta, 2022)

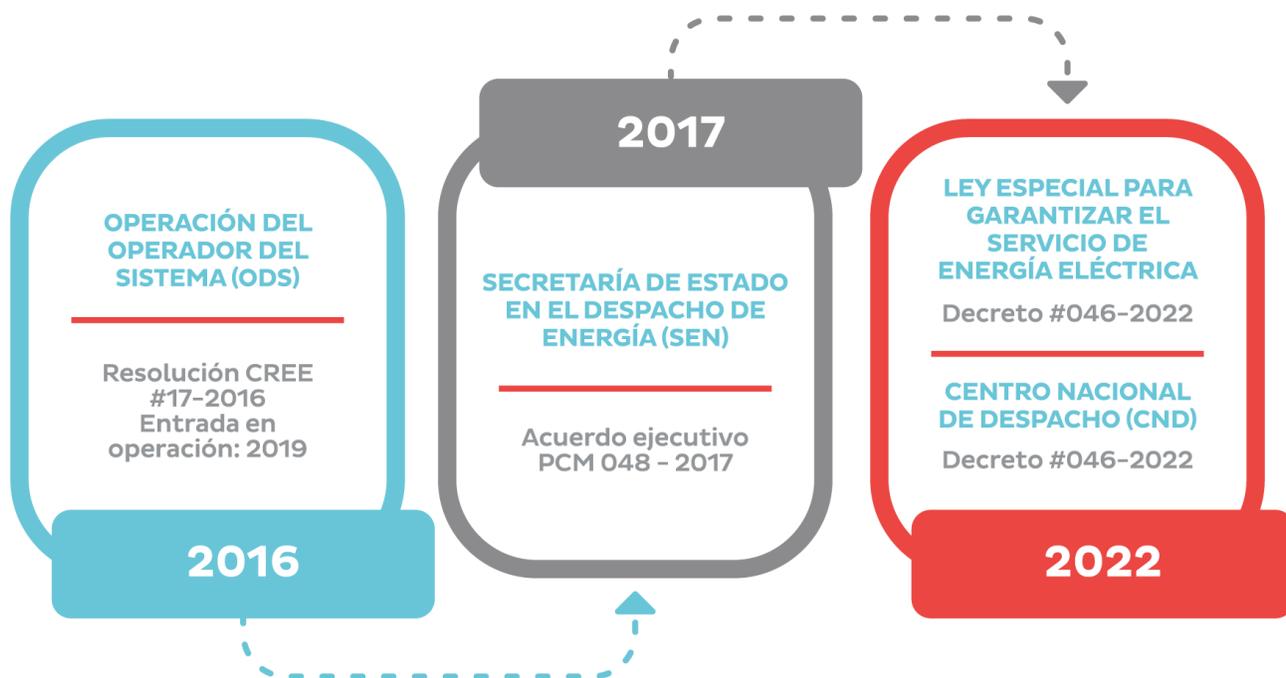


Ilustración 2 - Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Durante el primer quinquenio en la década de los 90, la demanda eléctrica había crecido a niveles superiores de la capacidad del sistema eléctrico estatal, por lo que en materia de generación de electricidad se permitió por primera vez (según disposiciones de la Ley Marco del Subsector Eléctrico (LMSE)² promulgada mediante Decreto Legislativo No. 158-94), que productores de electricidad privados pudieran vender energía a la ENEE. La Ley imponía a la ENEE comprar a los productores privados sobre la base de contratos de compra de energía regulados por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Así es como a partir de esta reforma en 1994, sucedieron en Honduras las primeras participaciones privadas de generación termoeléctrica de gran escala basadas en motores de media velocidad con combustibles fósiles (Bunker). Si bien la LMSE³ promovía gradualmente la participación privada tanto en la producción como en la distribución de electricidad, la ENEE continuó manteniendo su estado de soberanía en los servicios de electricidad, operación del sistema y mercado de electricidad a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO

Como una segunda reforma del subsector eléctrico, en 2014 se promulga la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014), Decreto Legislativo No. 404-2013, la cual derogó el marco legal anterior, esta reforma tuvo por objetivo mejorar la eficiencia económica del subsector eléctrico bajo una reestructuración y descentralización del subsector eléctrico.

De acuerdo con las disposiciones de la LGIE, se liberaliza la generación de electricidad, mientras que las actividades

² (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

³ (Legislativo, Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94, 1994)

relacionadas a la red eléctrica (transmisión y distribución) permanecen como monopolios naturales regulados. Se incluyen reglas para un mercado liberalizado como competencia en la generación y en parte de la venta final de electricidad, así como libre acceso a la red. La Ley define como usuarios regulados a los clientes que gozan de servicios prestados por las distribuidoras con tarifas reguladas. Las empresas participantes del mercado se definen como agentes del mercado y deben estar inscritos en un registro público. Además, las empresas a cargo de la transmisión y distribución deben tener una licencia de operación para realizar actividades de su competencia en determinada zona geográfica.

Adicionalmente, de la LGIE surgió la normativa reglamentaria que detalla el nuevo funcionamiento del mercado eléctrico, entre esos primeros reglamentos están, por ejemplo:

1. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.⁴
2. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM).⁵
3. Reglamento para el cálculo de Tarifas Provisionales
4. Reglamento de Tarifas.
5. Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución.

La LGIE y sus reglamentos establecieron cambios en el mercado eléctrico. Específicamente, las disposiciones de la Ley introdujeron, entre otros, temas como:

1. Un mercado mayorista de electricidad relacionado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que crea un mercado de contratos comerciales de largo plazo de potencia, energía y servicios complementarios, y un mercado de oportunidad para transacciones de corto plazo entre agentes de mercado según los costos marginales basados en el despacho económico de mínimo costo.
2. La LGIE establecía en su artículo 11. “Generación de Energía Eléctrica”; establece que las empresas generadoras podrán vender sus productos a: empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas generadoras y al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.
3. La utilización de orden de mérito para el despacho al mínimo costo de las plantas generadoras en función de sus costos variables declarados, tomando en cuenta las limitaciones de la red y la seguridad operativa del sistema eléctrico.
4. La autorización a usuarios de la distribuidora para convertirse en agentes de mercado como consumidores calificados, el cual está definido como aquel cuya demanda exceda el valor determinado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
5. Un mecanismo para asegurar la producción de electricidad a través de obligación a los agentes de compradores de cubrir su demanda máxima con contratos de potencia firme.
6. El uso de licitaciones públicas internacionales para cubrir la demanda de la distribuidora con contratos de potencia firme y energía eléctrica, incluyendo un porcentaje mínimo de energía eléctrica de generadores basados en tecnologías renovables establecido por la Secretaría de Energía (SEN) y en función del plan indicativo de expansión de la generación.

⁴ (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

⁵ (Eléctrica C. R., Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 2015)

7. Las empresas a cargo de la transmisión y distribución además de inscribirse en el registro público de empresas del subsector eléctrico deben tener una licencia de operación por parte de la CREE para realizar las actividades de su competencia.
8. La separación de actividades de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) bajo una empresa matriz de la actividad de generación, transmisión y distribución.

Posteriormente, en 2022, como una tercera reforma al subsector eléctrico hondureño, nace la Ley Especial para garantizar y declarar el servicio de la energía eléctrica como un bien Público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social, cuyo espíritu en esencia es el compromiso impostergable de garantizar al pueblo hondureño, el servicio de energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional, bajo responsabilidad de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE como empresa pública. (Poder Legislativo, 2022)

Básicamente esta reforma energética establece que la electricidad y su acceso universal, es un servicio público básico y esencial como derecho humano, no solo es considerado como un bien de mercado; enmarcando en el espíritu esencial de la ley la recuperación de la soberanía de recursos energéticos del país.

De las disposiciones más importantes de la Ley Especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien Público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social se contempla:

1. Empezar la ley con una declaratoria de emergencia que autoriza al Poder Ejecutivo y la Junta Directiva de la ENEE para la implementación de un Plan de Emergencia para la Recuperación del Subsector y el rescate de la Empresa Pública.
2. Facultar a la Junta Directiva ENEE y Gerencia General para una iniciativa de revisión y renegociación de contratos de energía (Power Purchase Agreement) con la ENEE e incluyendo tecnologías termoeléctricas, eólica y solar, para que de mutuo acuerdo poder mejorar condiciones de precios y eliminar cláusulas lesivas a los intereses del estado. En caso de no ser posible una renegociación, también faculta a la ENEE para la compra de plantas eléctricas a un justiprecio. También la reforma energética establece para la revisión, auditoría e informe de la ejecución del contrato de fideicomiso con la Empresa Energía Honduras (EEH).
3. Respecto a la recuperación de la soberanía de recursos energéticos del país, la reforma establece la derogación de instrumentos que entregaban 14 subcuencas de ríos para la construcción y generación de energía eléctrica.
4. La reforma hace cambios a la gobernanza del subsector eléctrico, estableciendo el nombramiento de Comisionados del ente regulador la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) por un periodo de 4 años y estableciendo el ente operador del sistema y de mercado eléctrico (ODS) como un organismo público adscrito como Centro Nacional de Despacho (CND) de la ENEE.
5. En el marco de la declaratoria de emergencia, también la reforma faculta a la Junta Directiva y Gerencia ENEE, aprobar e implementar un Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas, con autonomía e independencia administrativa, funcional, presupuestaria, financiera y para la contratación de bienes, servicios y recursos humanos a fin de asegurar el cumplimiento de sus objetivos.

- 6 En el artículo 19 de la reforma y para adecuar a la visión de estado, se establece la modificación de los artículos 1, 3, 5, 9, 10, 11, 15, 27, 28 y 29 de la Ley General de la Industria Eléctrica, decreto legislativo No 404-2013.
- 7 Adicionalmente, como una disposición final, la reforma establece con la finalidad de salvaguardar la naturaleza pública de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de la separación técnica, administrativa y financiera por unidades de centros de costos de la actividad de generación, transmisión, Centro Nacional de Despacho y Distribución.
- 8 Para concluir, la reforma hace cambios substanciales en la gobernanza y estructura del modelo de mercado, potenciando la regulación y gestión pública estatal del subsector electricidad, acciones para establecer una ruta de recuperación de la principal empresa eléctrica del país que es la ENEE.

1.2 ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ley General de la Industria Eléctrica (decreto legislativo No. 404-2013) (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014) promulgada en mayo 2014 hace una profunda reforma del sector energía nombrando a una cabeza del sector eléctrico denominada “La Secretaría”. Por eso en 2017 se crea la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) mediante decreto ejecutivo PCM 048-2017 como ente rector y formulador de las políticas públicas para el sector energético nacional.

Se designa entonces a la Secretaría como la autoridad máxima del subsector eléctrico. En el artículo 2 de la LGIE se especifica que la Secretaría será responsable de proponer a la Presidencia de la República las políticas públicas en materia de energía que orientan las actividades del subsector eléctrico. El presidente de la República puede someter dichas propuestas a discusión en consejo de ministros, o en el seno de un grupo de Secretarios de Estado convocados para ese propósito. La Secretaría será igualmente responsable del seguimiento de las políticas adoptadas, y a este fin se crea una Subsecretaría de Estado, la cual es la subsecretaria de Energía Renovable y Electricidad encargada de los temas relacionados específicamente con el subsector eléctrico en Honduras y el desarrollo de la energía renovable.

La SEN como institución rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional está encargada de proponer las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético. Asimismo, está a cargo de la formulación, planificación, coordinación, ejecución, seguimiento y evaluación de las estrategias y políticas del sector energético. La Secretaría tiene como objetivos estratégicos, desarrollar una política energética nacional sostenible e integral para el desarrollo socioeconómico del país, además de fomentar la participación de fuentes de energía provenientes de tecnologías renovables en la matriz energética nacional y el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos, también tendrá a su cargo el desarrollo de políticas para la modernización del subsector eléctrico garantizando el abastecimiento y cobertura del servicio eléctrico con calidad a toda la población.

La Secretaría también tiene a cargo el desarrollo de políticas y estrategias para el uso eficiente de la bioenergía, considerando que la leña es la mayor fuente de energía del país. Esta tarea es atendida por la Subsecretaría de Energía Renovable y Electricidad, a través de la Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética. También son objetivos de la SEN el aprovechamiento de yacimientos hidrocarbúricos del país bajo un marco regulatorio adecuado, así como mejorar la regulación, control y supervisión de las actividades de comercialización y abastecimiento de hidrocarburos, a través de su Subsecretaría de Hidrocarburos.

Por otro lado, la LGIE en su Capítulo II, especifica la creación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a cargo de regular las actividades de la industria eléctrica, aprobar tarifas para usuarios regulados, definir los cargos del sistema eléctrico y los peajes por el uso de la red eléctrica, debe especificar en detalle a través de normas y reglamentos lo necesario para la implementación y funcionamiento del mercado eléctrico entre otras actividades. La CREE cumple el rol de ente regulador, independiente, desconcentrado y adscrito al Gabinete de Regulación Económica.

Seguidamente, con un rol bien delimitado, el artículo 9 de la LGIE reformado por la Ley Especial de Energía, expresa que la operación del Sistema Eléctrico Nacional estará a cargo de una entidad que es designada como “Operador del Sistema”. Se establece que el Operador del Sistema será una entidad de capital público, que formará parte de la estructura de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y que se reconoce en los contratos de suministro de energía eléctrica vigentes entre empresas privadas de generación de energía eléctrica y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como Centro Nacional de Despacho (CND).

El CND, entre sus diversas facultades otorgadas por ley, tiene la función pública de elaborar los planes de expansión de la generación y redes de transmisión, planes que están sujetos a la aprobación de la CREE, sin embargo, debe coordinar con la Secretaría de Energía para verificar que reflejen los objetivos de la política energética, por ejemplo, cumplir las metas de participación de la energía renovable y reducción de emisiones.

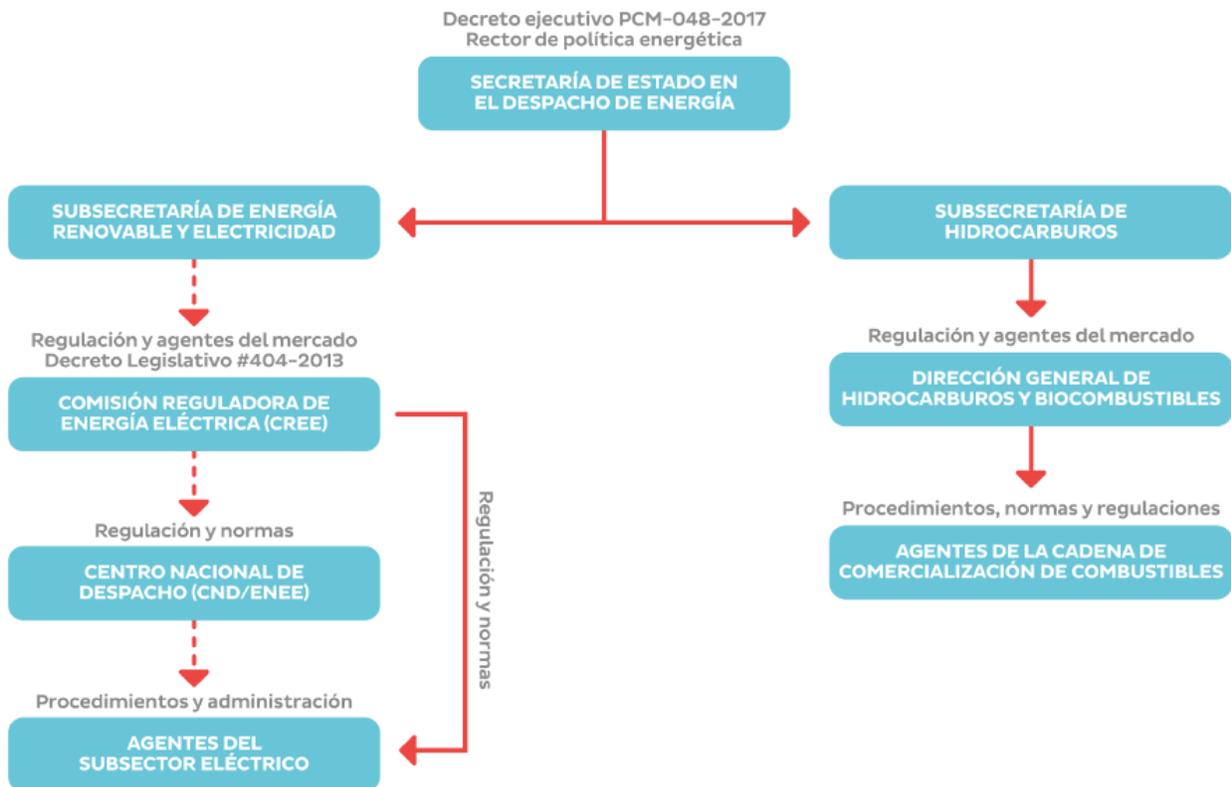


Ilustración 3 - Organización del subsector energético de Honduras

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En la organización del subsector eléctrico, algunas instituciones como la CREE y el CND/ENEE no depende administrativa, financiera, ni funcionalmente de la SEN, sin embargo, en la ilustración anterior se trata de visualizar los tres roles: El ente rector encargado de las políticas públicas (SEN), el ente regulador y fiscalizador (CREE) y el ente operador y administrador del sistema el Centro Nacional de Despacho (CND), armonizando la vinculación y dinámica con los agentes del subsector eléctrico.

1.3 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS

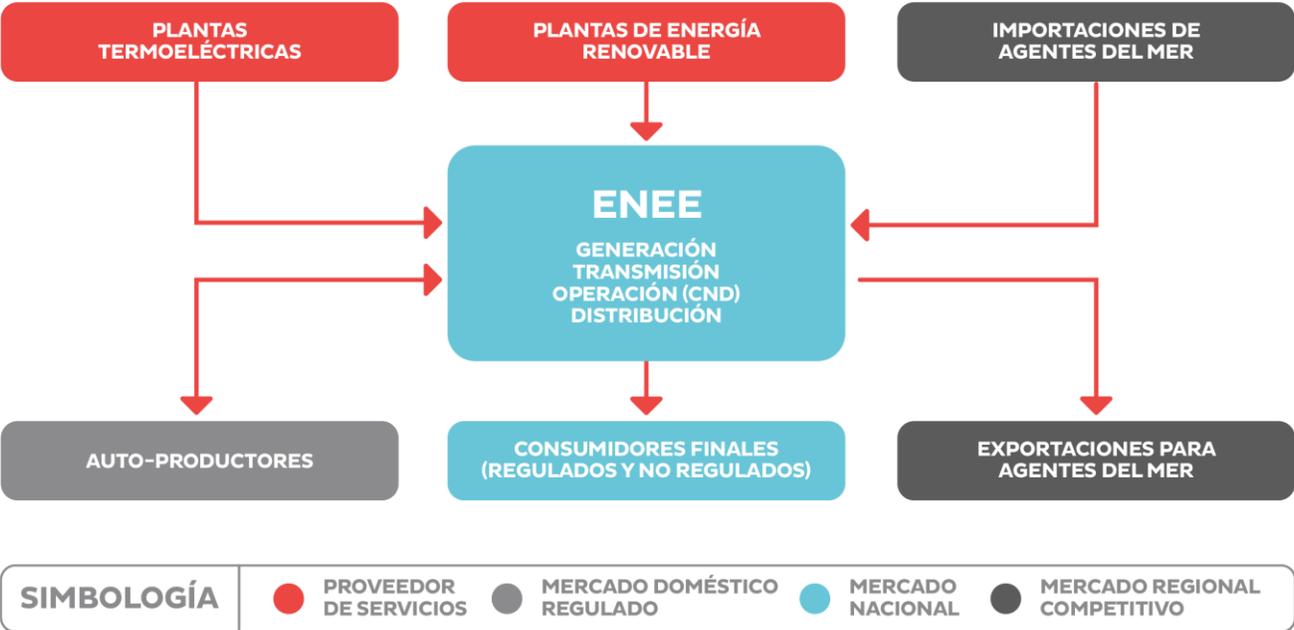


Ilustración 4 – Estructura Ilustrativa del Mercado Eléctrico de Honduras

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Actualmente la ENEE es el ente encargado de la operación del sistema mediante el Centro Nacional de Despacho administrando el mercado eléctrico nacional (contratos y de oportunidad) en coordinación con la transmisión hasta llegar a la distribución del servicio eléctrico en el territorio nacional a excepción de los departamentos de Islas de Bahía y Gracias Dios. Sin embargo, la ENEE también tiene una cota importante de participación en cuanto el sistema de generación mediante la tenencia de las centrales hidroeléctricas de mayor capacidad y de tipo de embalse (Cajón, Patuca III y Cañaveral) así como también Rio Lindo.

La ENEE es el agente encargado y autorizado a su vez de coordinar las transacciones (compra y venta) de energía con los demás agentes de mercado del Mercado Eléctrico Regional (MER). La empresa de distribución de la ENEE es el ente soberano de compra de energía eléctrica a los proveedores de servicios privados. Por otro lado, desde la demanda, la empresa de distribución es quien lleva la energía eléctrica a los usuarios regulados y no regulados conectados en el sistema eléctrico nacional.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 2

Sistema de Generación

ENERGÍA



En Honduras se cuenta con una matriz de generación de energía eléctrica bastante diversificada con tecnologías que funcionan mediante el uso de fuentes renovables y fuentes no renovables que están ubicadas a lo largo y ancho de su extensión territorial. A continuación, se presenta una tabla donde se especifica la potencia eléctrica instalada por tecnologías de generación de energía eléctrica para el año de 2024 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

2.1 POTENCIA INSTALADA

POTENCIA INSTALADA AÑO 2024			
TIPOS DE GENERACION	MW	PORCENTAJE	No. DE PLANTAS
FÓSIL	1,210.6	36.56%	22
HIDROELÉCTRICA	927.4	28.01%	48
SOLAR	549.9	16.61%	18
EÓLICAS	238.1	7.19%	3
BIOMASA	239.8	7.24%	14
COQUE DE PETROLEO	105.0	3.17%	1
GEOTÉRMICA	40.0	1.21%	1
TOTAL	3,310.83	100.00%	107

Tabla 1 - Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2024 en el SIN

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Se puede observar que el mayor porcentaje de potencia instalada corresponde a la tecnología térmica o termoeléctrica que es a base de combustible búnker y diésel con un 36.56% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 28.01% de la matriz total de potencia instalada.

Dentro de la matriz de potencia eléctrica renovable instalada el mayor número de centrales son de tecnología hidráulica, esto debido al gran potencial hídrico del país y a sus características geográficas, sin embargo, también existe una cantidad importante de plantas solares fotovoltaicas situadas en el sur del territorio nacional debido al potencial de recurso solar que existe en la zona.

Honduras, al igual que la mayoría de los países en Latinoamérica, apunta a la transformación de su matriz de generación de energía eléctrica, en la siguiente ilustración se puede apreciar que existe una diversa participación de fuentes renovables en Honduras, como la generación hidráulica, biomasa, eólica, fotovoltaica y geotérmica, sin embargo, el 39.74% de la potencia instalada es de plantas térmicas o termoeléctricas a base de combustibles fósiles (bunker, diésel, petcoque).

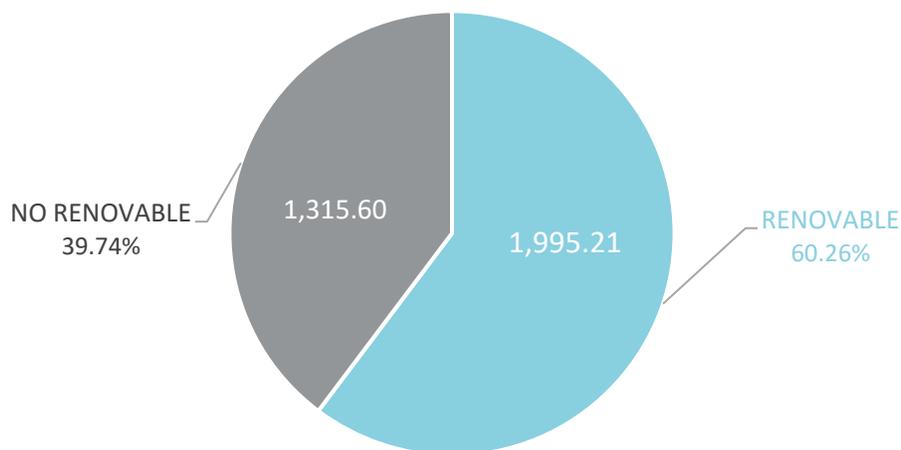


Ilustración 5 - Potencia eléctrica instalada 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Del total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica para el año 2024, el 60.42% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía a base de recursos renovables (agua, sol, viento, geotermia, biomasa); y el resto (39.58%) con fuentes de energía no renovable como los combustibles de origen fósil: búnker, diésel y carbón.

RENOVABILIDAD - POTENCIA INSTALADA [MW]



Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente 2024

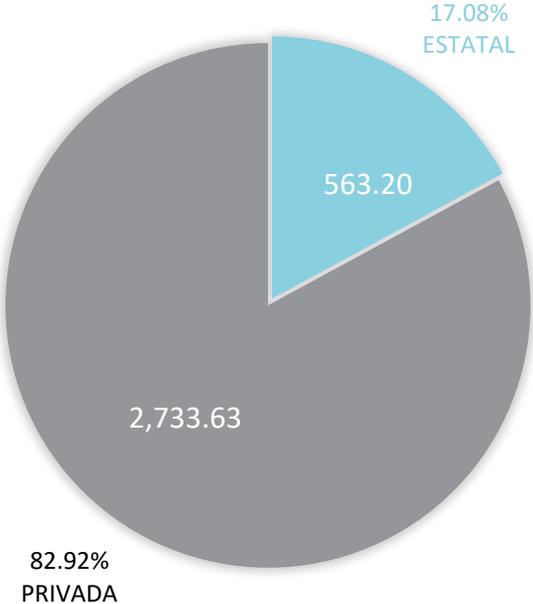
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La potencia instalada en el país para la generación de energía eléctrica debe apuntar a ser cada vez más renovable para lograr la sustitución de tecnologías contaminantes (combustibles fósiles) por tecnologías de generación a base de fuentes renovables, esto principalmente para cumplir los objetivos y metas del Plan de Gobierno para Refundar Honduras 2022-2026. (Plan de Gobierno para Refundar Honduras 2022-2026, 2022) el cual dentro de sus líneas de acción indica que se debe diversificar las fuentes de generación de energía en busca de alcanzar un 60% de participación estatal en la generación, a fin de garantizar continuidad en el suministro y estabilidad en las tarifas y paralelamente debe: a) procurar una relación de la matriz energética con 70% renovable, b) reducir la dependencia de la importación de combustible fósil, c) cuidar de un concesionamiento responsable de sitios para la instalación de los proyectos con participación continua y supervisión de las comunidades.

2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR CAPITAL DE ORIGEN

De toda la capacidad de generación instalada en el sistema eléctrico hondureño, las centrales generadoras estatales constituyen un 17.08% de la capacidad instalada en el país, y el otro 82.92% representa a empresas eléctricas generadoras de capital privado.

POTENCIA POR CAPITAL DE ORIGEN [MW]



Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

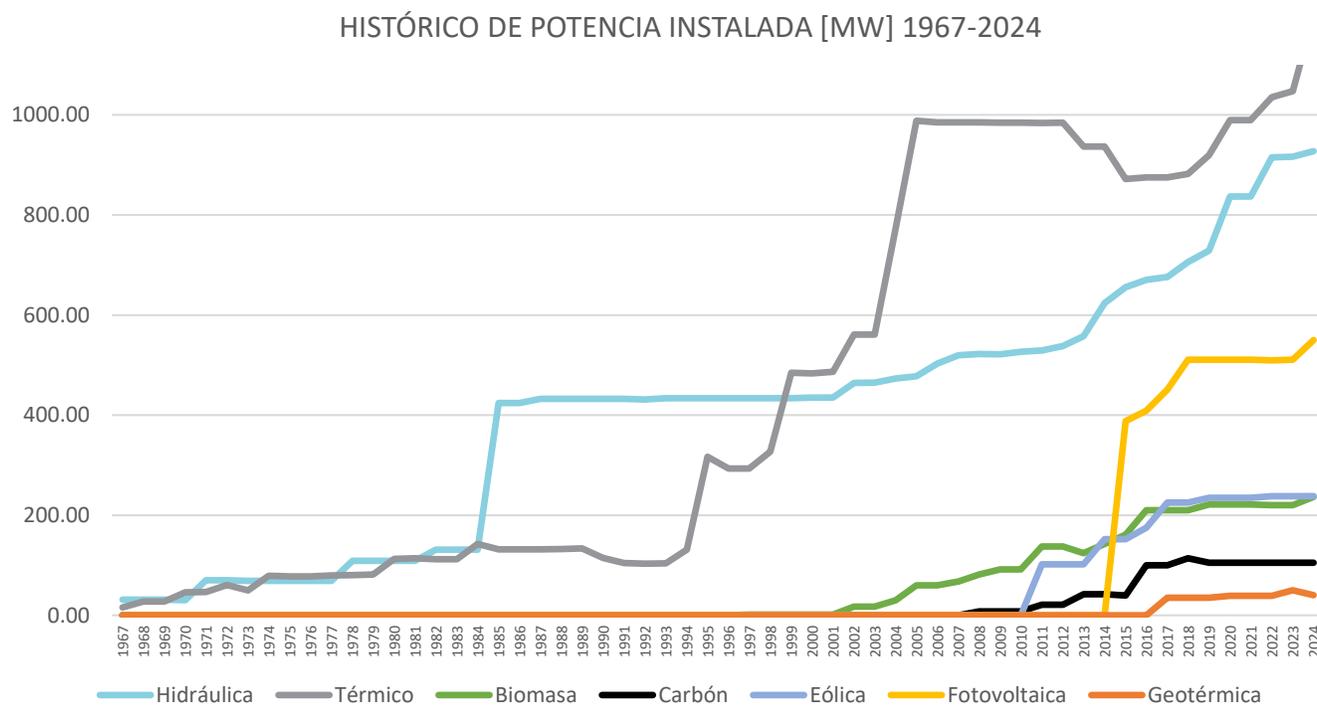
En Honduras antes de 1994, la generación de energía eléctrica perteneció solamente al sector público, pero a partir de 1994 históricamente se ha visto un gran crecimiento en cuanto a la generación de capital de origen privado. En su momento, algunas pequeñas poblaciones tenían sistemas de propiedad municipal, la mayoría de ellos alimentados por pequeñas centrales hidroeléctricas, sin embargo, actualmente la mayoría de la potencia instalada proviene del sector privado. Entiéndase al sector privado por inversiones de capital hondureño y capital extranjero.

2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA

En Tegucigalpa antes de la creación de la ENEE, el servicio de energía eléctrica era provisto por una empresa del gobierno, la Empresa de Agua y Luz, responsable también por el suministro de agua potable a la capital. Cada una de estas entidades tenía un monopolio en su zona de operación, no obstante, el subsector de energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, año en el cual se constituye a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). A partir de esos años la matriz de generación de energía eléctrica se constituía básicamente por tecnologías de generación hidráulica y térmica a base de combustibles fósiles.

En la siguiente gráfica se observa el primer repunte en la matriz de generación mediante la entrada del proyecto de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (300 MW), en la década de los 80; y así se mantuvo hasta la década de los 90, donde se hizo necesaria la promoción de la participación del sector privado en el subsector eléctrico.

En varios países de la región durante esas décadas se privatizó el subsector eléctrico, en Honduras no sucedió de igual forma, sin embargo, a pesar de eso no se continuó invirtiendo en generación y, combinado con una sequía ocurrida en esos años llevó a un severo racionamiento energético en todo el país.



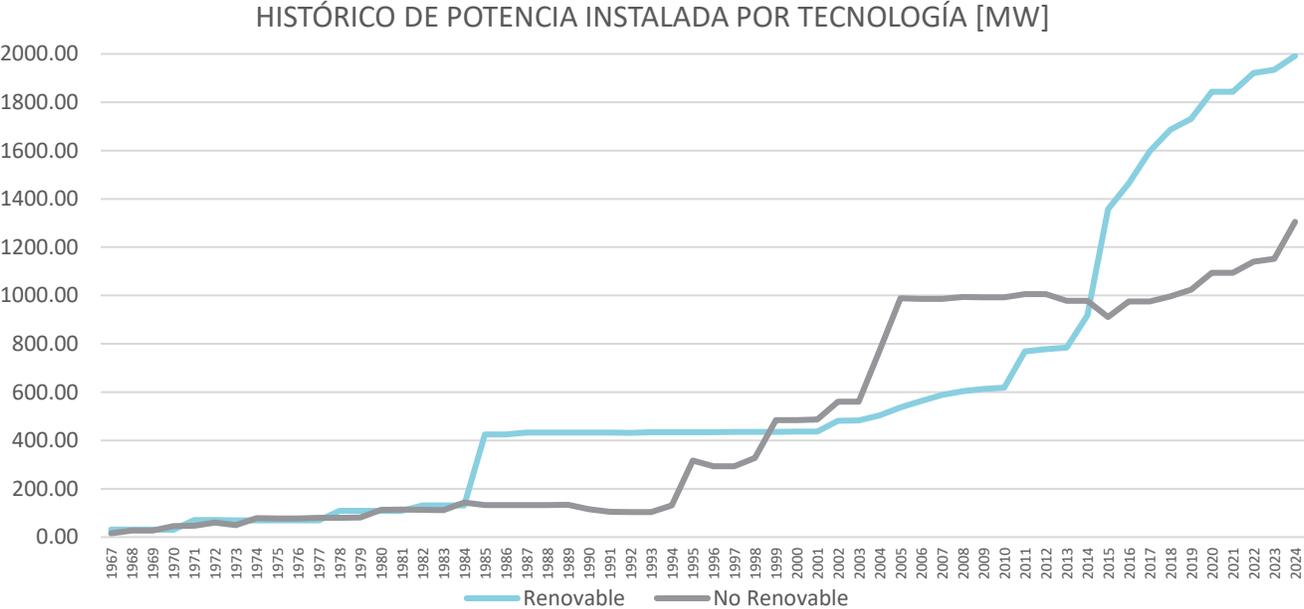
Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2024

Fuente: Elaboración propia (SEN)

El racionamiento hizo necesaria la participación de la empresa privada en generación de energía eléctrica, aprobándose la Ley Marco el Subsector Eléctrico en 1994, a partir de ese año se puede ver en la gráfica la instalación de motores de combustión interna que funcionan a base de derivados del petróleo en la matriz de generación de electricidad.

Años después, empezó la diversificación de la matriz de generación con las primeras generadoras a base de biomasa, luego la tecnología eólica se posiciono en el país con uno de los parques eólicos más grandes de la región centroamericana (primero se instalaron 102 MW y posteriormente una ampliación a 235 MW). En el año 2015 tuvo lugar la entrada de más de 300 MW de tecnología fotovoltaica en la zona sur del país. Finalmente, en 2017 se incorpora la séptima tecnología de generación eléctrica siendo esta una planta geotérmica de aproximadamente 50 MW de potencia instalada.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada con fuentes renovables y no renovables en Honduras entre los años 1967 y 2024.

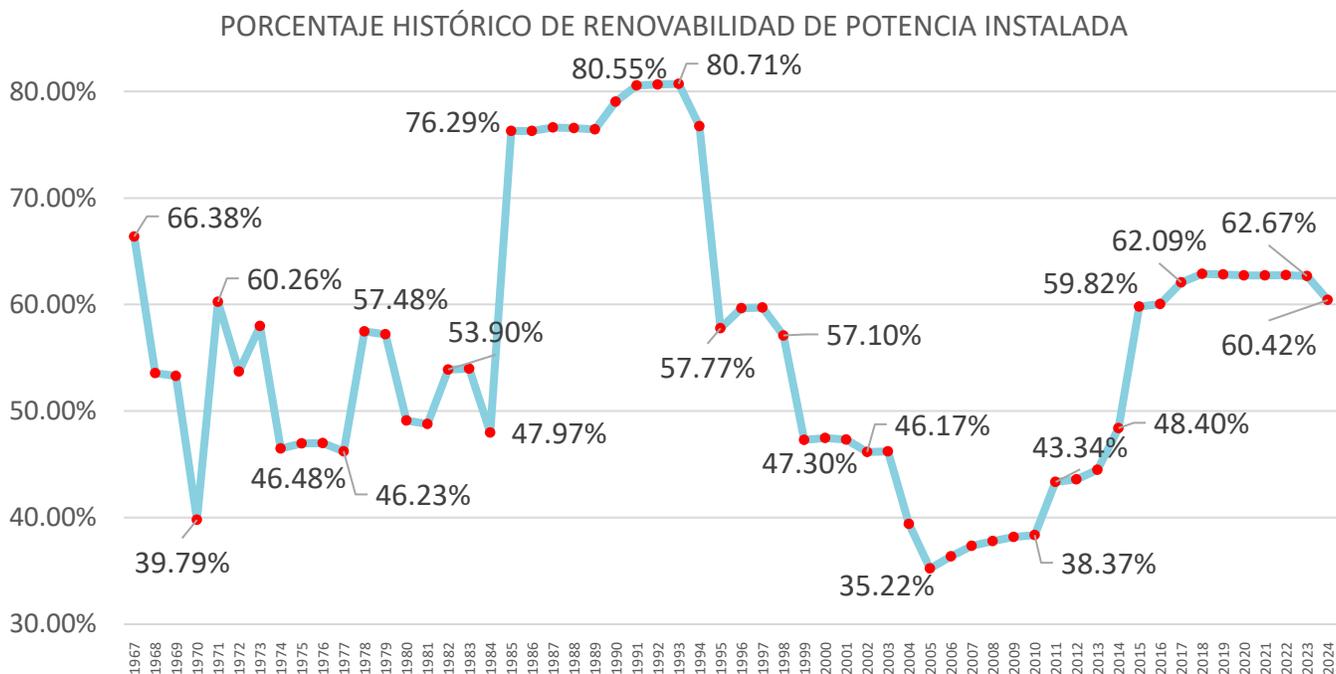


Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2024

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2024 es de 60.26% y se encuentra por encima de las plantas de generación no renovables.

A continuación, se muestra una gráfica representativa del porcentaje histórico de capacidad instalada renovable del país desde 1967 hasta 2024.



Gráfica 5 -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2024

Fuente: Elaboración propia

2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

En la matriz de generación de energía eléctrica es importante mencionar tres conceptos importantes, el primero es la generación bruta, el segundo la generación neta y el tercero el consumo propio. Este último se debe a que existen plantas que aparte de la generación comprometida contractualmente con la empresa distribuidora ENEE-Distribución, tienen un componente importante de consumo propio para procesos auxiliares, industriales propios o ventas de energía a terceros. A continuación, se muestra la matriz de generación de energía eléctrica (generación bruta, generación neta y el consumo propio) correspondiente al año 2024 desagregada por tipo de tecnología.

TIPOS DE GENERACIÓN	GEN. BRUTA	GEN. NETA ⁶	CONSUMO PRÓPIO	PORCENTAJE
HIDRAÚLICA	3,834.13	3,810.43	23.70	30.88%
FÓSIL	5,028.71	4,583.90	444.81	40.50%
BIOMASA	691.71	274.93	416.78	5.57%
CARBÓN (COQUE)	871.85	358.11	513.74	7.02%
EÓLICO	665.73	664.06	1.67	5.36%
FOTOVOLTAICA	1,020.04	1,002.76	17.28	8.21%
GEOTÉRMICA	304.84	241.48	63.36	2.46%
TOTAL	12,417.01	10,935.67	1,481.34	100.00%

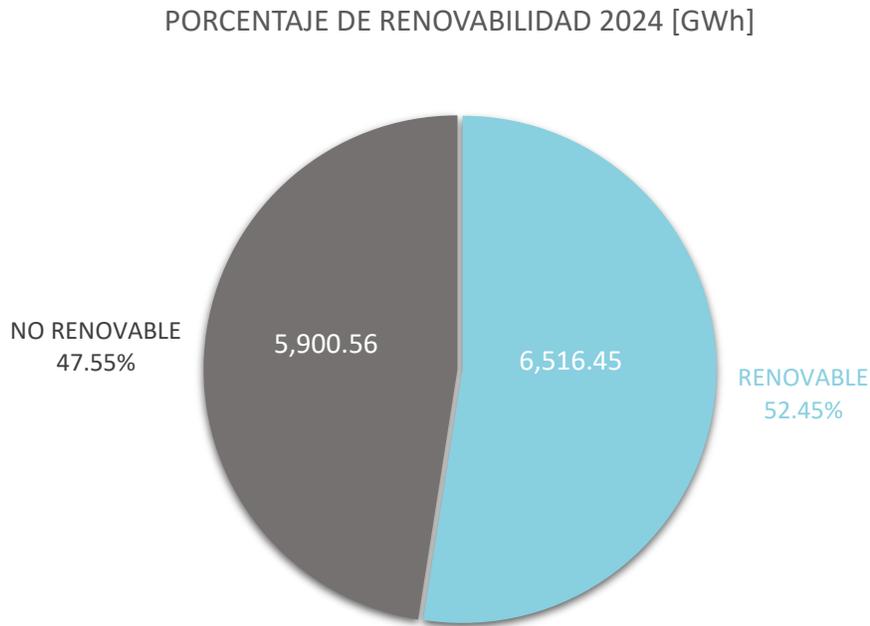
⁶ El concepto de energía neta, el CND lo considera como la energía generada que fue vendida a ENEE, esto aparece como Ventas ENEE en los informes de operación del mercado publicados por el CND.

Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

El mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica para el año 2024 visto por tecnologías fue a base de combustibles fósiles (bunker y diésel) con un total de 40.50% (5,028.71 GWh) seguido por generación hidroeléctrica con un 30.88% (3,834.13 GWh) del total de la matriz de generación en el país.

En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje de participación por tipo de fuente en la matriz de generación de energía eléctrica en 2024:



Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (En función de energía generada) 2024

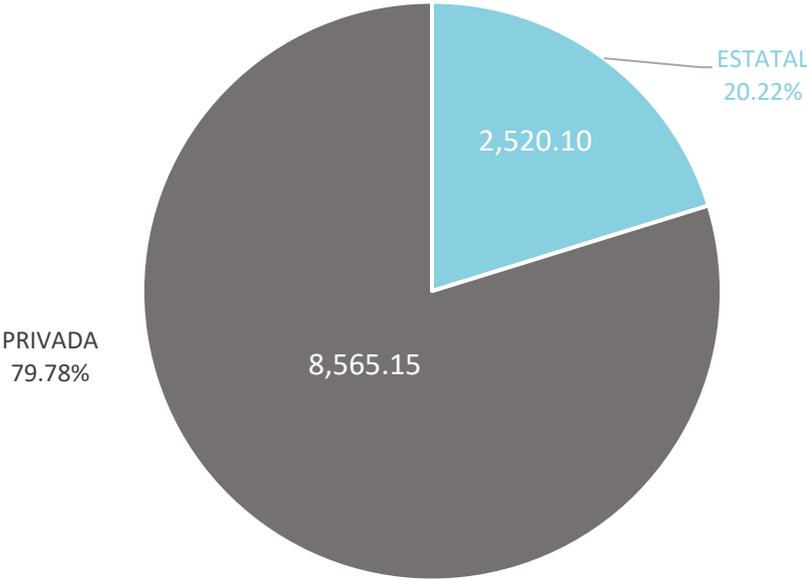
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el año 2024 el 52.48% de la generación fue a base de fuentes de energía renovables y un 47.52% mediante fuentes no renovables, es decir, motores de combustión interna y plantas de carbón coque.

2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

En esta sección se presentan los porcentajes correspondientes a la generación estatal y a la generación de energía por parte de empresas del sector privado.

ENERGÍA POR CAPITAL DE ORIGEN [GWh]



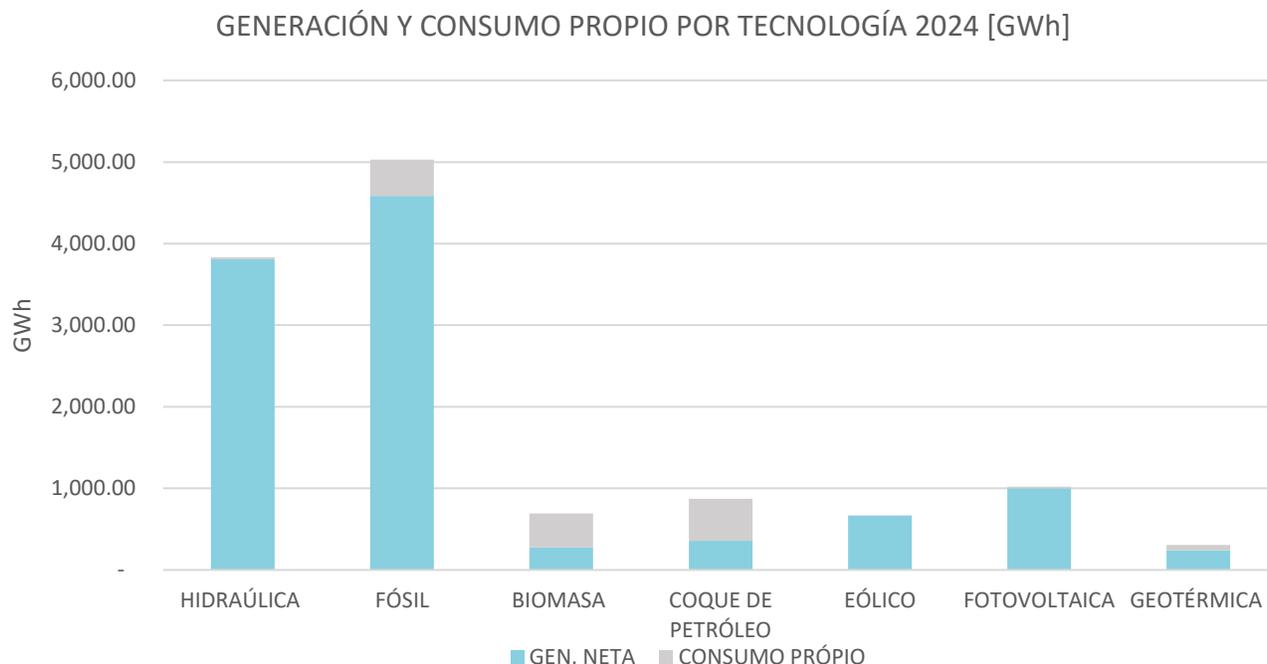
Gráfica 7 - Energía generada por capital de origen 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el gráfico anterior se muestra que el 79.78% de la generación en Honduras proviene de empresas del sector privado, el 20.22% de la generación es de plantas estatales hidroeléctricas y térmicas de la empresa generadora ENEE-Generación.

2.2.2 CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA

En la siguiente gráfica se refleja cuánto representa el consumo propio con respecto a la generación bruta total por cada tipo de tecnología para el año 2024:



Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2024 [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

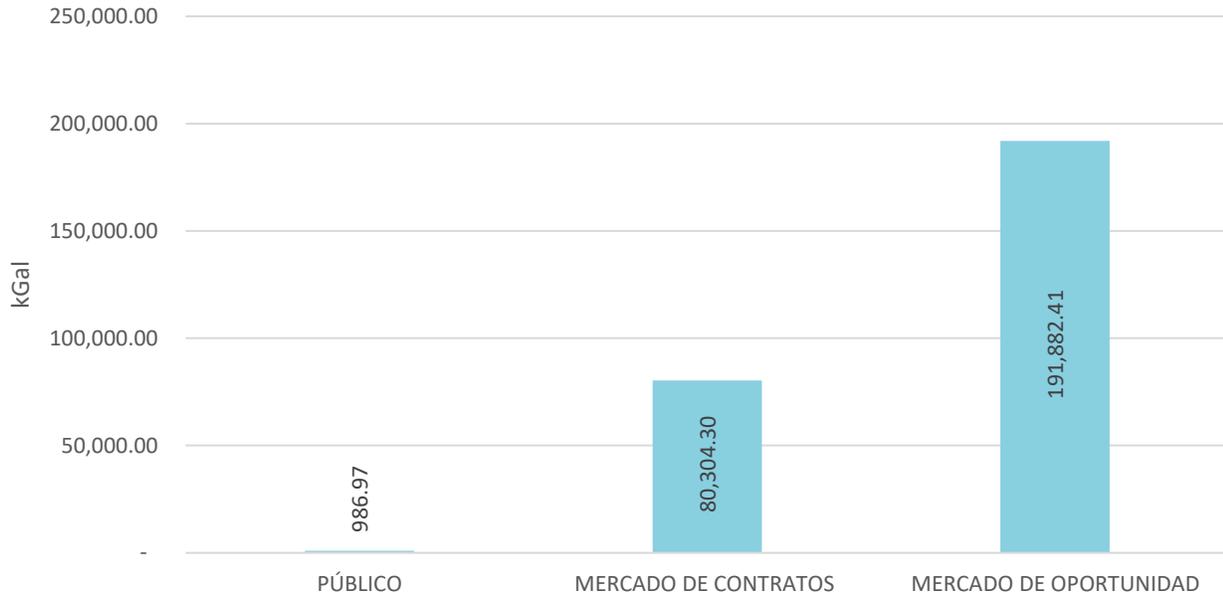
Se observa que la tecnología de generación a base de biomasa y fósiles presentan un consumo propio visible, esto es por su naturaleza de generación ya que en cuanto a generadores a partir de biomasa en su mayoría son ingenios azucareros, en el caso del coque de petróleo generan su propia energía eléctrica y venden el excedente a la empresa distribuidora. Para las tecnologías renovables, el consumo propio es bastante bajo, siendo la tecnología geotérmica la que tiene mayor consumo propio, seguido de la hidroeléctrica, en las tecnologías eólica y solar el consumo propio es despreciable en comparación a la generación bruta. La energía generada neta es igual a la generación bruta menos el consumo propio.

2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En Honduras dentro de la matriz de generación de energía eléctrica existen distintas tecnologías, dentro de ellas están las plantas a base de combustibles fósiles que se componen de motores de combustión interna. Los principales combustibles utilizados son el búnker y diésel, dichas plantas térmicas privadas reportan mensualmente el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se observa cual fue el consumo de combustible para generación de energía eléctrica, según el tipo de combustible y el mercado eléctrico en el cual se realizan las transacciones de venta de energía eléctrica (Mercado de Contratos o Mercado de Oportunidad):

CONSUMO DE BUNKER PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2024



Gráfica 9 – Consumo de bunker para generación de electricidad 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Como podemos observar para 2024 el consumo total de bunker para generación de electricidad fue de 273,173.68 kilo galones, siendo el mayor consumo en el mercado de oportunidad.

CONSUMO DE DIÉSEL PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2024



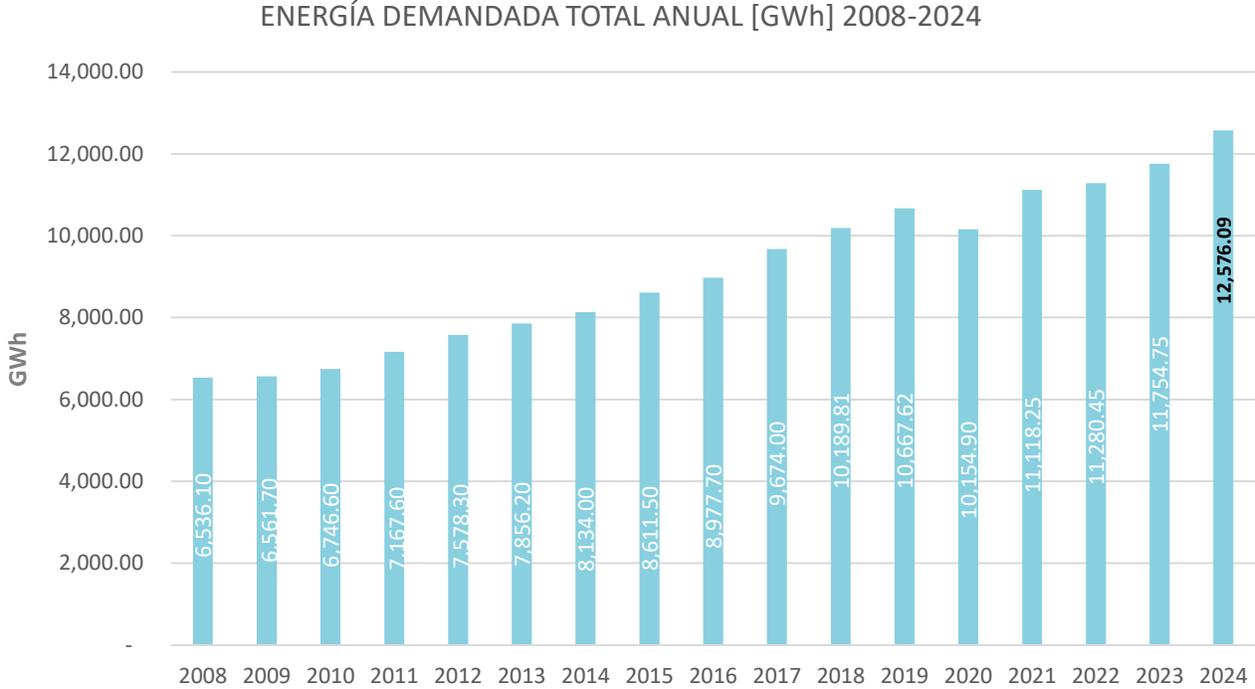
Gráfica 10 – Consumo de diésel para generación de electricidad 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el caso del diésel vemos que comparado con el bunker su consumo es mínimo, alcanzando un total de 11,981.20 kilo galones de diésel.

2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta una gráfica con el histórico de generación de energía eléctrica total (producción nacional más importaciones) anual desde 2008 a 2024:



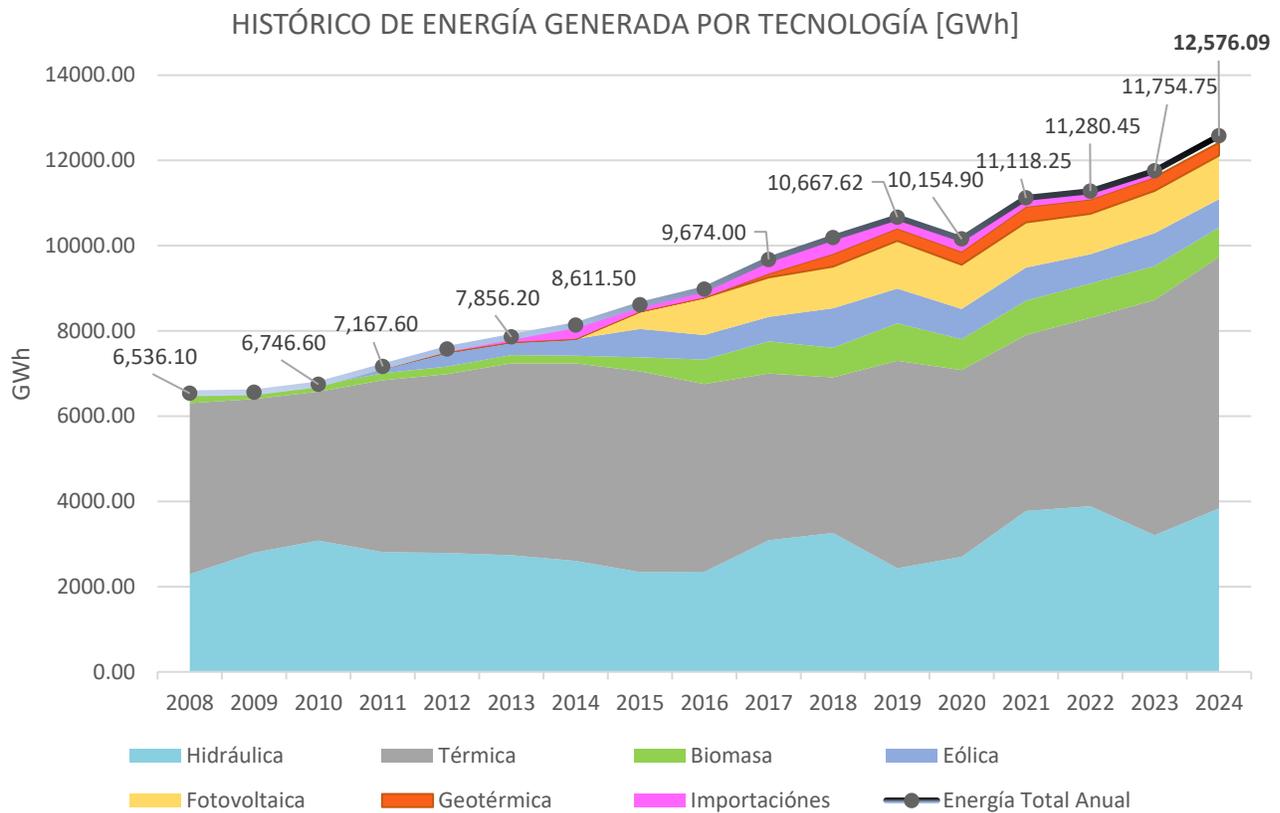
Gráfica 11 - Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2024

Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

El grafico anterior muestra que existe un crecimiento de demanda y la generación de energía eléctrica total, año a año la generación crece dado que la demanda va creciendo naturalmente, sin embargo, en 2020 se observa una disminución de la generación por el efecto de la pandemia COVID-19 en donde la demanda eléctrica en general se redujo por el estado de confinamiento y el cierre por varios meses del sector comercial de demanda de energía eléctrica en el país. La demanda en energía eléctrica de 2024 fue mayor que la demanda 2023 en un 6.77%, esto incorporando la energía demandada en el MER.

A continuación, en el siguiente gráfico de áreas apiladas se presenta la generación histórica por tecnología de acumulada desde el 2008 hasta el 2024, en donde se puede observar que la participación de tecnologías renovables no convencionales (eólicas, solares, biomasa, hidroeléctricas de pasada y geotérmica), donde en Honduras en el año 2011 entro en operación del primer parque eólico. La generación con estas tecnologías renovables no convencionales aumentaría con el paso de los años. Posteriormente en 2015 entraron en operación los primeros parques solares, al igual que con la tecnología eólica estos parques solares han crecido con respecto a su potencia instalada y por lo tanto su contribución a la matriz de generación aumento. Por último, en 2017 se

integra a la matriz de generación el primer parque de generación geotérmica. Adicionalmente es importante mencionar que estos gráficos se incluye la importación de energía eléctrica con el fin de reflejar la energía total para suplir la demanda de energía eléctrica total.



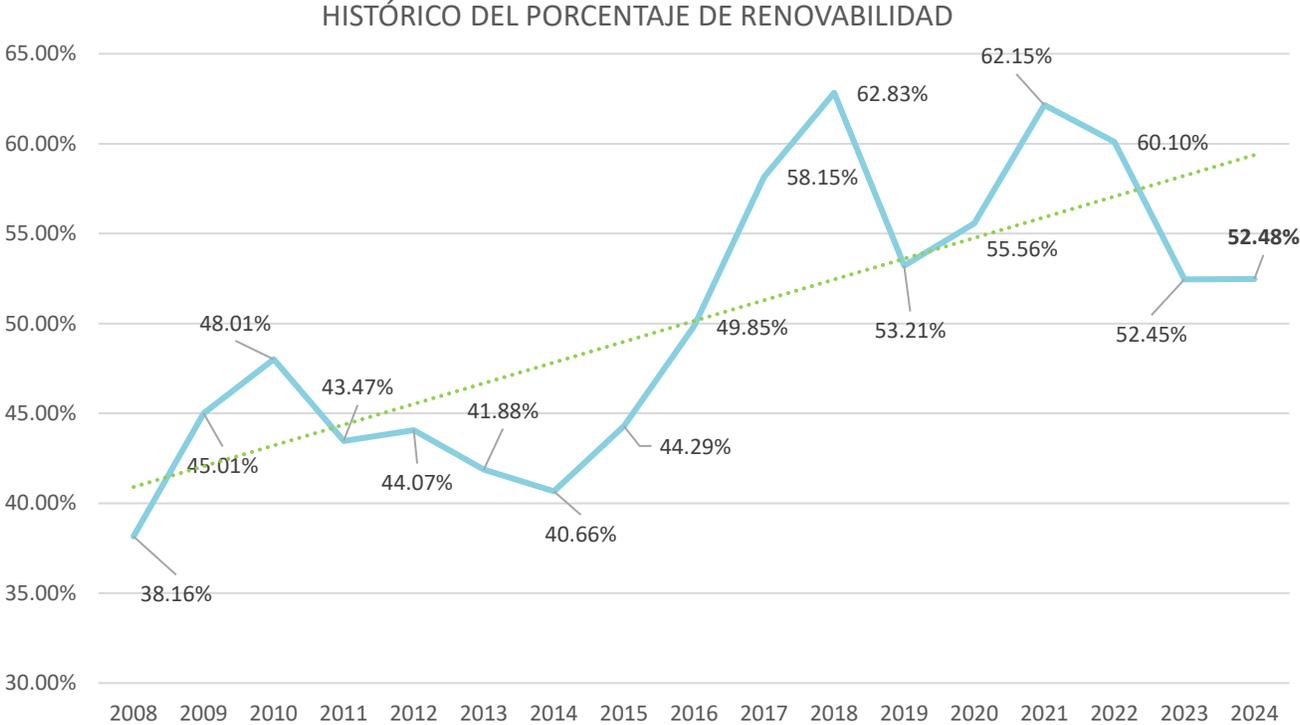
Gráfica 12 - Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2024

Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial y Centro Nacional de Despacho.

Del gráfico anterior se denota la alta penetración en la última década de la generación a base de fuentes con recursos renovables, principalmente solar, eólica, biomasa y geotermia, sin embargo, se ha mantenido una base fuerte de generación de combustibles fósiles (Bunker, Diesel, carbón o coque). Por otro lado, en los últimos años también se observa un componente importante de la energía eléctrica proveniente de importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER) lo cual representó aproximadamente de 1.26% del total para 2024.

A continuación, se muestra el gráfico histórico del porcentaje de renovabilidad con respecto a la generación de energía eléctrica en Honduras. Se puede notar en el 2015 un aumento de la tendencia de la curva de renovabilidad lo cual se atribuye a la incorporación de los parques solares a la matriz de generación (además de otros proyectos eólicos y geotérmicos). Hasta el 2018 se tenía una tendencia creciente, en 2019 este porcentaje disminuyó a un 53.21% de generación renovable, esta disminución de la renovabilidad se dio debido gran parte a que el año 2019 fue un año con escasa pluviosidad afectando directamente en la generación de las centrales hidroeléctricas que componen una parte importante en la matriz de generación del país, sin embargo, en el año 2021 se presentó un importante incremento en el porcentaje de renovabilidad llegando a un 62.15% debido justamente al fenómeno contrario, el año 2021 se considera un año de fuertes lluvias por lo que la generación a base de recursos hídricos tuvo un alto recurso de generación.

Para el año 2023 se nota una disminución del porcentaje de renovabilidad de aproximadamente 7.65% dado que fue un año de bastante exigencia de generación térmica y fenómenos hidrológicos estacionales; por último en 2024 el índice de renovabilidad se mantuvo alrededor de un 52.48% bastante similar al año 2023.

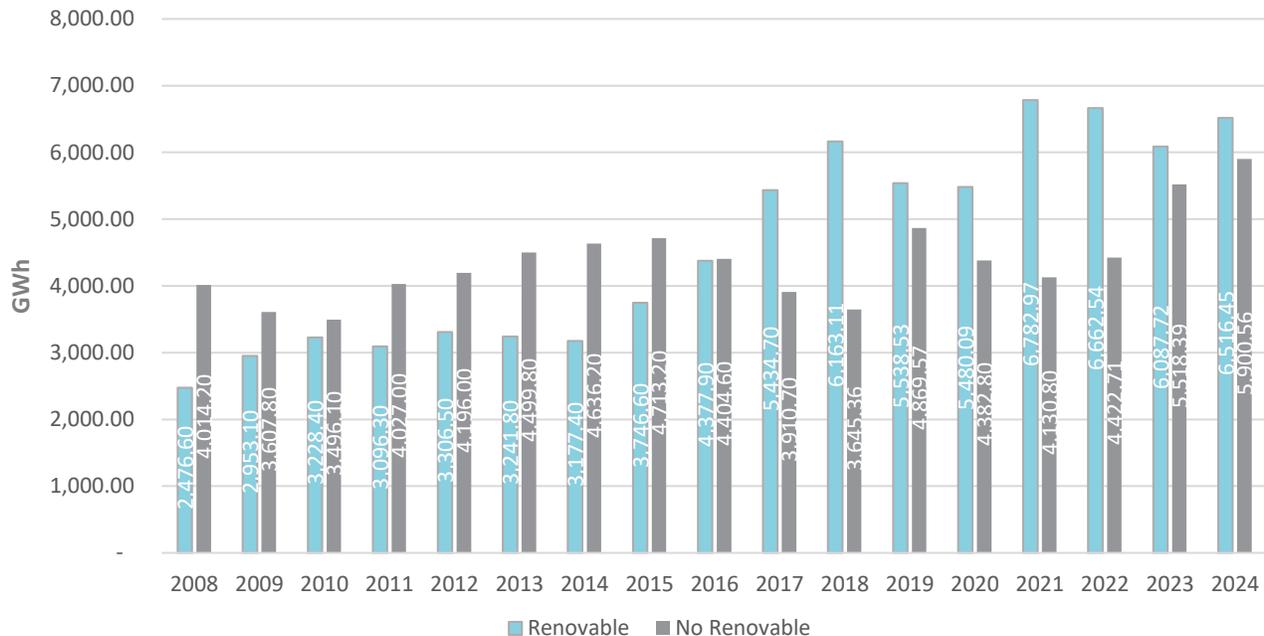


Gráfica 13 – Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras - Energía generada 2008-2024

Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

En el siguiente gráfico se puede observar que la generación de energía eléctrica en Honduras se ha ido transformando de manera importante en la última década. Se ha ido revirtiendo el porcentaje de participación de fuentes no renovables dando paso a la penetración de las fuentes de energía renovable.

HISTÓRICO ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA [GWh]



Gráfica 14 - Generación histórica [GWh] por tipo de tecnología

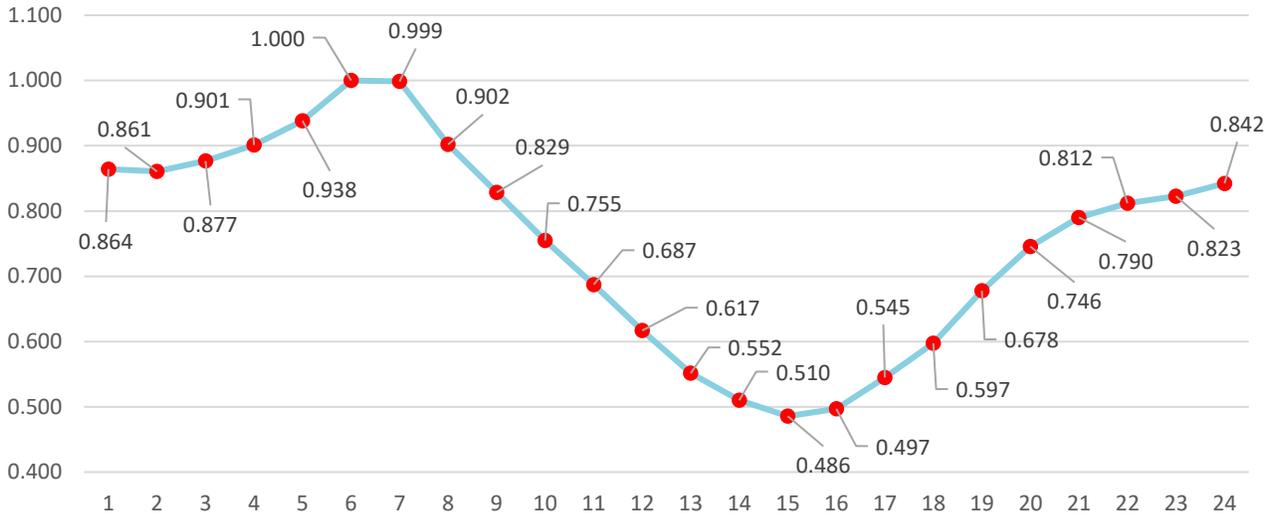
Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

2.3 CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS

En este apartado se presenta el análisis del comportamiento promedio diario por tipo de tecnología de una planta generadora genérica durante un despacho económico de energía diario común. Para cada tecnología se muestra una gráfica de generación en unidades por unidad (p.u.) para poder generalizar el comportamiento según la capacidad instalada de las plantas de generación de energía eléctrica.

A continuación, se presenta una curva promedio típica de generación eólica diaria, la cual tiene su pico máximo de generación durante las primeras horas de la mañana y un declive durante la tarde volviendo a levantar durante la noche, sin embargo, la amplitud de esta curva es muy variable dada la naturaleza del recurso del viento a diversas horas del día.

CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE UN GENERADOR EÓLICO [P.U.]

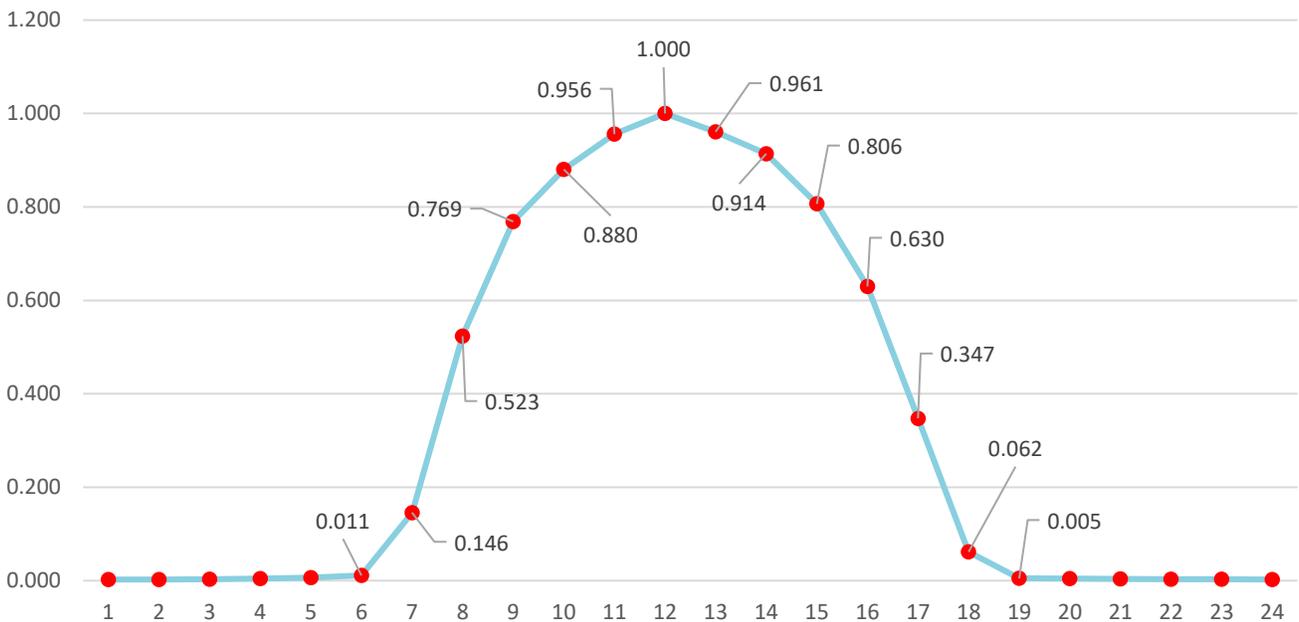


Gráfica 15 - Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el caso de la generación solar, la curva promedio típica es una campana, teniendo su pico de generación entre las horas 11:00 y 13:00, y se tiene una caída en la generación a partir de las 15:00 horas hasta aproximadamente las 18:30 horas cuando se deja de tener irradiación solar.

CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE UN GENERADOR SOLAR [P.U.]

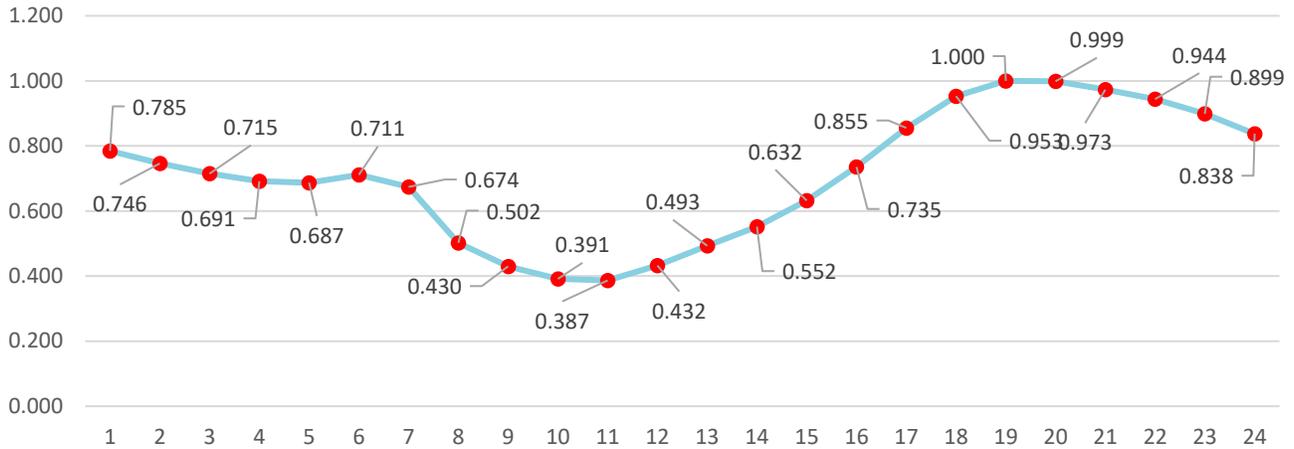


Gráfica 16 - Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el caso de un generador térmico base de combustibles fósiles en la zona sur, presenta sus picos de generación durante la noche y la madrugada, presentando un declive durante la mitad del día. A pesar de que una planta de este tipo tiene facilidades de disponibilidad y arranque en potencia firme en relación con otras tecnologías, en la zona sur se puede apreciar un declive durante el mediodía lo cual tiene una correlación inversa con la curva de generación típica de las plantas solares que se encuentran ubicadas en la misma región geográfica del país.

CURVA DE GENERACIÓN FÓSIL (BUNKER) ZONA SUR [P.U.]

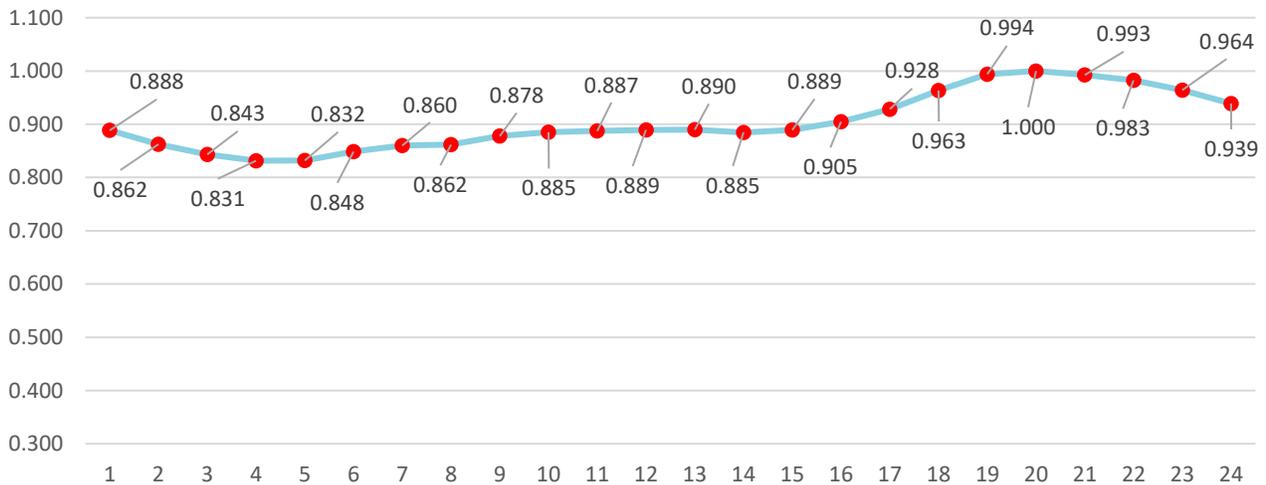


Gráfica 17 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En la zona norte del país, se observa un comportamiento en donde las horas de mayor exigencia térmica se dan durante el pico de la noche, no obstante su uso es bastante regular en el resto de las horas del día. A continuación se muestra la gráfica que describe dicho comportamiento:

CURVA DE GENERACIÓN FÓSIL (BUNKER) ZONA NORTE [P.U.]

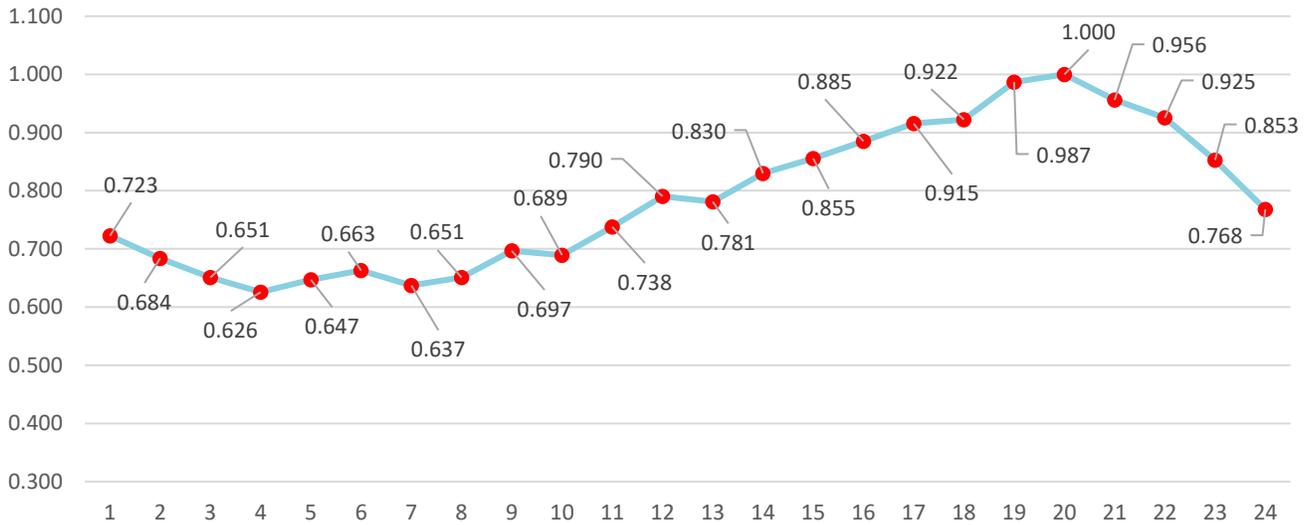


Gráfica 18 - Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Seguidamente, al estudiar la curva típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán, se observa que presenta un comportamiento muy interesante ya que es uno de los generadores que ofrecen firmeza y servicios complementarios al sistema eléctrico de potencia nacional, presentando su pico de exigencia máxima de generación promedio especialmente por la noche cuando no hay aporte de generación proveniente de la tecnología solar y ocurre el pico de demanda máxima.

CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE LA CENTRAL F.M [P.U.]

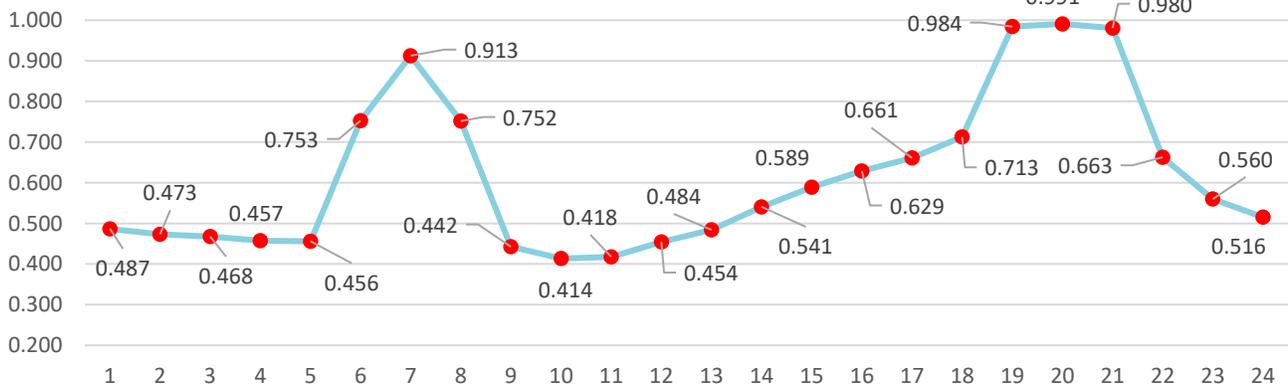


Gráfica 19 - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, en la generación con potencia firme y renovables del país, se encuentran centrales hidroeléctricas denominadas “Regulables” o dado que cuentan con un pequeño embalse que les permite contar con un mejor manejo del recurso hídrico, almacenándolo para ser despachado en horas punta de máxima exigencia al sistema de generación por los picos de demanda eléctrica producidos en esas horas. A continuación, se muestra el comportamiento de una central hidroeléctrica de este tipo:

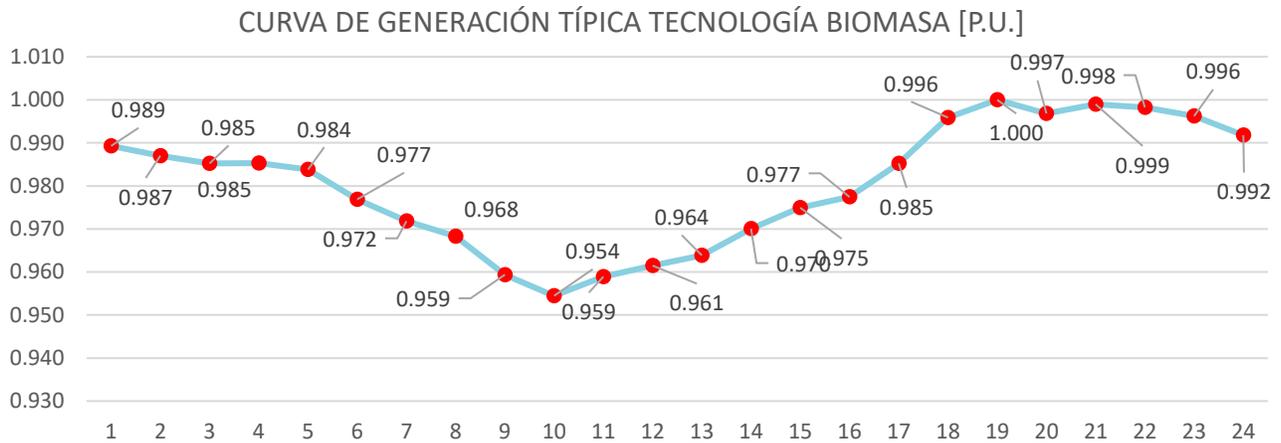
CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE LA VEGONA [P.U.]



Gráfica 20 - Curva de generación típica de La Vegona [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

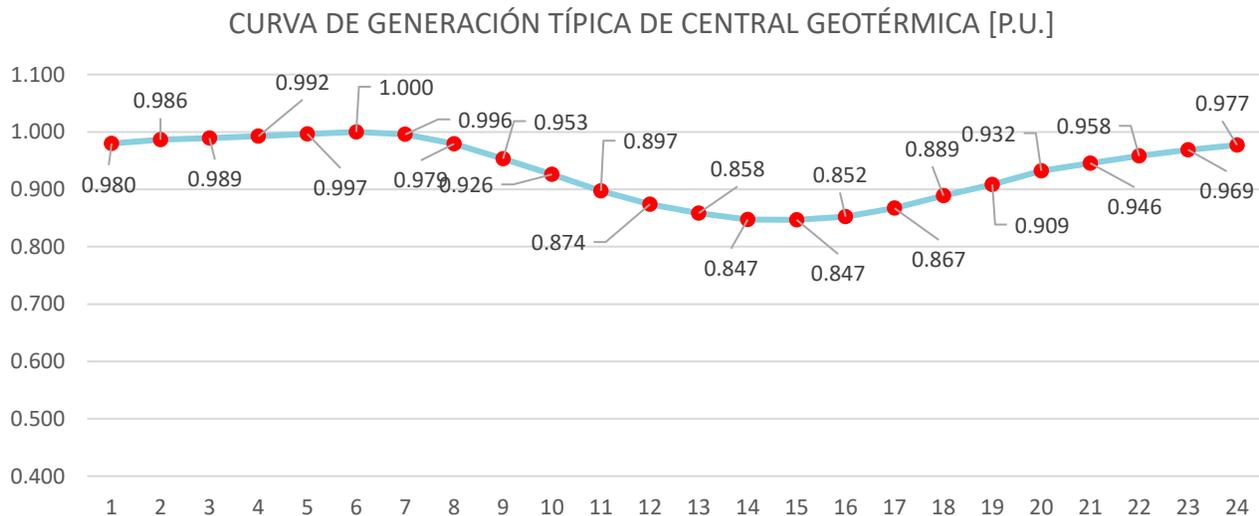
En cuanto al comportamiento de una planta a base de biomasa se caracteriza por ser muy variable para cada hora, esto depende bastante del recurso y la autoproducción. De todas las plantas instaladas en Honduras, no existe un patrón normalizado, a continuación, se muestra una curva donde se refleja de mejor manera el comportamiento de su generación promedio en 2024.



Gráfica 21 - Curva de generación diaria para plantas de biomasa instaladas en Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Y, por último, analizando la tecnología a base de geotermia existente en el país, esta cuenta con un comportamiento bastante constante en horas de la madrugada, teniendo un valle de generación en horas del mediodía, aunque dicha variación no es muy grande debido al alto factor de disponibilidad con la que cuenta este tipo de tecnología, a continuación, se presenta el comportamiento promedio diario de la planta geotérmica que posee el país en operación comercial:



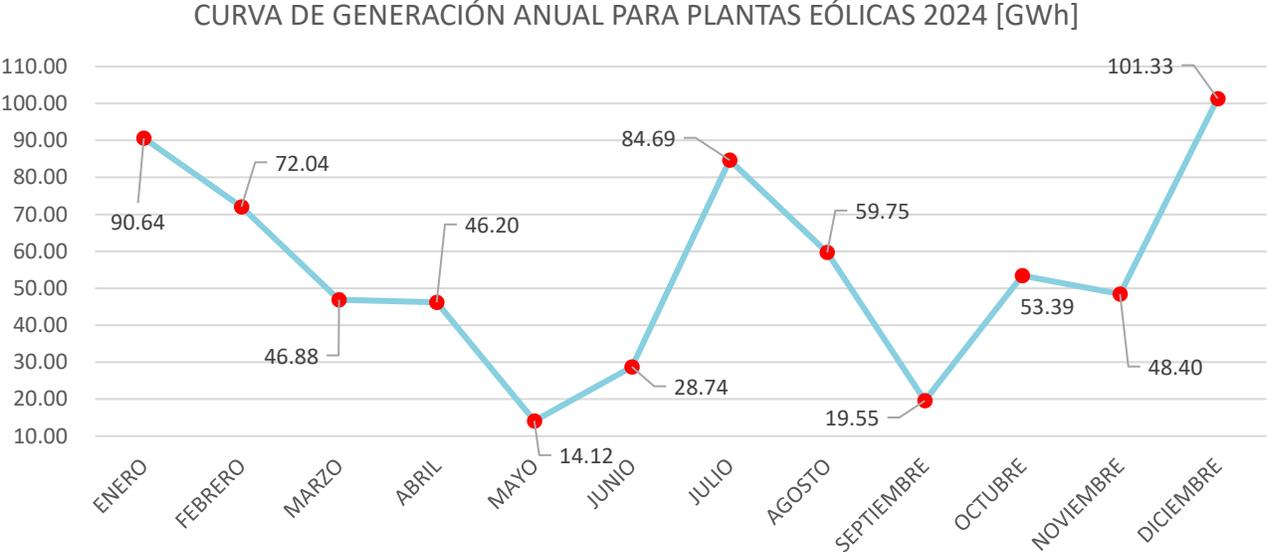
Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Es importante hacer la acotación que el comportamiento promedio de las curvas diarias de generación por tecnología se debe a diversos fenómenos siendo el principal el despacho económico que realiza el Centro Nacional de Despacho el cual a su vez está sujeto a restricciones de la red de transmisión y naturaleza del recurso de generación.

2.3.1 CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)

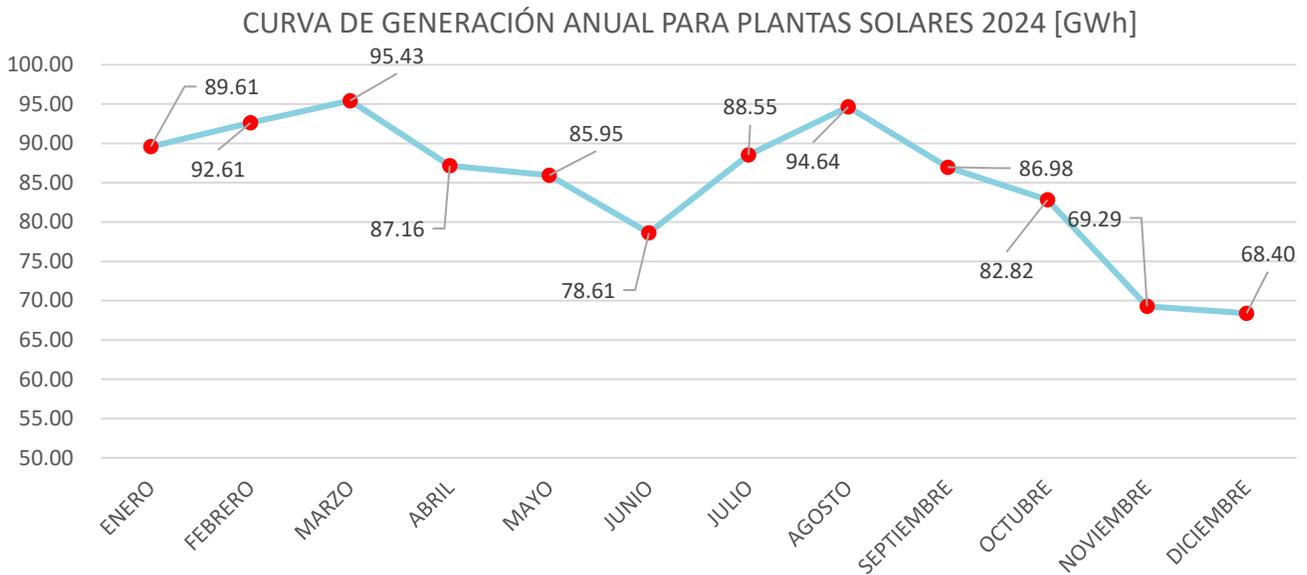
En esta sección se hace un análisis del comportamiento de la curva de generación mensual por cada tipo de tecnología, se observa el comportamiento anual de la generación y así analizar su estacionalidad para el año 2024. Para el caso de la tecnología eólica se tiene una mayor generación a inicio del año entre los meses de enero y febrero donde existe mayor viento en la ubicación geográfica de estas plantas, la generación se reduce en mayo debido a la época de estación seca, teniendo un pico de generación en el mes de Julio y nuevamente un declive que alcanza su mínimo para el mes de septiembre. Finalmente vuelve a repuntar a partir de octubre hasta su pico máximo en diciembre en donde vuelve a existir el mayor recurso de viento para las centrales eólicas.



Gráfica 23 - Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

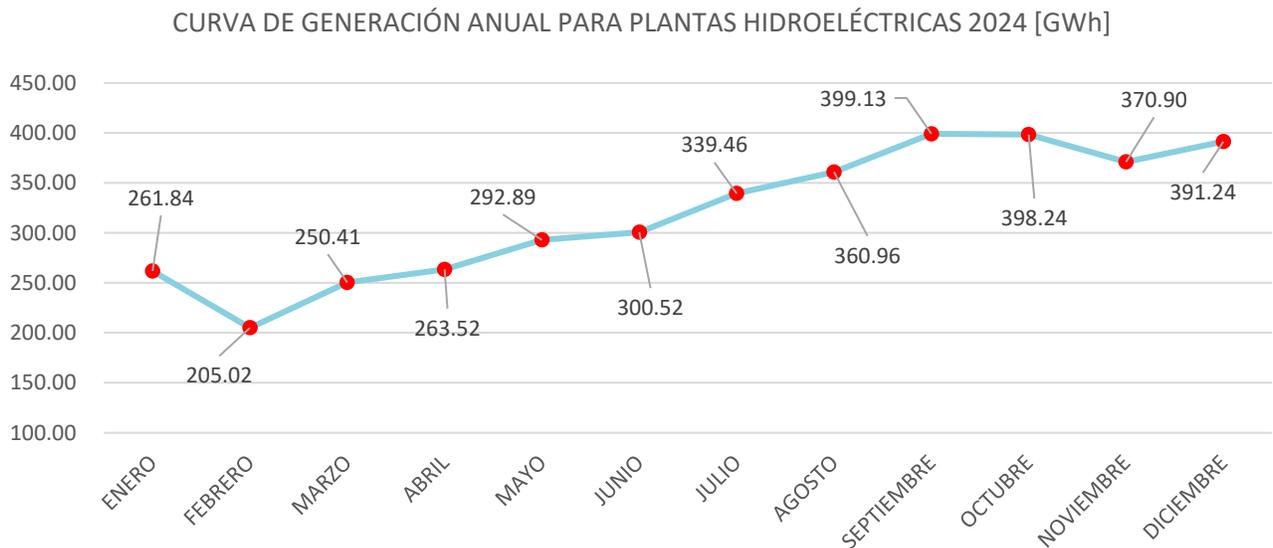
En cuanto a la curva mensual generación solar fotovoltaica, el mes de marzo se observa un pico de generación ya que es donde tiene lugar la estación del verano durante el año.



Gráfica 24 -Curva de generación anual para plantas solares [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

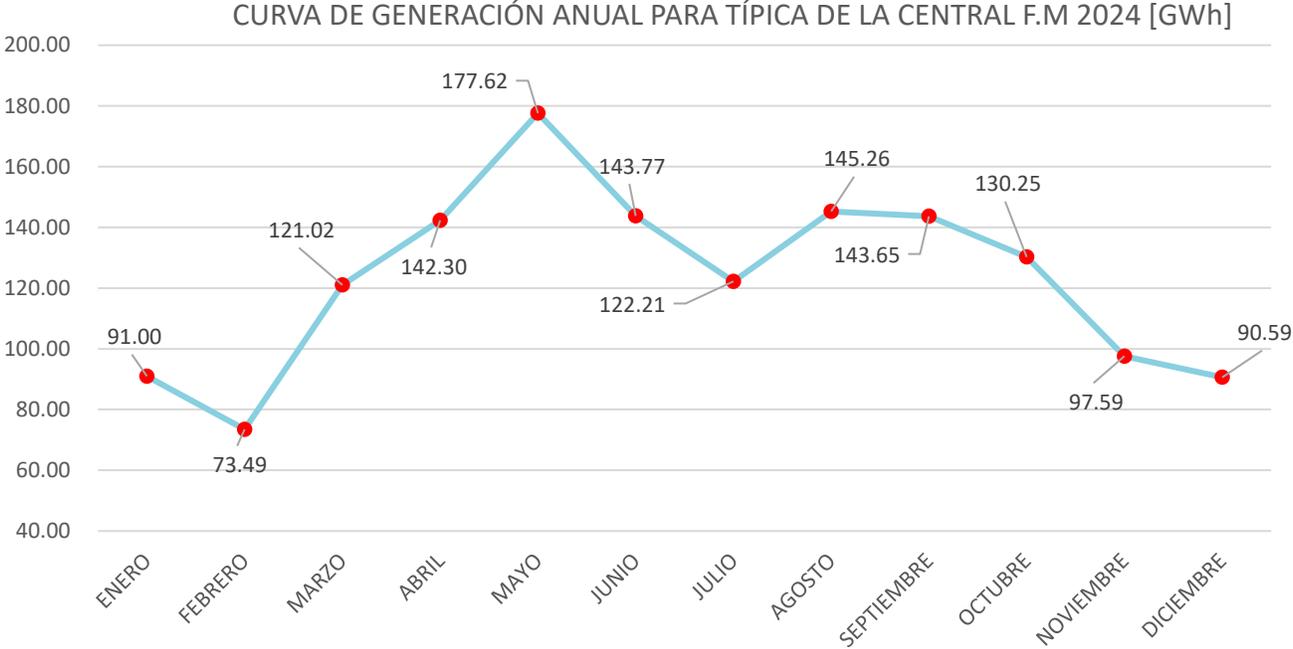
En la estación más seca (verano) los caudales de los ríos bajan considerablemente por lo tanto la producción de energía hidroeléctrica se reduce, sin embargo, al final de la estación lluviosa se tiene un repunte de generación ya que los caudales de los ríos se han restaurado y los embalses vuelven a su nivel óptimo de producción. A continuación, se presenta dicho comportamiento de las plantas hidroeléctricas:



Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, se presenta a continuación el comportamiento propio del despacho de la central hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón), teniendo un comportamiento particular dado su regulación plurianual con el fin de abastecer la demanda al mínimo costo durante la época de verano:



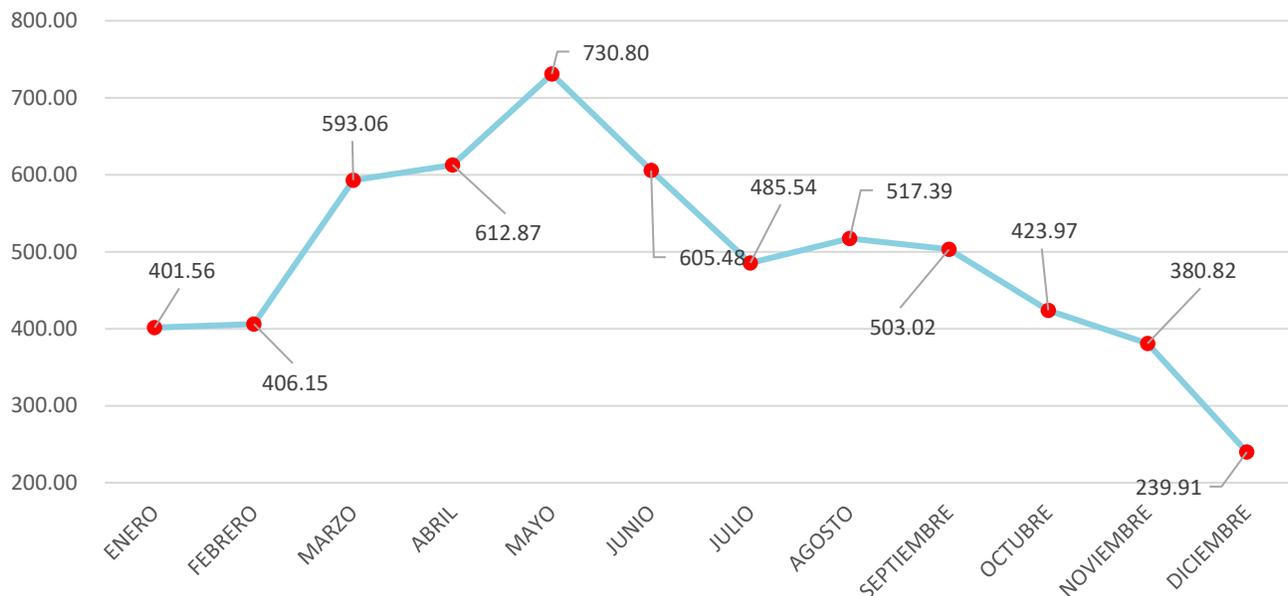
Gráfica 26 - Curva de generación anual de la central Hidroeléctrica Francisco Morazán [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La grafica anterior muestra que para el caso de la represa hidroeléctrica EL Cajón, tiene su repunte de generación en la estación seca del año, con el fin de mitigar el impacto de la mayor exigencia térmica producto de la alta demanda atribuible a las altas temperatura de los meses entre marzo y junio.

Las plantas generadoras a base de combustibles fósiles tienen su pico de generación en los meses de abril y mayo que es cuando se registran los picos de demanda debido al verano. Además, los embalses están a bajo nivel y se necesita potencia firme especialmente durante el pico de la noche.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS FÓSIL 2024 [GWh]

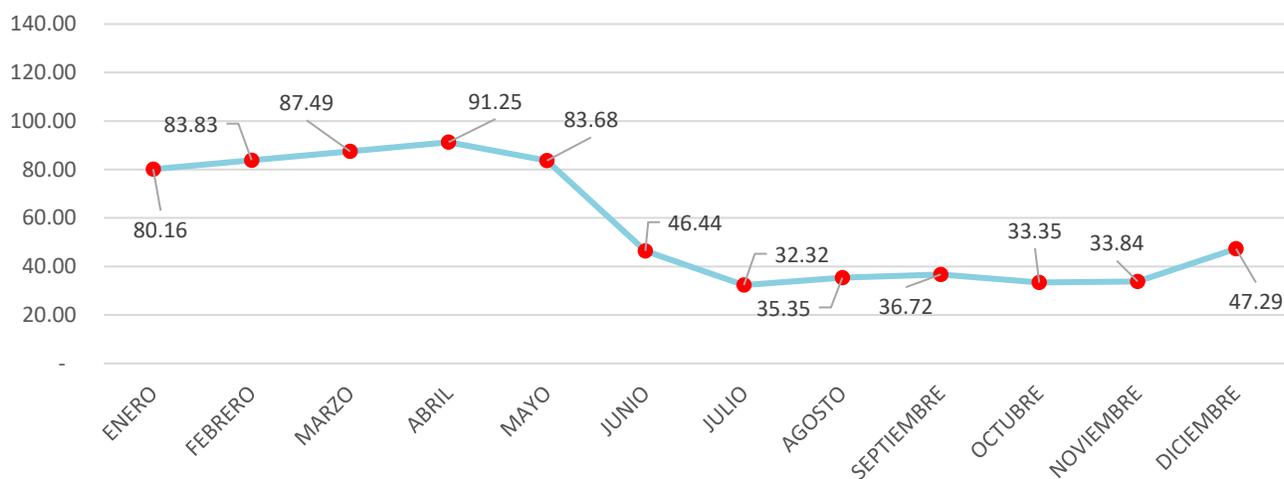


Gráfica 27 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el caso de la curva anual de generación para las plantas a base de biomasa se observa un patrón de estacionalidad muy marcado, es decir, se registran los valores de generación más altos en los primeros meses del año debido a que la mayoría de la biomasa utilizada por las azucareras para la generación de energía es el bagazo, el cual es abundante en la temporada de zafra. En los meses posteriores a esa temporada la producción de energía disminuye considerablemente, aunque siempre se registra generación, considerando que hay plantas que generan a base de otros biocombustibles como el *King Grass*, biogás, desperdicios de madera comprimida, etc.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS DE BIOMASA 2024 [GWh]

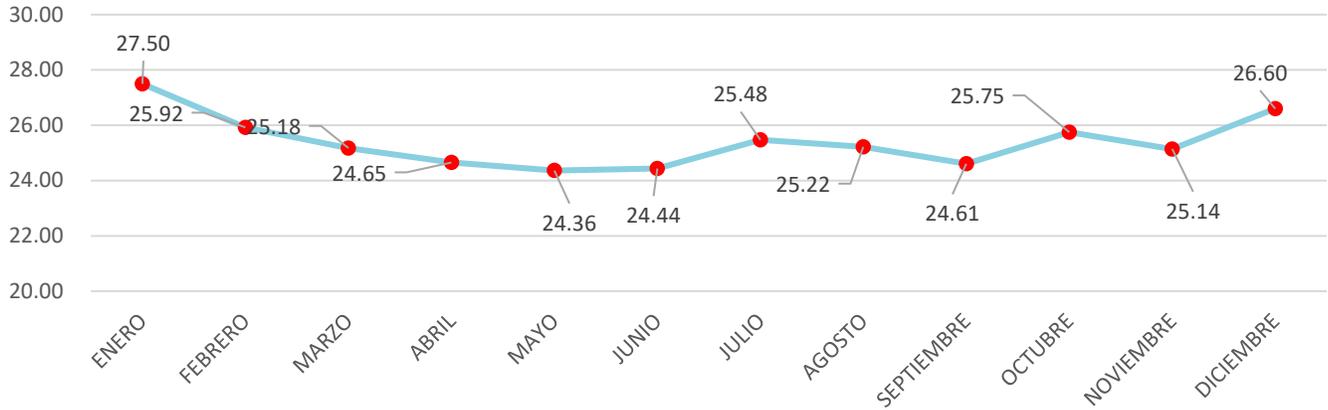


Gráfica 28 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Finalmente se presenta la curva de generación de una planta geotérmica, se puede observar que es casi constante durante el año debido a su alto factor de planta durante todo el año en promedio arriba del 85%.

CURVA DE GENERACIÓN PARA PLANTAS GEOTÉRMICAS 2024 [GWh]

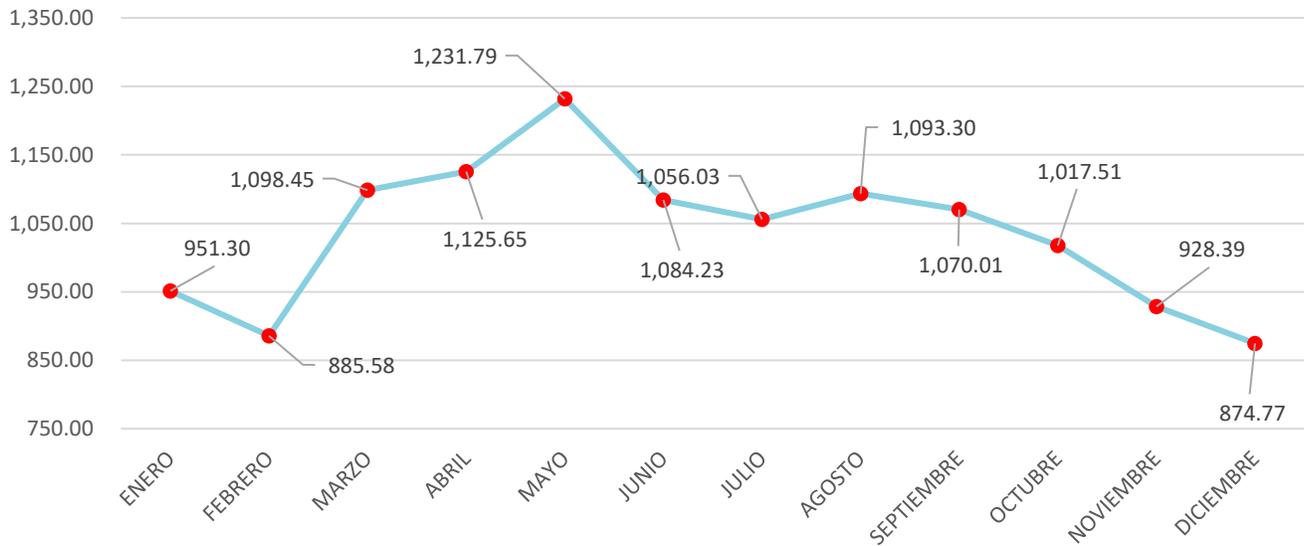


Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica en Honduras [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En la siguiente gráfica se presenta la generación total de energía para cada mes del año 2024. El valor de descenso en febrero se debe a que ese mes se genera menos por su naturaleza de contar con solo 28 días.

CURVA DE GENERACIÓN TOTAL ANUAL 2024 [GWh]



Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2024 en Honduras [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

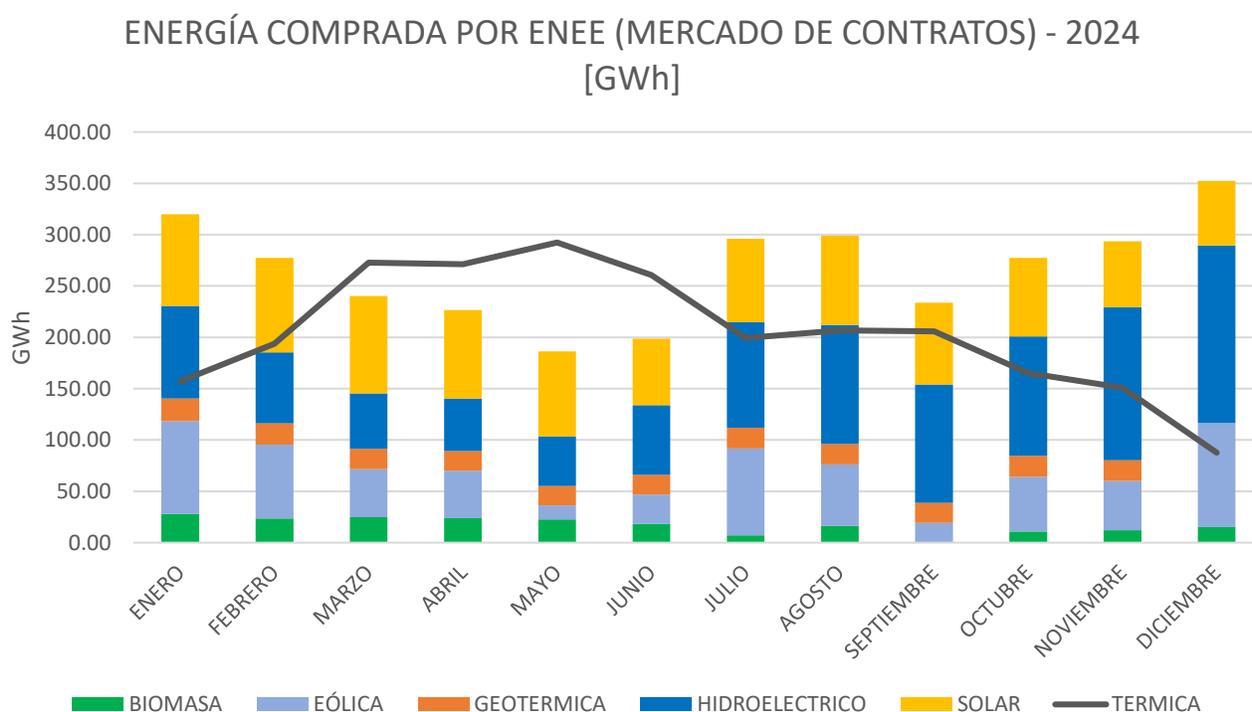
El mes de mayor pico de generación en 2024 ocurrió en mayo, mes de alta exigencia térmica producto la temporada seca del año, y como es de esperarse en los meses de enero y diciembre la generación es más baja debido a que son los meses con menor demanda eléctrica.

2.4 ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA

Esta sección tiene por objeto mostrar el comportamiento de las ventas energía eléctrica por parte de las empresas generadoras a ENEE distribución. Durante el año 2024 se registró la compra de 5,664.86 GWh, de los cuales 2,463.68 GWh (43.49%) provienen de fuentes no renovables (búnker, diésel y pet coque) y 3,201.18 GWh (56.51 %) de fuentes renovables, lo anteriormente expuesto corresponde al mercado de contratos en el MEN.

2.4.1 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE CONTRATOS

En la siguiente gráfica se muestran las compras mensuales de energía por parte de ENEE distribución a los generadores para cada tipo de tecnología.



Gráfica 31 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2024 [GWh]

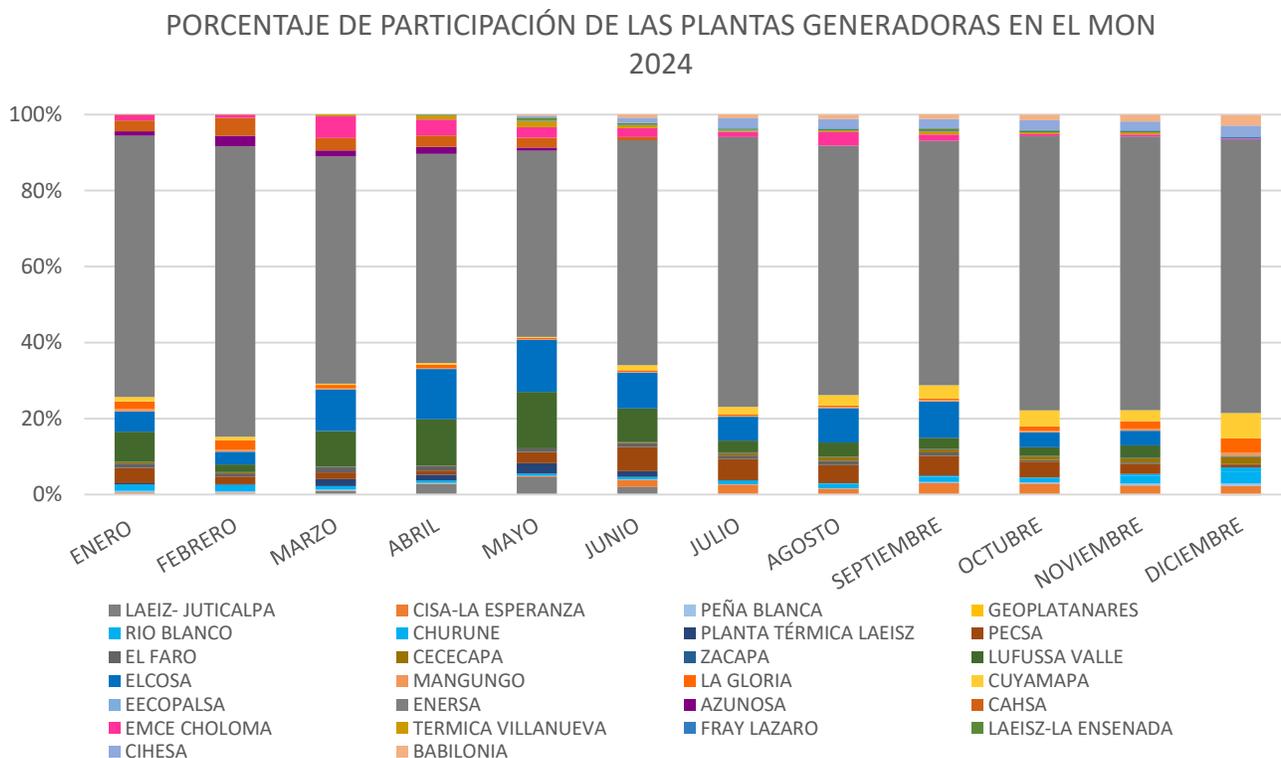
Fuente: Sub-Gerencia de Contratos de Generación – ENEE

El gráfico anterior muestra la gran dependencia en compras de energía eléctrica a generadores que utilizan combustibles fósiles durante el verano, lo cual en 2024 próximamente más de un 57% de las compras de energía eléctrica que realiza la ENEE fue a esta tecnología, especialmente en el mes de mayo, debido a condiciones ambientales.

Sin embargo, estas compras de energía por parte de ENEE distribución son solamente del mercado de contratos, a continuación, se mostrará el comportamiento para el mercado de oportunidad nacional.

2.5 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Dentro del mercado de oportunidad nacional en 2024 participaron **veintiséis** centrales de generación de índole privado, las cuales son LAEIZ-Juticalpa, CISA-La Esperanza, Peña Blanca, Geoplatanares, Río Blanco, El Faro, Churune, Cececapa, Planta Térmica Laeiz, Zacapa, Pecsá, ELCOSA, Manguno, La Gloria, Lufussa Valle, Cuyamapa, EECOPALSA, ENERSA, AZUNOSA, CAHSA, EMCE CHOLOMA, Térmica Villanueva, Fray lazaro Laeisz-la ensenada, cihesa y babilonia. A continuación, se muestra una gráfica ilustrativa que refleja el porcentaje de participación por planta en función de la energía vendida en el MON en el año 2024⁷⁷.



Gráfica 32 - Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

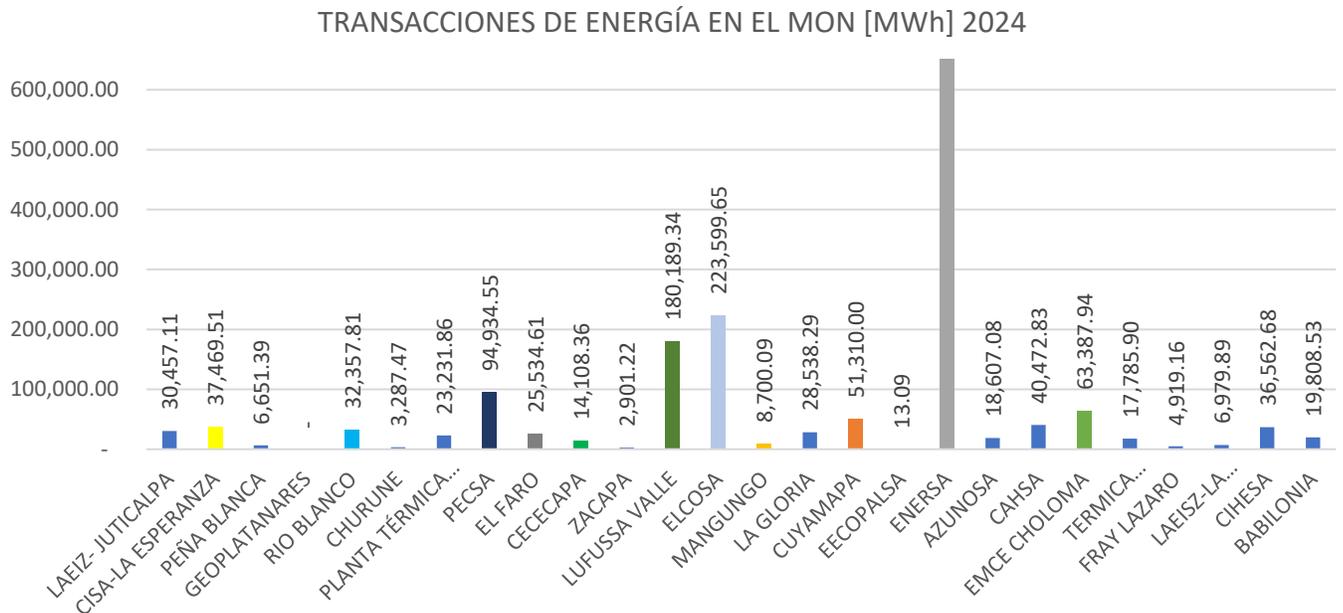
La planta que mayor porcentaje de participación tuvo en 2024 fue ENERSA por otro lado, dentro de las tecnologías renovables la central hidroeléctrica Cuyamapa fue la de mayor participación en el mercado de oportunidad. En la siguiente tabla se presenta la energía eléctrica vendida total a final de año para cada planta en el Mercado de Oportunidad Nacional.

En 2024 se cerró con la participación de 26 plantas en el mercado de oportunidad o llamadas también plantas mercantes, la planta con mayor participación en 2024 fue la planta térmica ENERSA con 1,707,979.78 MWh lo cual representó el 63.70% de toda la energía comprada en el MON.

⁷⁷ (Centro Nacional de Despacho, 2024)

PLANTA	ENERGÍA (MWh)	PLANTA	ENERGÍA (MWh)
LAEIZ- JUTICALPA	30,457.11	MANGUNGO	8,700.09
CISA-LA ESPERANZA	37,469.51	LA GLORIA	28,538.29
PEÑA BLANCA	6,651.39	CUYAMAPA	51,310.00
GEOPLATANARES	-	EECOPALSA	13.09
RIO BLANCO	32,357.81	ENERSA	1,707,979.78
CHURUNE	3,287.47	AZUNOSA	18,607.08
PLANTA TÉRMICA	23,231.86	CAHSA	40,472.83
LAEISZ		EMCE	63,387.94
PECSA	94,934.55	CHOLOMA	
		TERMICA	17,785.90
EL FARO	25,534.61	VILLANUEVA	
CECECAPA	15,545.51	FRAY LAZARO	4,919.16
ZACAPA	2,901.22	LAEISZ-LA	6,979.89
LUFUSSA VALLE	180,189.34	ENSENADA	
ELCOSA	223,599.65	CIHESA	36,562.68
		BABILONIA	19,808.53

Tabla 3 - Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2024



Gráfica 33 - Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2024 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 3

Análisis Geográfico

E
E
A
S
E
N

En este capítulo se presenta un análisis geográfico de la potencia eléctrica instalada del país. Además, se mostrarán mapas georreferenciados de las diferentes tecnologías. Para el caso de las tecnologías eólicas y solares se presentan mapas de potencial de recursos naturales.

3.1 MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TÉCNOLOGÍA

A continuación, se muestra un mapa georreferenciado de las centrales de generación instaladas en el país, en el cual se incluyen las centrales generadoras privadas y estatales, y en general de todas las tecnologías existentes en el territorio nacional.

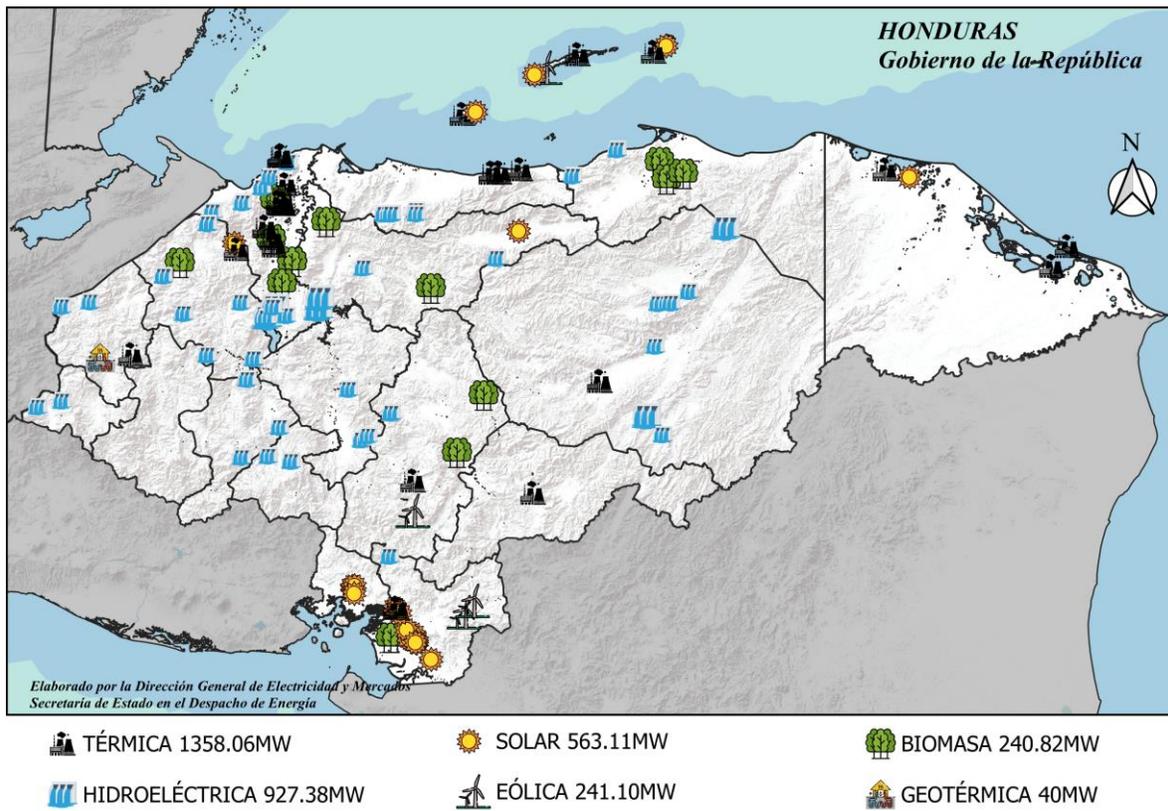


Ilustración 6 - Mapa de potencia instalada georreferenciado.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.2 MAPAS DEL POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE

A continuación se muestra el mapa de potencia eléctrica instalada para tecnologías renovables conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas aislados:

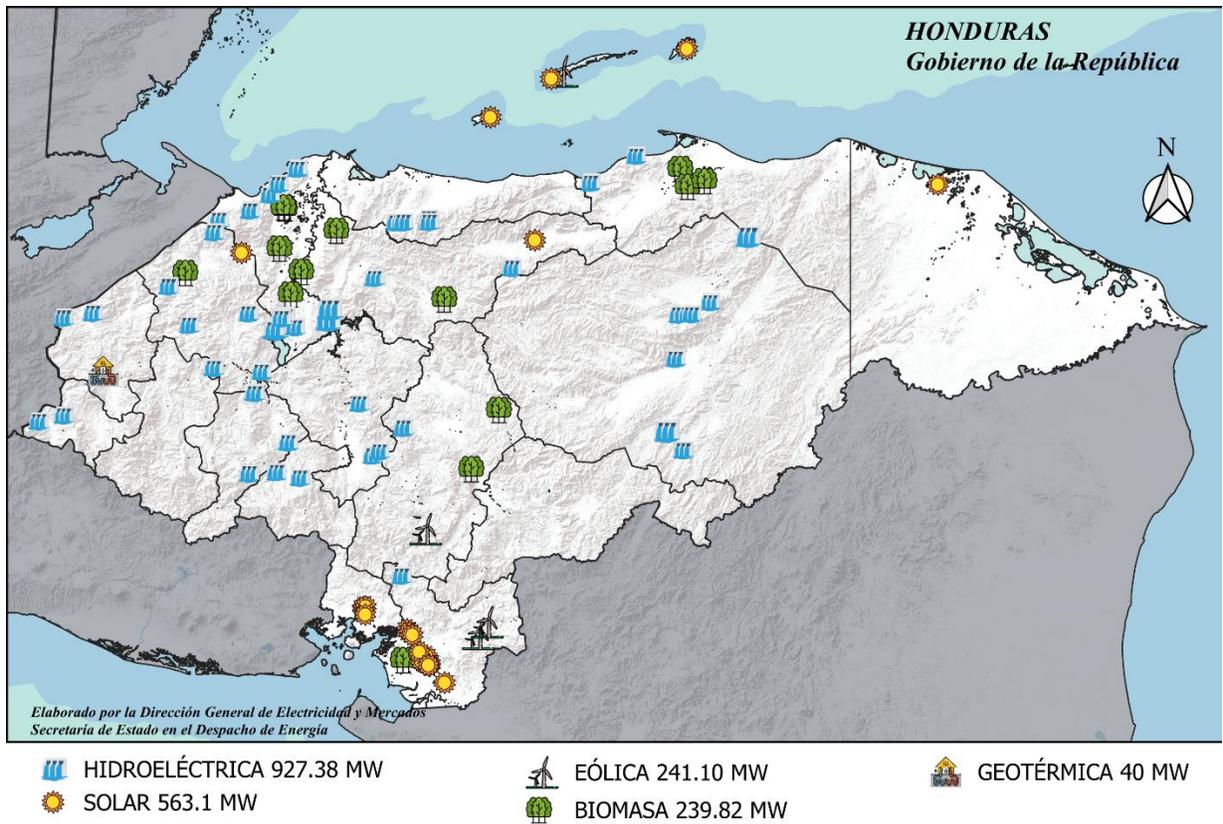
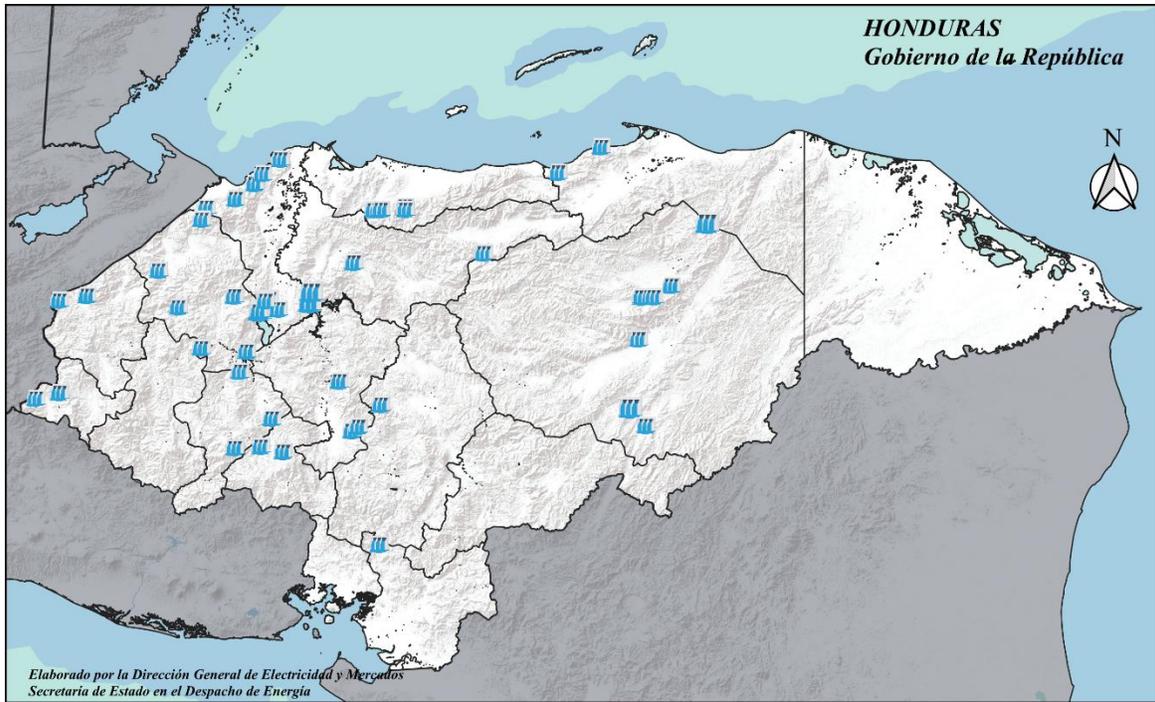


Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Honduras, debido a sus características hidrológicas, posee una gran cantidad de centrales de generación hidroeléctrica que están distribuidas en todo el territorio nacional, aproximadamente 48, sin embargo, existen muchos más generadores hidroeléctricos que pertenecen a pequeñas microrredes desconectadas de la red principal de suministro.

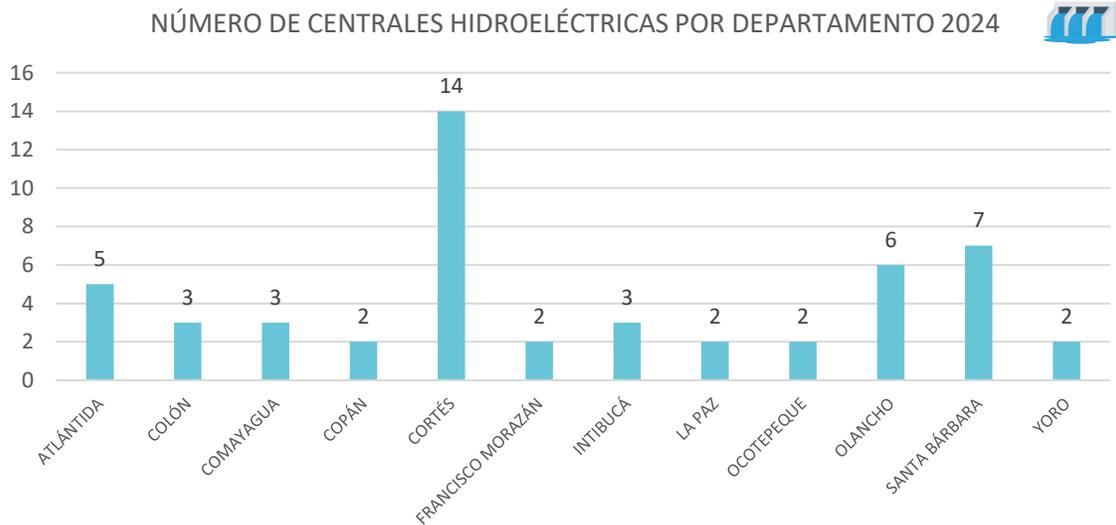
La mayor parte de centrales hidroeléctricas están ubicadas geográficamente en la región noroccidental del país, esto debido a que en esas zonas se encuentra el mayor recurso hídrico.



 HIDROELÉCTRICA 927.38 MW

Ilustración 8 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 34 - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2024.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Honduras es un país rico en recursos solar y eólico, esto para la generación de energía eléctrica mediante estos

recursos renovables, en el siguiente mapa se muestra el potencial eólico del país, el cual se concentra con mayor intensidad en la zona centro sur oriental del país.

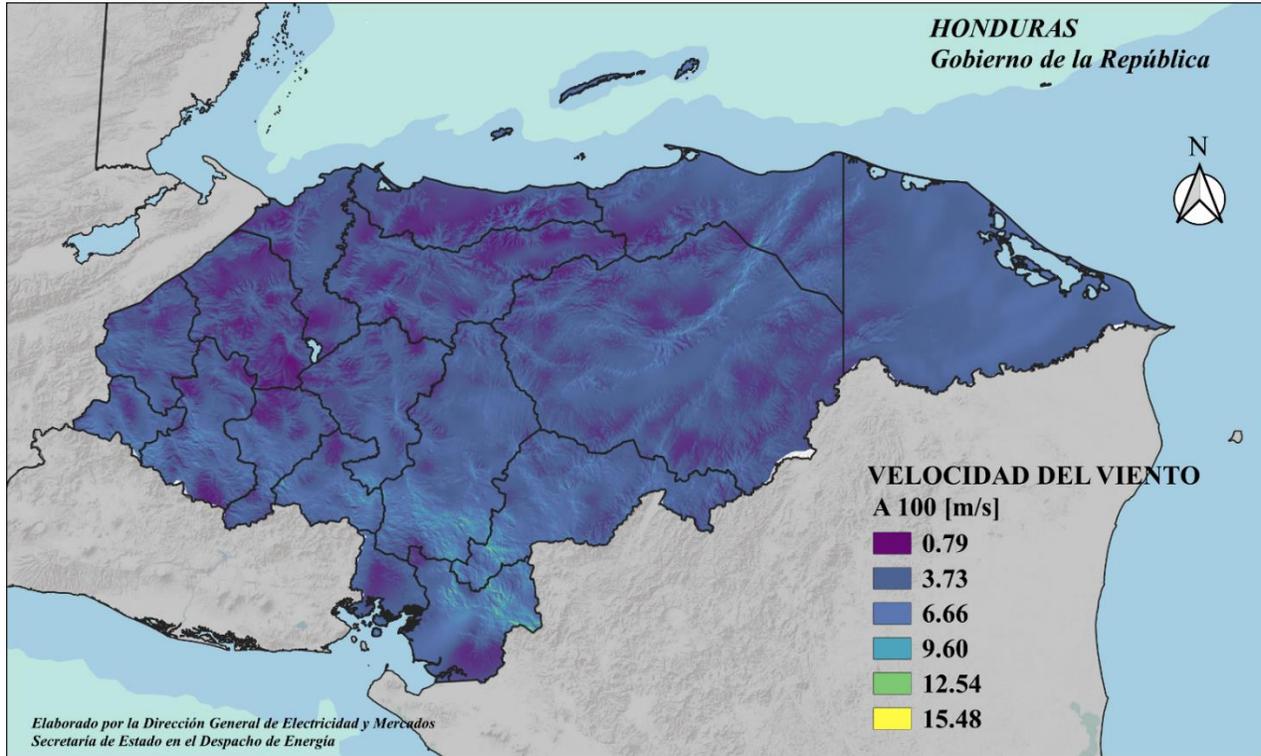
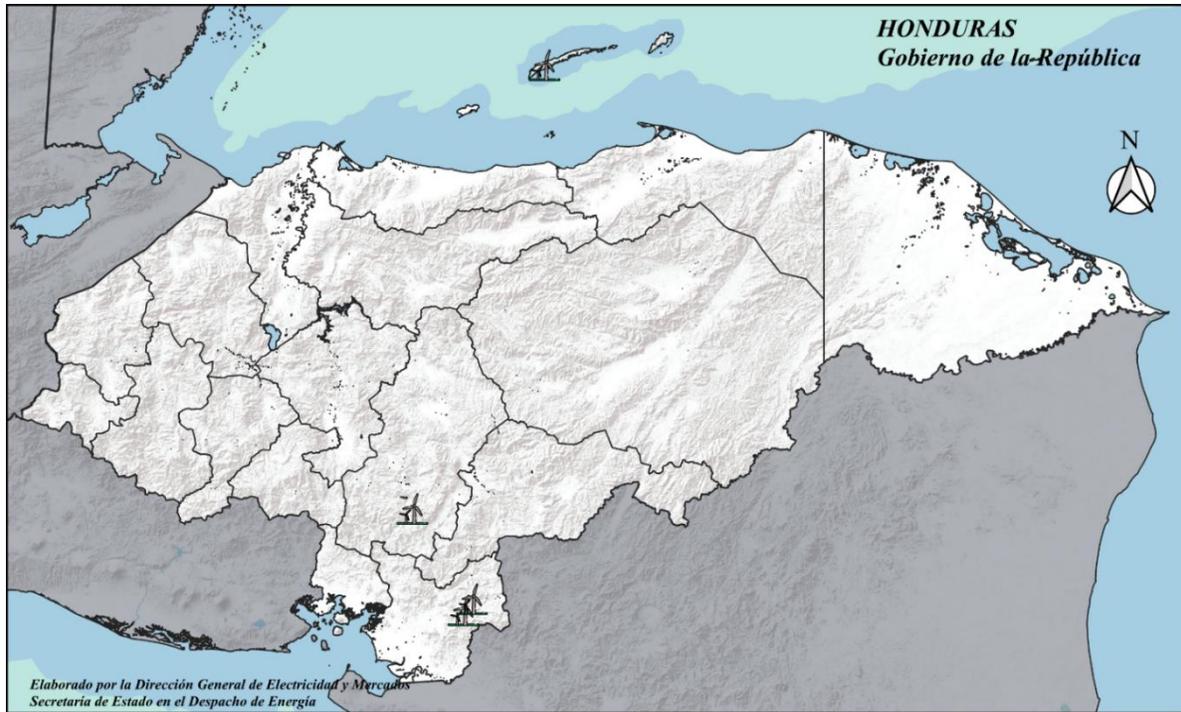


Ilustración 9 Mapa de potencial eólico de Honduras.

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA

Las tres centrales de generación eólica conectadas al SIN se ubican en la región centro-sur del país. Específicamente, en el municipio de San Marcos de Colón, Choluteca (región sur) y en el municipio de Santa Ana, Francisco Morazán (región centro), aquí es donde existe el mayor potencial de eólico del país. También existe una planta de generación eólica ubicada en Roatán municipio de Islas de la Bahía de 3.3 MW de capacidad instalada.

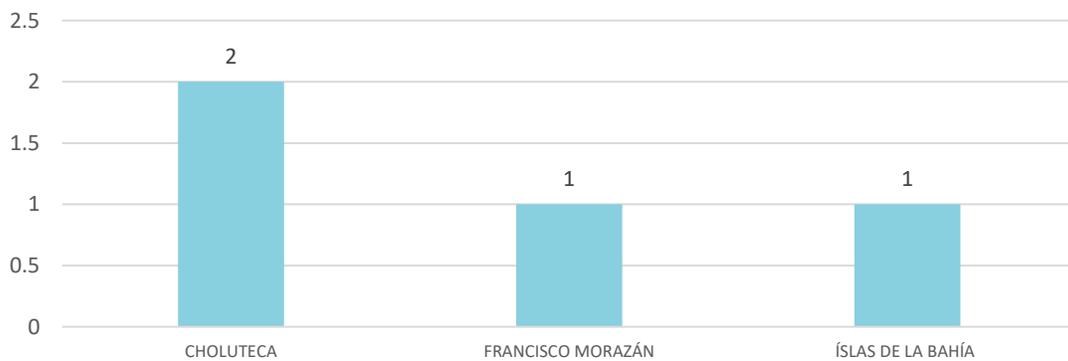


 EÓLICA 241.10 MW

Ilustración 10 Mapa georreferenciado de centrales eólicas.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

NÚMERO DE CENTRALES EÓLICAS POR DEPARTAMENTO 2024



Gráfica 35 - Número de centrales eólicas por departamento 2024.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En el siguiente mapa se muestra el potencial solar del país, en donde se puede ver que el mayor potencial solar se ubica en la zona sur del país.

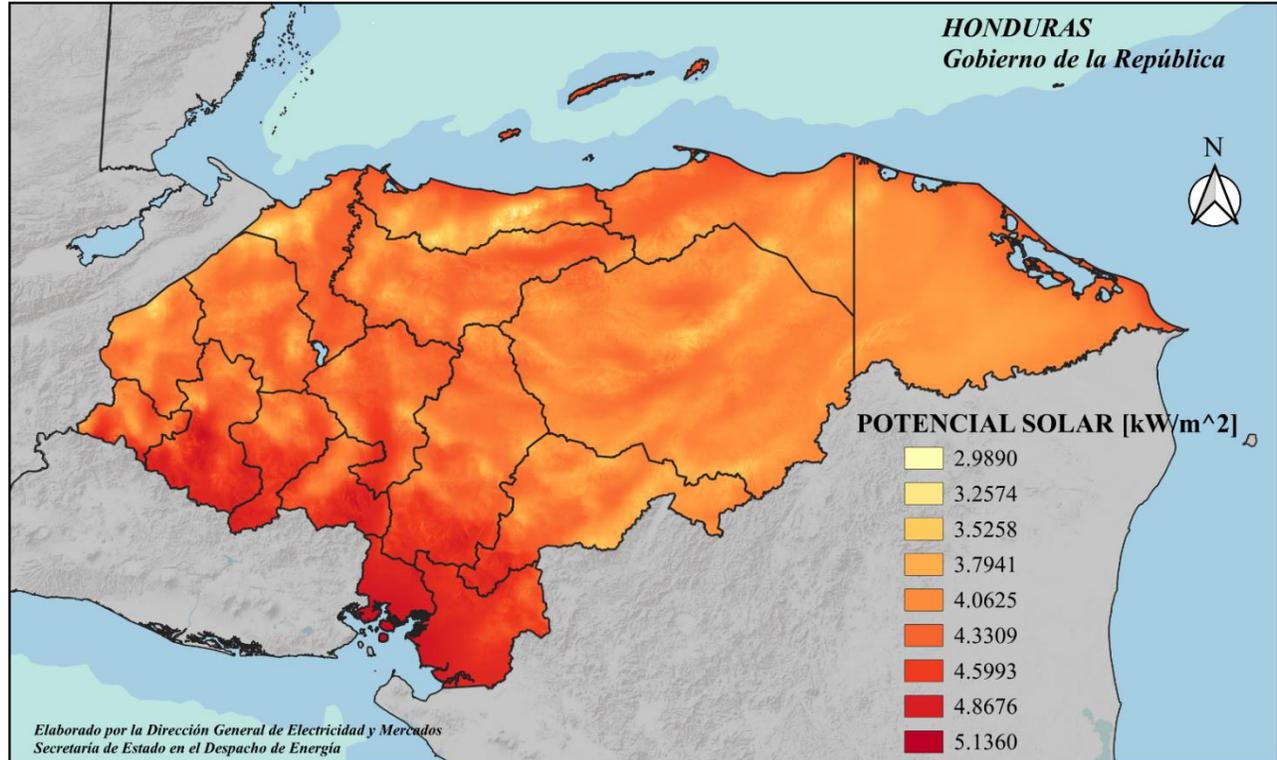


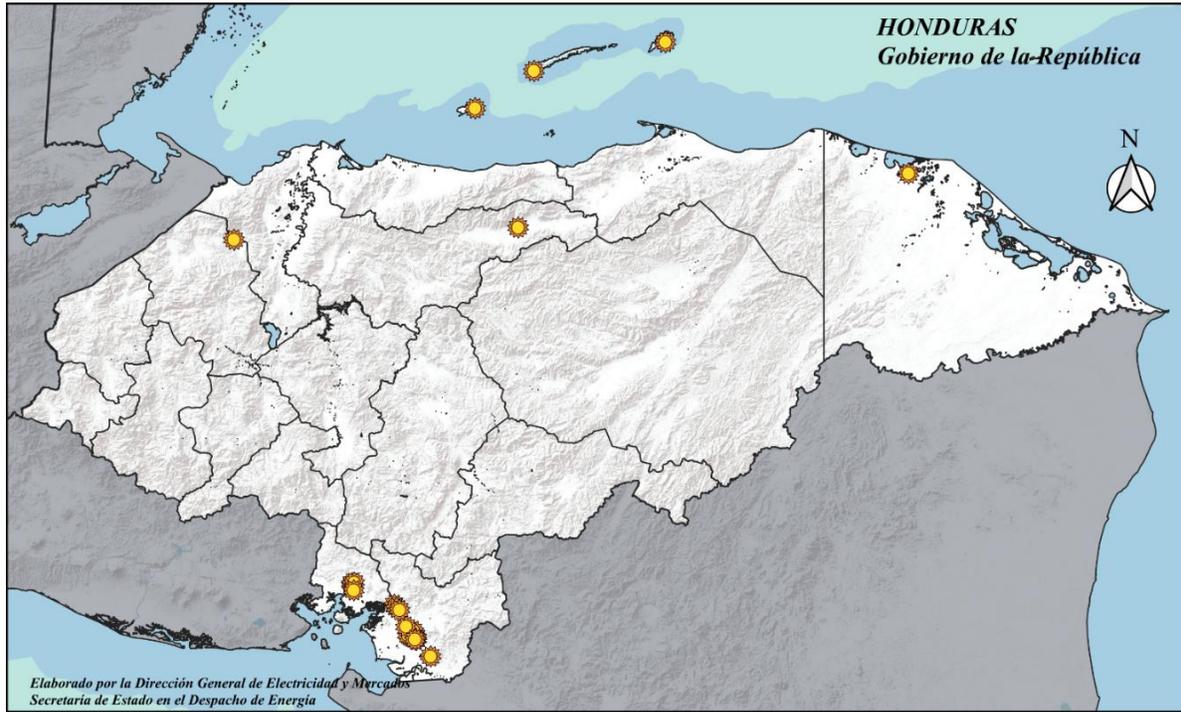
Ilustración 11 Mapa de potencial solar de Honduras

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA 2018

Las centrales de generación solar en su mayoría están ubicadas en la región sur del país donde se presenta la mayor irradiación solar. Estas se encuentran distribuidas principalmente en los dos departamentos, 12 centrales en el departamento de Choluteca y 4 en el departamento de Valle, sin embargo, existen dos centrales en el norte del país, específicamente en Cortés y Yoro, una central en el departamento de Gracias a Dios y otras en el sistema aislado de las Islas de la Bahía.

El parque fotovoltaico en Gracias a Dios es el proyecto Perla de Brus Laguna con 400kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

El parque fotovoltaico en Islas de la Bahía es el proyecto Perla de Guanaja con 600kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 150kW/0.54MWh y un generador Diesel de 1.939kW.

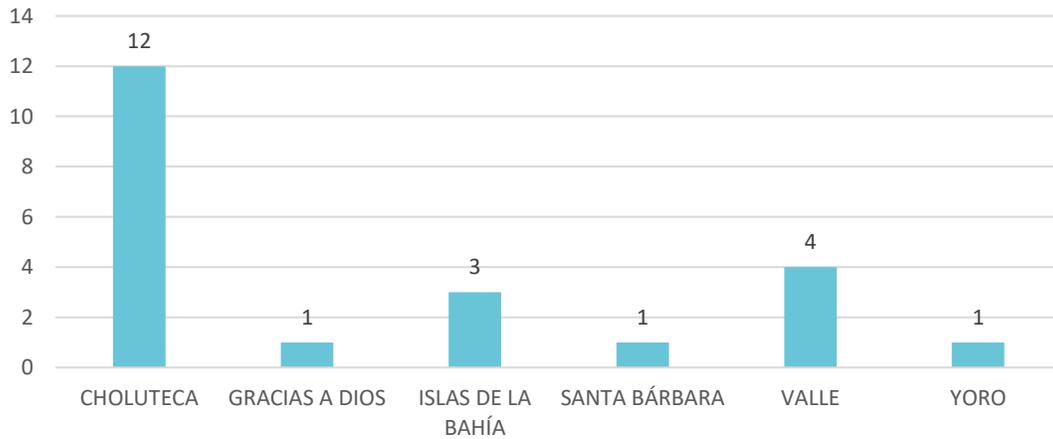


☀️ SOLAR 563.1 MW

Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales solares.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

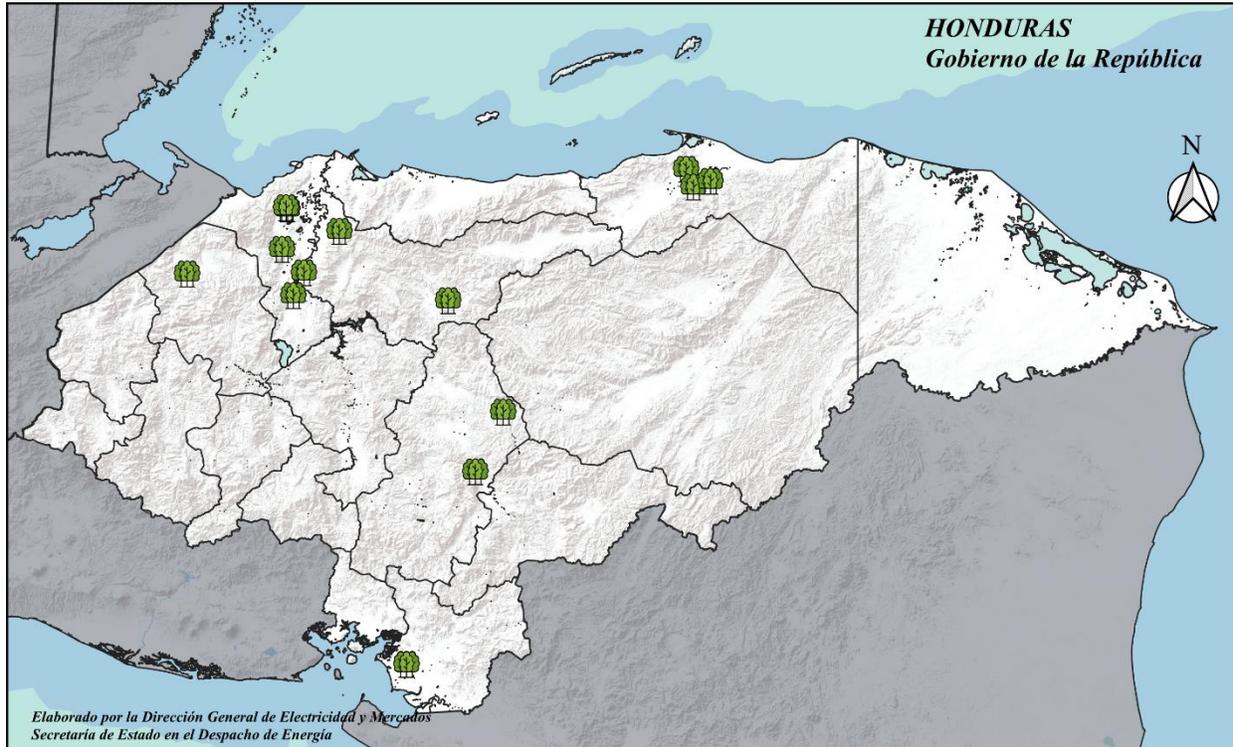
NÚMERO DE CENTRALES SOLARES POR DEPARTAMENTO 2024 ☀️



Gráfica 36 - Número de centrales solares por departamento 2024.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

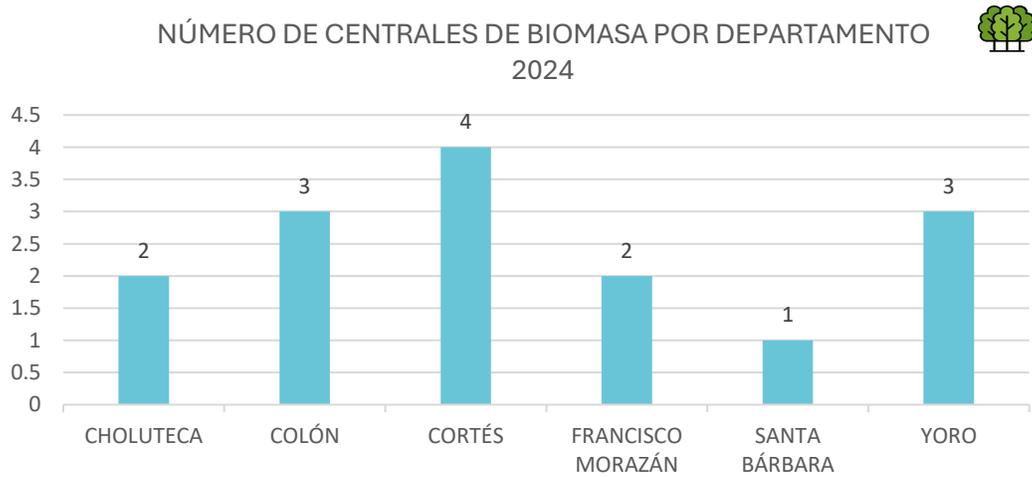
Las centrales a base de biomasa se encuentran en distintas regiones del país. Estas centrales en su mayoría son ingenios azucareros. El total hay 15 plantas y mayormente están ubicadas en la zona norte del país.



 BIOMASA 239.82 MW

Ilustración 13 Mapa georreferenciado de centrales de biomasa.

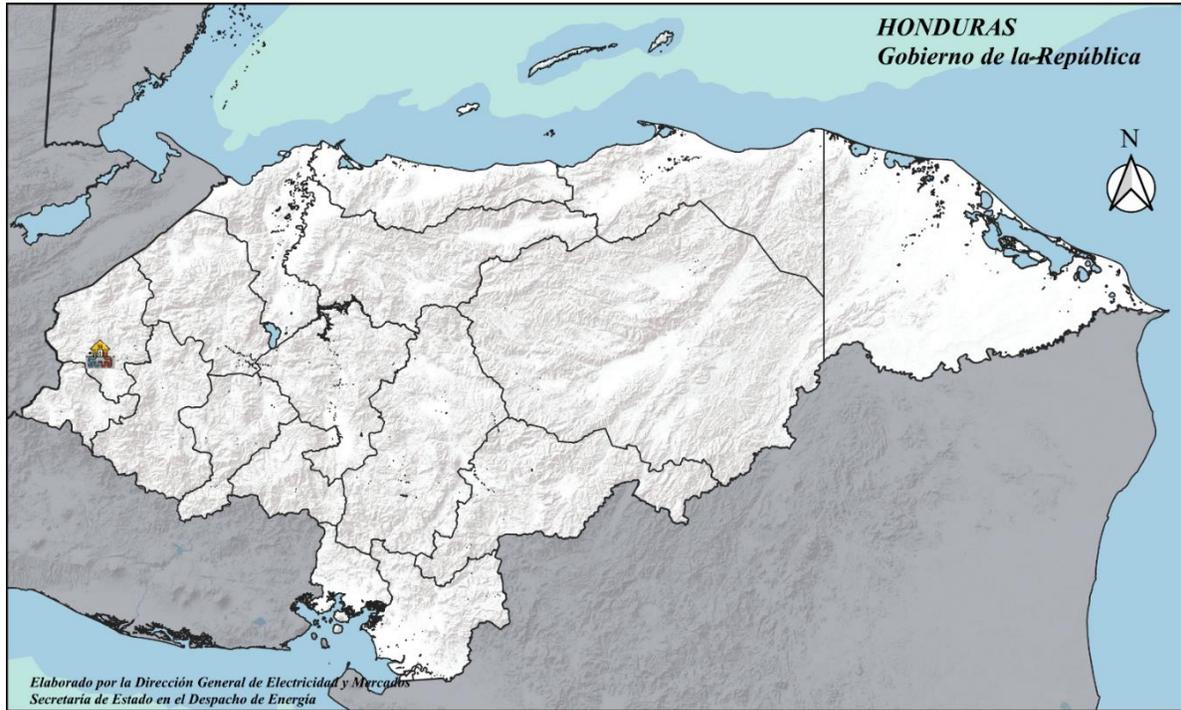
Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 37 - Número de centrales de biomasa por departamento 2024.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Finalmente, en la región occidental del país se encuentra la primera planta de generación de geotermia de Honduras.



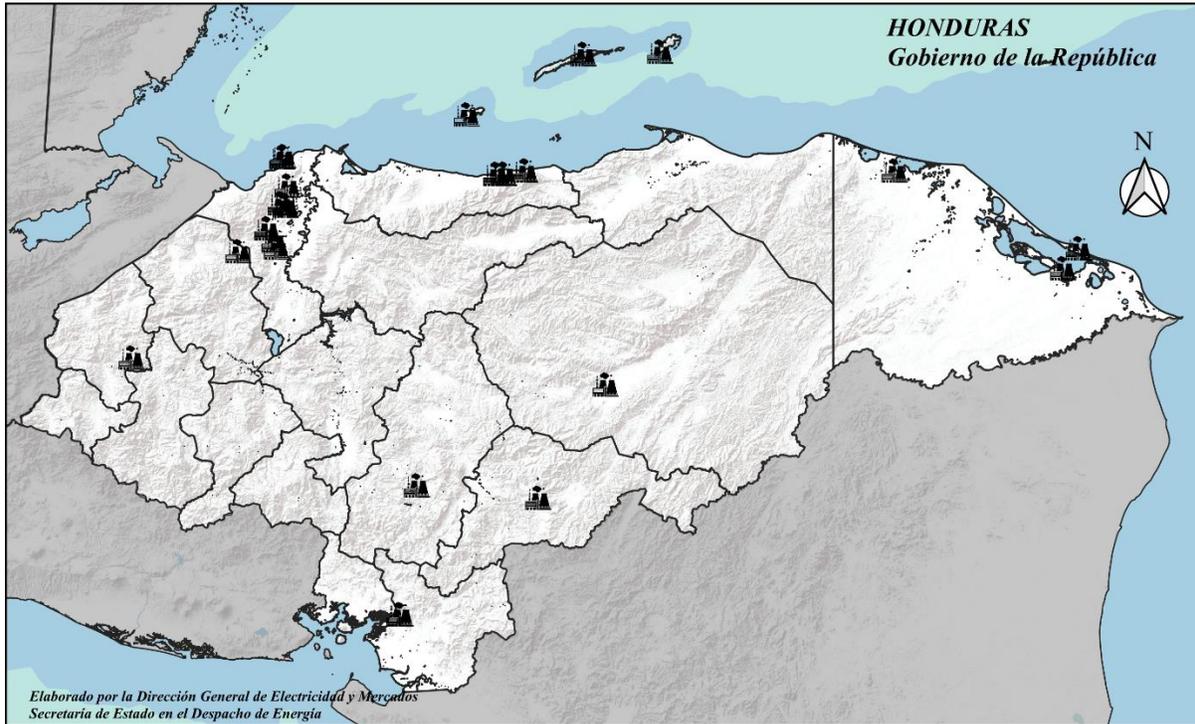
 GEOTÉRMICA 40 MW

Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.3 POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE

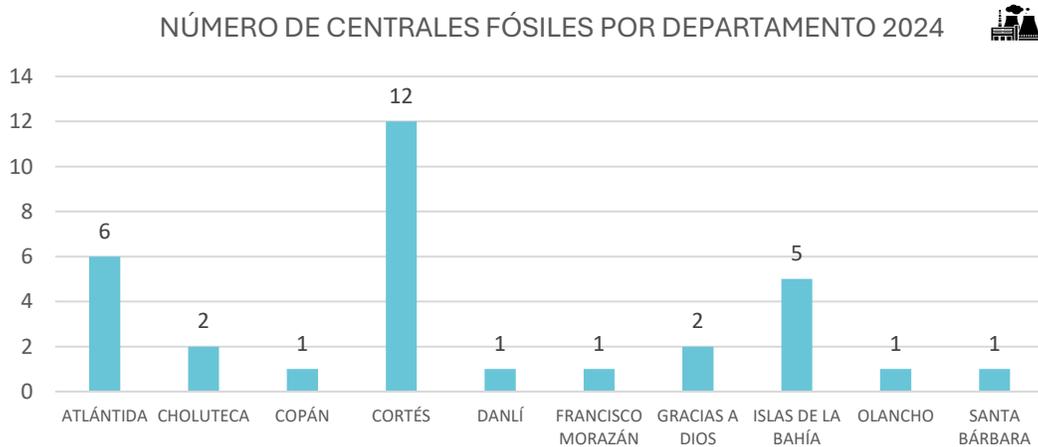
Las plantas o centrales de generación no renovables, en congruencia con factores logísticos están ubicadas cerca de los puertos marítimos cercanos al desembarque de combustibles (búnker, diésel, petcoque), la mayoría están ubicadas en la zona norte, sur y en el litoral atlántico.



 TÉRMICA 1358.06 MW

Ilustración 15 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 38 - Número de centrales fósiles por departamento.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 4

Sistema Interconectado Nacional

ENERGÍA



El sistema de transmisión de Honduras posee características radiales (débilmente mallada), además, las líneas de transmisión están concentradas en la zona central del país. En este capítulo se presentan los parámetros de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se plasma un mapa con las principales líneas del SIN.

4.1 NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN

El sistema interconectado nacional posee las líneas de mayor capacidad en la zona sur y noroccidental del país, esto se debe a las grandes concentraciones de centrales de generación de energía eléctrica que existen en esas regiones. A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de todo el Sistema Interconectado Nacional.

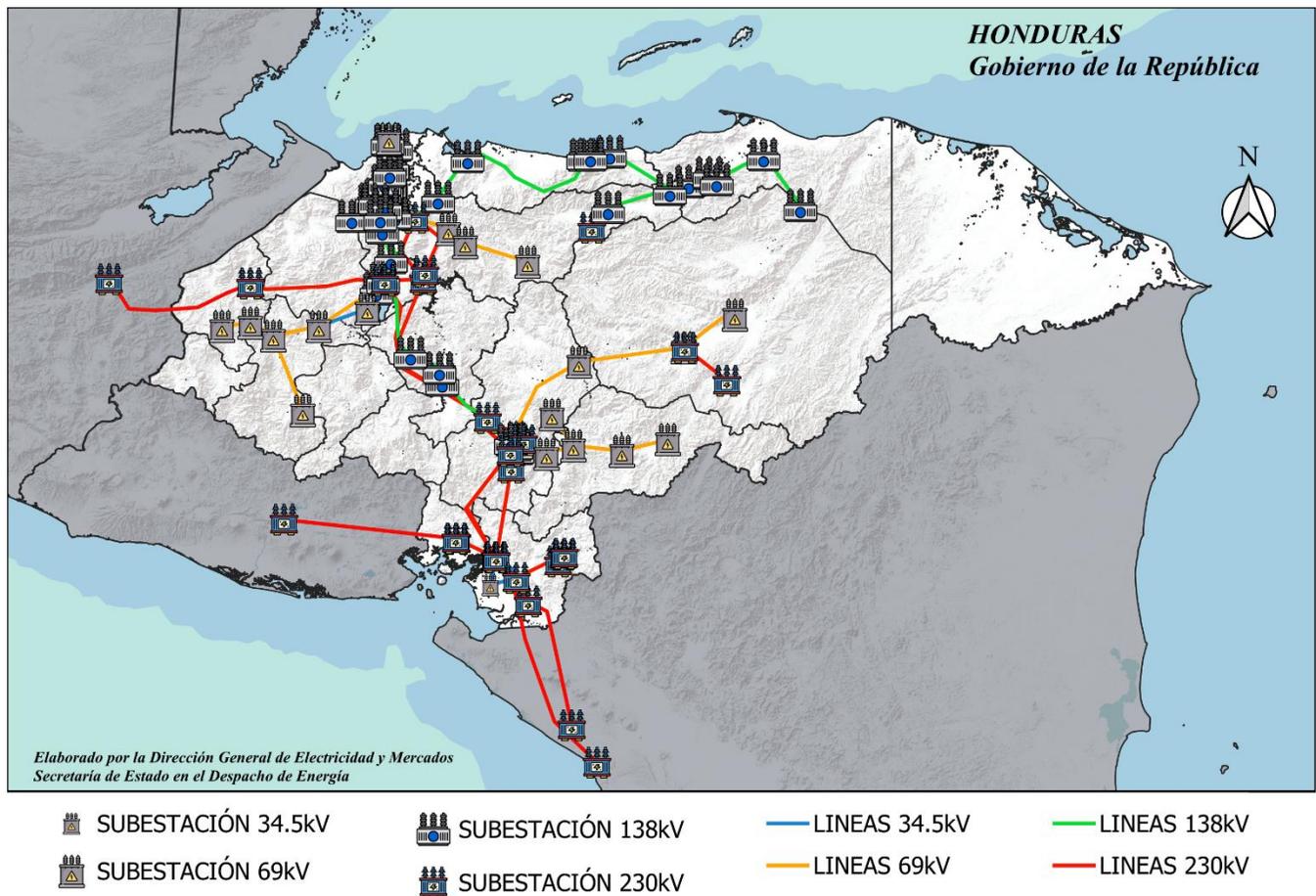


Ilustración 16 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En Honduras se transmite energía eléctrica a tres niveles de tensión: 69kV, 138kV y 230kV. Valores de 60kV o menores se consideran rangos de tensión a nivel de distribución en el país. En el SIN a nivel de **ENEE transmisión** se encuentran 71 subestaciones y 2, 876.43 de líneas; donde 664.54km son líneas de 69 kV, 978.97km son de 138 kV y finalmente 1,232.92km son de 230 kV.

En cuanto a pérdidas eléctricas a nivel de transmisión en 2024 en promedio fueron de 3.32%.

A continuación, se presenta un cuadro con las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional⁸ a nivel de transmisión, distribución y generación con su respectivo código de abreviación.

LISTA DE SUBESTACIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL							
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO
Arenal	ARN	Coyoles Central	CCE	Lufussa Valle	LUV	Rio Nance	RNA
Agua Caliente	AGC	Danlí	DAN	Lufussa San Lorenzo	LSL	San Buenaventura	SBV
Agua Fría	AGF	El Bijagual	EBI	Masca	MAS	San Isidro	SIS
Agua Prieta	AGP	El Cajón	CJN	Merendon	MER	San Pedro Sula Sur	SPS
Amarateca	AMT	Elcatex	ETX	Miraflores	MFL	Santa Fé	SFE
Becosa	BCO	Elcosa	ELC	El Mochito	MCH	Santa Lucía	SLU
Bellavista	BVI	El Estadio	EST	Morazán	MOR	Santa Marta	SMT
Bermejo	BER	La Ensenada	END	Naco	NCO	Santa Rosa	SRS
Bijao	BIJ	Erandique	ERA	Nispero	NIS	SHOL	SHL
Bonito Oriental	BOR	Guaimaca	GMC	Nueva Nacaome	NNC	Siguetepeque	SGT
Cahsa	CAH	Guaymas	GUA	Ojo de Agua	ODA	Suyapa	SUY
La Cañada	CDA	Isletas	ISL	Patuca III	PAT	Tela	TEL
Cañaveral	CRL	Juticalpa	JUT	Pavana	PAV	Térmica Alsthon	TAL
Caracol	CAR	Juticalpa II	JUD	Piedras Azules	PAZ	Térmica Sulzer	TSZ
Catacamas	CAT	La Entrada Copan	LEC	Planta San Marcos	PSM	Toncontin	TON
Ceiba Termica	CTE	La Leona	LLN	El Porvenir	PVR	Vegona	VEG
Cerro de Hula	CDH	La Puerta	LPT	Los Prados	PRD	Villanueva	VNU
Chichicaste	CHI	La Victoria	LVI	El Progreso	PGR	Yoro	YOR
Chinchayote	CHY	Laínez	LNZ	Pueblo Nuevo	PNU	Zamorano	ZAM
Choloma	CHM	Las Flores	LFL	Reguleto	RGU	CHIRIPA	CHP
Circunvalación	CIR	La Lima	LIM	El Retorno	RET	EL CENTRO	CEN
Comayagua	CYG	Lufussa III	LUT	Río Lindo	RLN	EL RETORNO II	RTD

Tabla 4 - Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

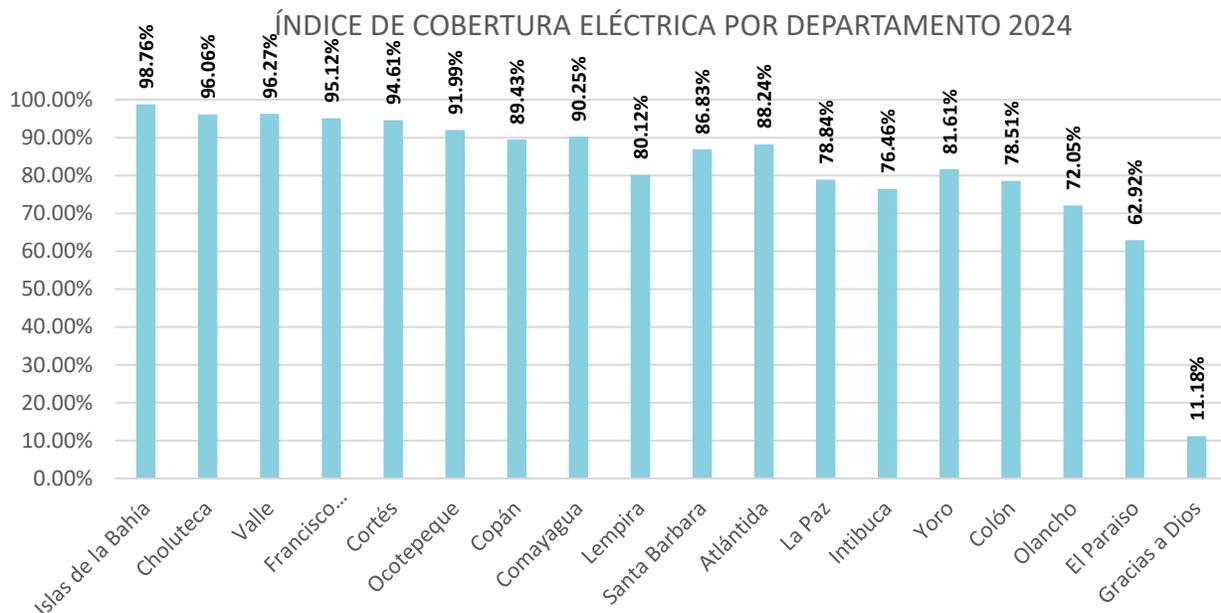
⁸ Esta es una compilación de información recibida de ENEE Transmisión, Distribución y el CND.

4.2 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) en Honduras se define como la fracción de la población a nivel nacional que cuenta con el servicio de energía eléctrica proporcionado por una red de distribución. Este puede determinarse mediante el cociente del número de viviendas electrificadas y la cantidad total de viviendas particulares ocupadas a nivel nacional. Al tomar en cuenta las personas que tienen acceso a la energía eléctrica sin estar conectados a la red de distribución se calcula el índice de acceso a la electricidad (IAE).

Es importante mencionar que los estudios del ICE y el IAE son datos con un año de desfase, es decir el índice ya sea de cobertura o de acceso del año “n” es el índice calculado con datos a diciembre del año “n-1.”

A continuación, se muestra el ICE por departamento del país para el año 2024:



Gráfica 39 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2024.

Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

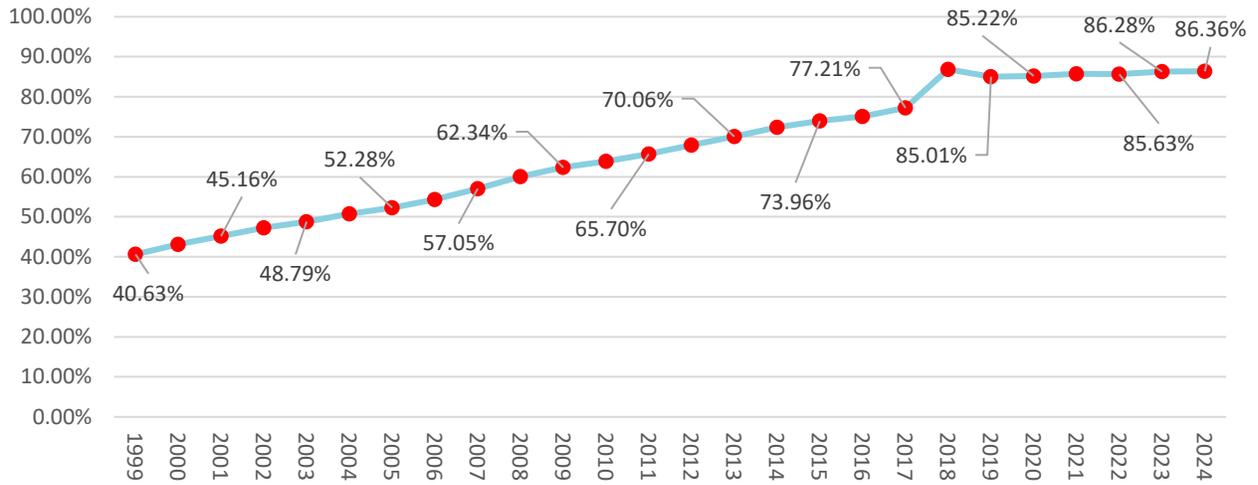
En la gráfica anterior se observa que los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (11.18%), El Paraíso (62.92%) y Olancho (72.05%) y. En contraste con Islas de la Bahía (98.76%), Cortés (96.06%), y Francisco Morazán (96.27%) presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2024 es de 86.36%, en el sector urbano ICE es de 94.00% y en el rural de 76.66%.

4.3 HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA

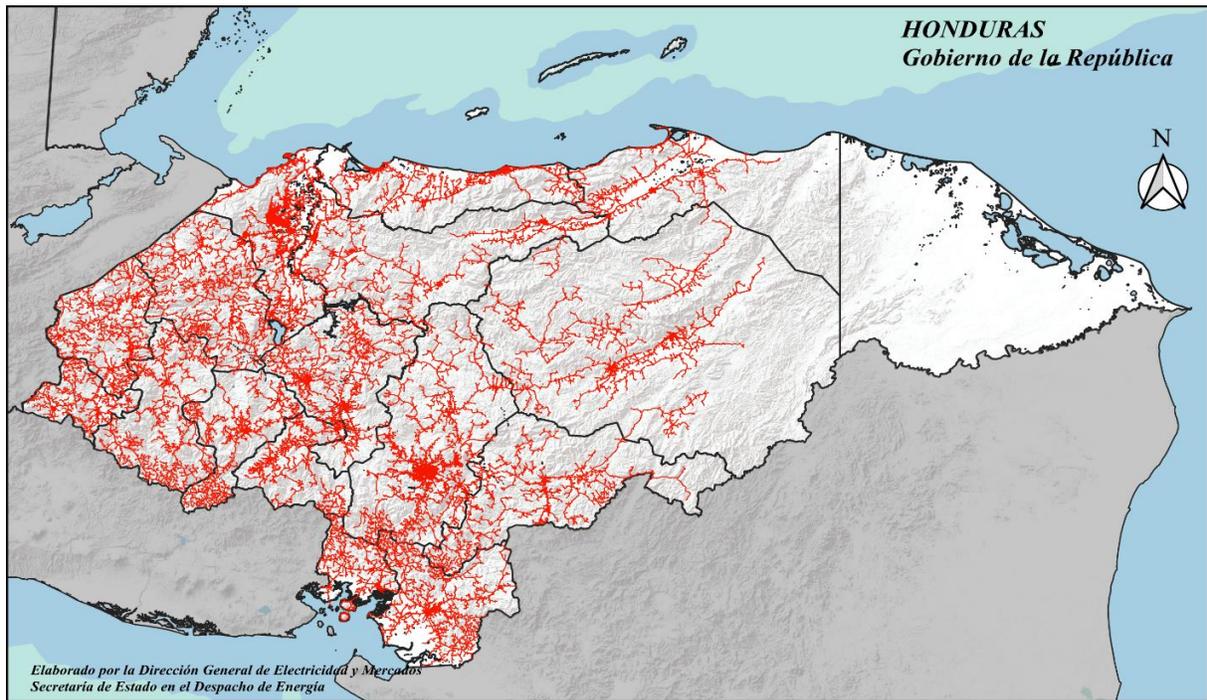
A continuación, se presenta un histórico de cobertura eléctrica desde el año 1999 al 2024, donde se puede apreciar una tendencia creciente de la cobertura para cada año.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE COBERTURA ELÉCTRICA



Gráfica 40 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2024.

En el gráfico anterior se observa la tendencia creciente del índice de cobertura eléctrica en Honduras desde el año 1999 hasta el año 2024. El índice de cobertura eléctrica 202 fue de 86.36%. A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de la red de distribución de media tensión de la ENEE a 2024.

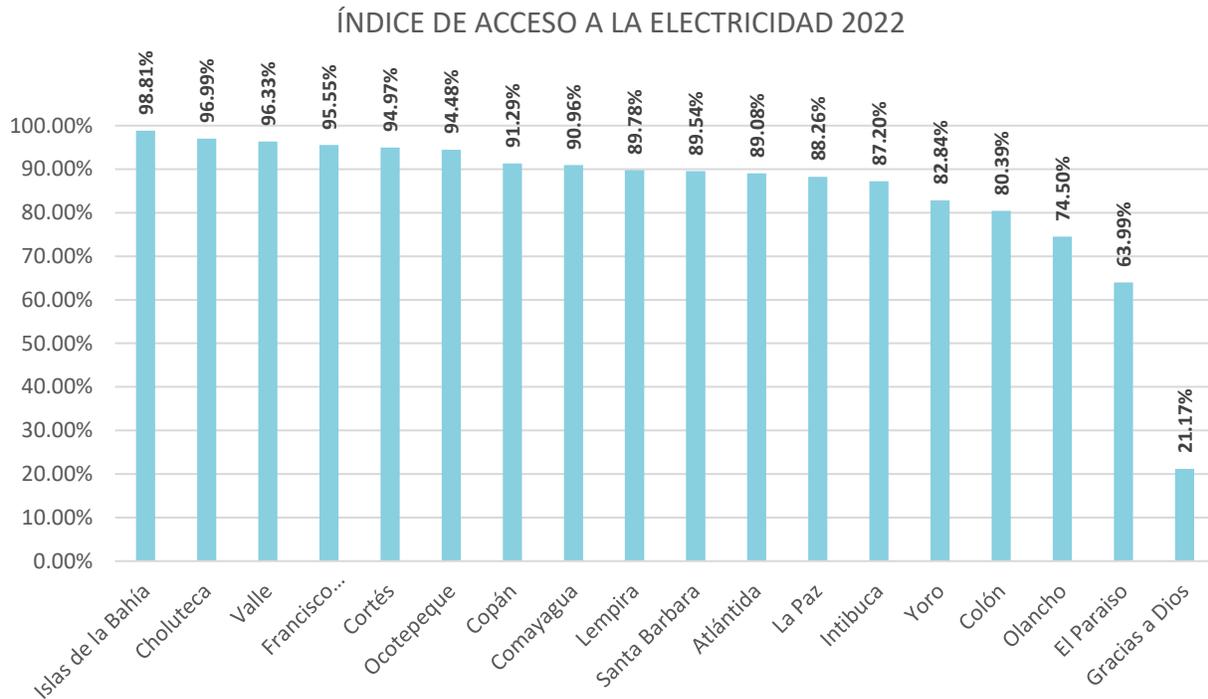


— Red De Distribución De Media Tensión

Ilustración 17 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2024

4.4 ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE)

El índice de acceso a la electricidad (IAE) que se calcula de manera diferente al índice de cobertura eléctrica ya que este valor incluye además de las viviendas que tienen acceso a la electricidad por la red de distribución las que tienen acceso por sistemas aislados desconectados de la red. El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2024 fue de 88.25% en todo el país.



Gráfica 41 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2024.

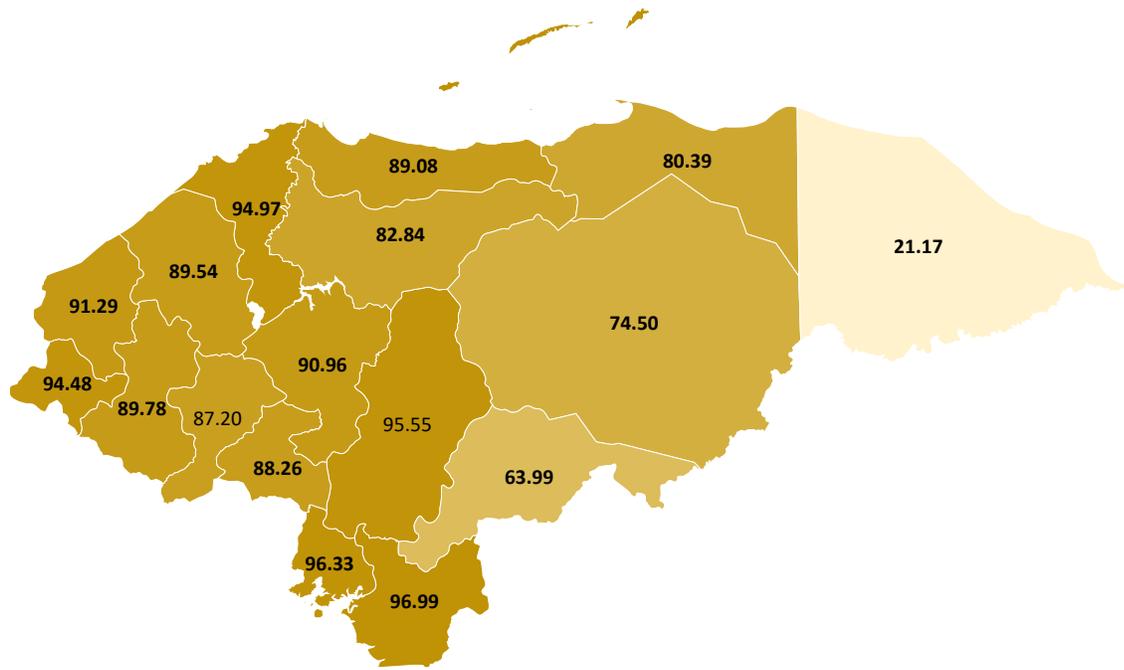
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

El primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.81% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.99% y 95.33% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 21.17%.

4.5 MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

A continuación, se muestra un mapa de acceso a la electricidad por departamento de Honduras para el año 2024, los departamentos con color más oscuro representan los que tienen mayor índice de acceso a la electricidad.

ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD



Con tecnología de Bing
© Microsoft, TomTom

Ilustración 18 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2024.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

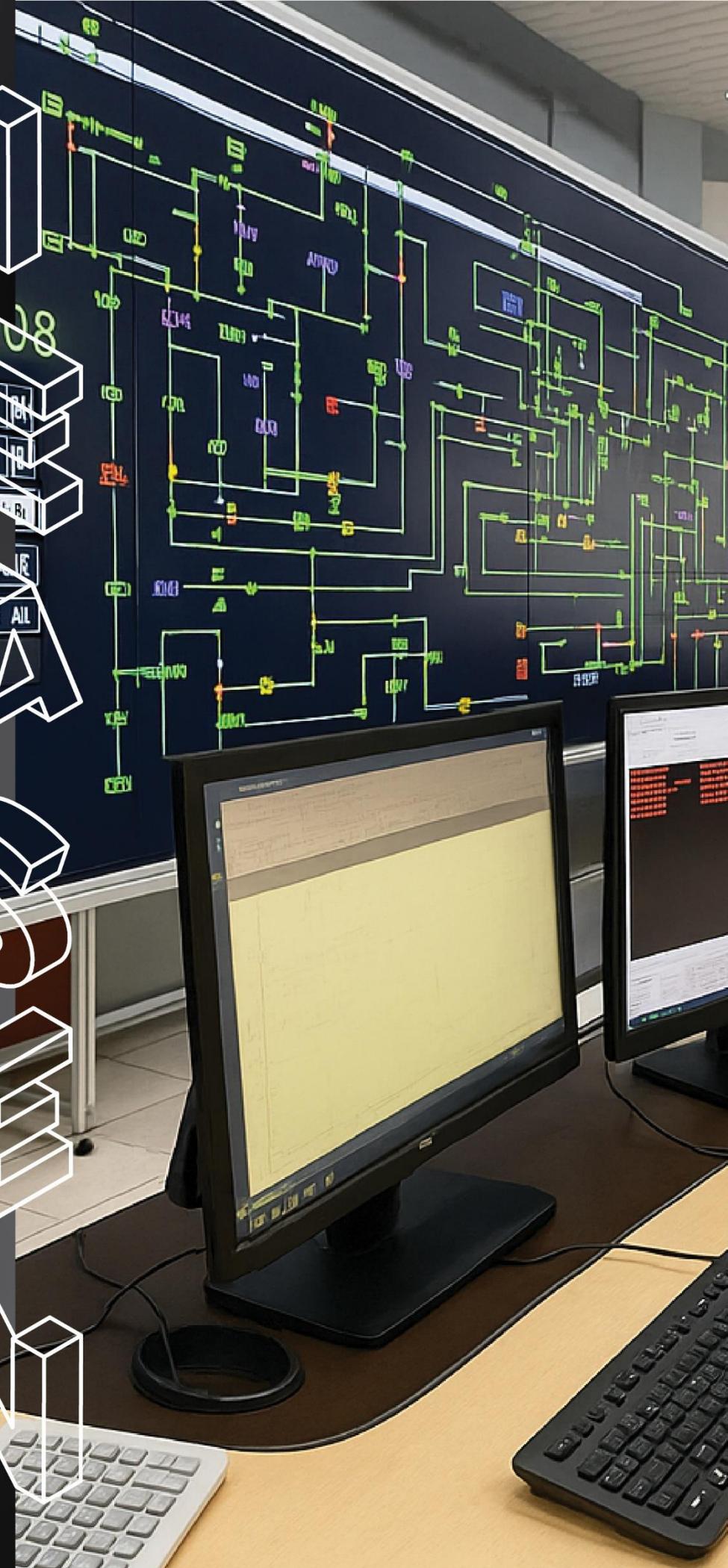
INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 5

Demanda Eléctrica

2.08
FORMA
USO
MEDIO
AL

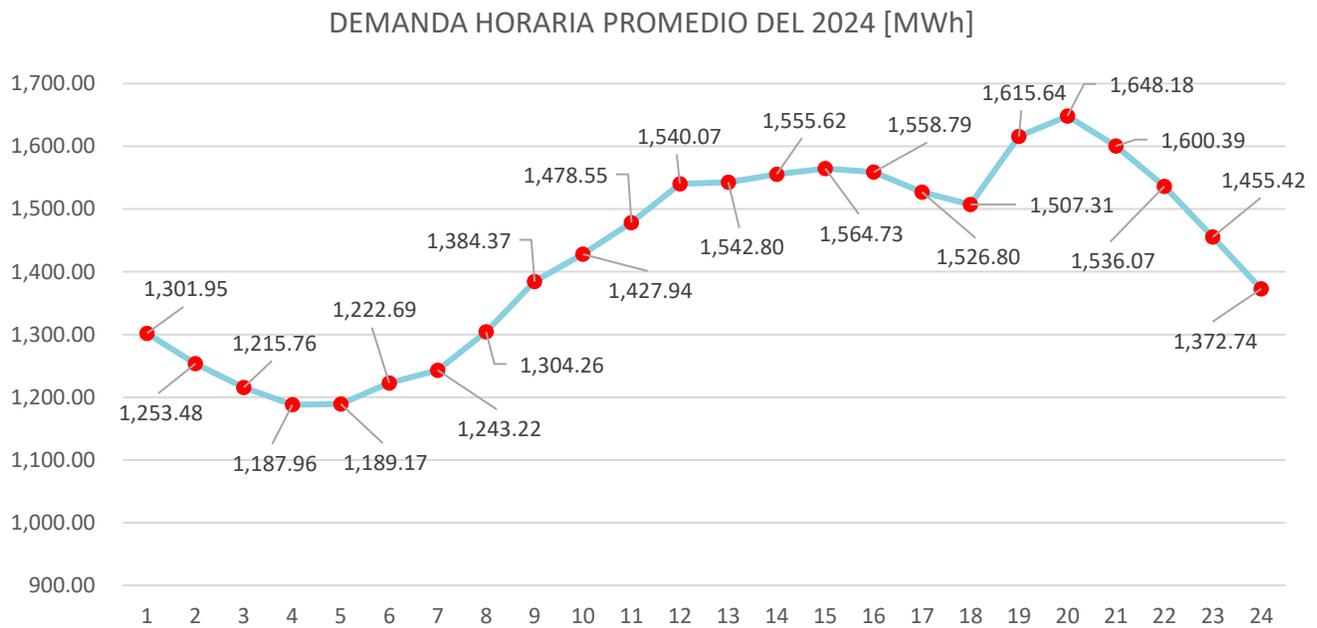
ANÁLISIS



En esta sección se muestra información de la demanda eléctrica de Honduras, y se presentan curvas de demanda máxima y promedio. Esta información se brinda tanto en intervalos de tiempo diarios como anuales. Además, se incluye una curva de duración de carga para el año 2024, el histórico de crecimiento de la demanda eléctrica del país a lo largo de los años hasta la actualidad. Finalmente se plasma una proyección de demanda hasta el año 2035.

5.1 DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA

La demanda eléctrica diaria tiene dos valores máximos o también llamados picos de demanda, el primero ocurre de día en promedio entre las 11:00 h y las 13:00 h, el otro pico de demanda tiene lugar por la noche, siendo este el mayor pico de demanda de todo el día, y tiene lugar entre las 19:00 h y las 21:00 h. La curva de demanda eléctrica en 2024 siempre tiene una tendencia creciente durante la mañana hasta el mediodía, después tiene un leve descenso y vuelve a crecer al atardecer hasta alcanzar el pico máximo de la noche, finalmente desciende en horas de la madrugada hasta volver a crecer al iniciar el día siguiente. En la siguiente gráfica se muestra una curva de la demanda promedio para el año 2024.



Gráfica 42 - Demanda eléctrica diaria promedio 2024 en Honduras [MW]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

A continuación, se muestra la demanda de energía eléctrica requerida para suplir todo un año y el cálculo del factor de carga desde el año 2008 al 2024.

HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉCTRICA ANUAL				
AÑO	MW-AÑO	GWh	DEM. MAX [MW]	FACTOR DE CARGA
2008	746.13	6,536.10	1,205.00	61.92%
2009	749.05	6,561.70	1,203.00	62.27%
2010	770.16	6,746.60	1,245.00	61.86%
2011	818.22	7,167.60	1,240.00	65.99%

HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉCTRICA ANUAL				
AÑO	MW-AÑO	GWh	DEM. MAX [MW]	FACTOR DE CARGA
2012	865.10	7,578.30	1,282.00	67.48%
2013	896.83	7,856.20	1,336.00	67.13%
2014	928.54	8,134.00	1,382.80	67.15%
2015	983.05	8,611.50	1,445.50	68.01%
2016	1,024.85	8,977.70	1,514.80	67.66%
2017	1,104.34	9,674.00	1,560.50	70.77%
2018	1,163.22	10,189.81	1,602.00	72.61%
2019	1,249.76	10,947.94	1,639.40	76.23%
2020	1,159.24	10,154.90	1,618.31	71.63%
2021	1,269.21	11,118.25	1,738.28	73.02%
2022	1,287.72	11,280.45	1,788.83	71.99%
2023	1,366.33	11,969.08	1,819.95	75.00%
2024	1,435.63	12,576.09	1,949.76	73.63%

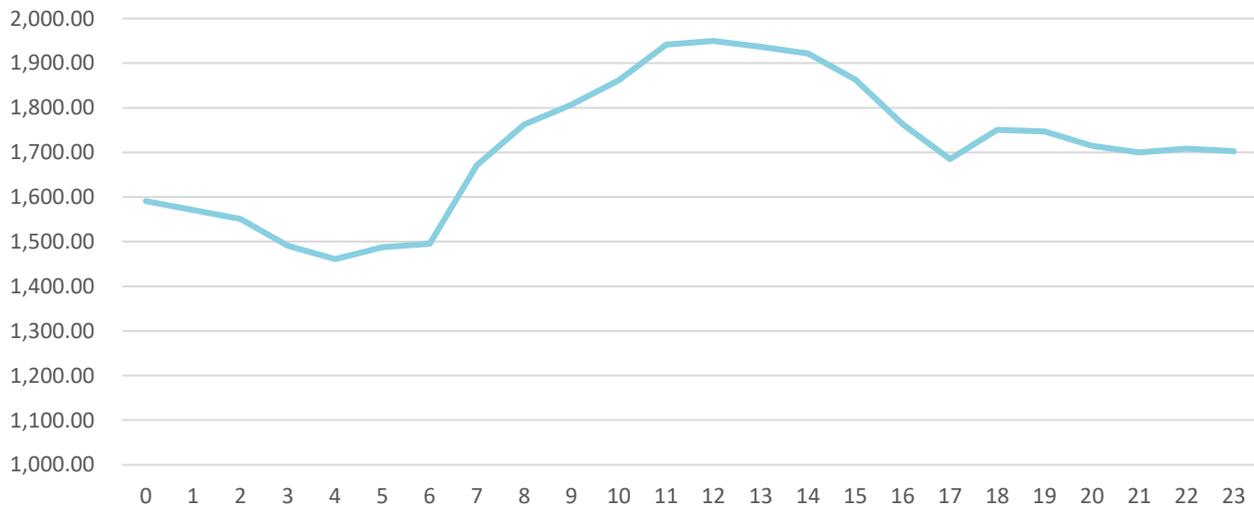
Tabla 5 - Histórico de demanda de energía eléctrica anual.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

El factor de carga da la medida de la utilización o aprovechamiento de la capacidad instalada, un factor de carga alto implica que la utilización de energía es moderadamente consistente en el periodo de tiempo definido para el cálculo, siendo en la tabla anterior de un año.

A continuación, se muestra la curva de demanda del día de máxima exigencia al sistema, esto ocurrió el 27 de mayo de 2024, en donde el pico de 1949.76MW ocurrió en el pico del día.

CURVA DE DEMANDA MAXIMA SUMINISTRADA DEL DÍA 27/5/2024

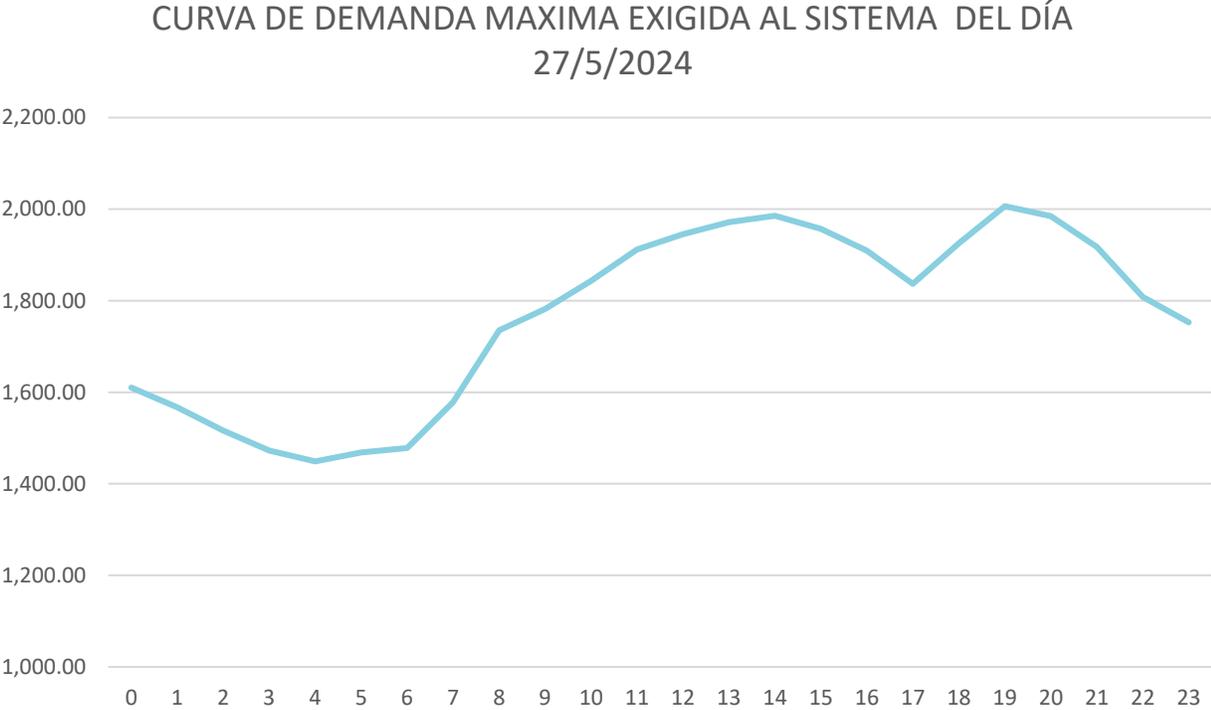


Gráfica 43 - Curva de demanda máxima suministrada del día de demanda máxima del año 2024 en Honduras.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, se observa que la demanda de energía eléctrica ha mostrado una tendencia creciente para los últimos años, debido a nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales que se conectan al sistema. Siempre en el año existe un día de mayor exigencia de la demanda de energía eléctrica de parte de los usuarios al sistema de suministro, en cuanto al día con demanda máxima para el año 2024 ocurrió el 27 de mayo, registrándose a las 12:13 h una demanda de 1,949.8MW.

No obstante, al observar la curva de demanda máxima exigida al sistema, se tiene la siguiente curva que contiene los valores de demanda total considerando la carga desconectada, en donde se denota su forma típica y el valor máximo de señal alcanzo los 2,006.51 MW en el rango de las 19 horas.

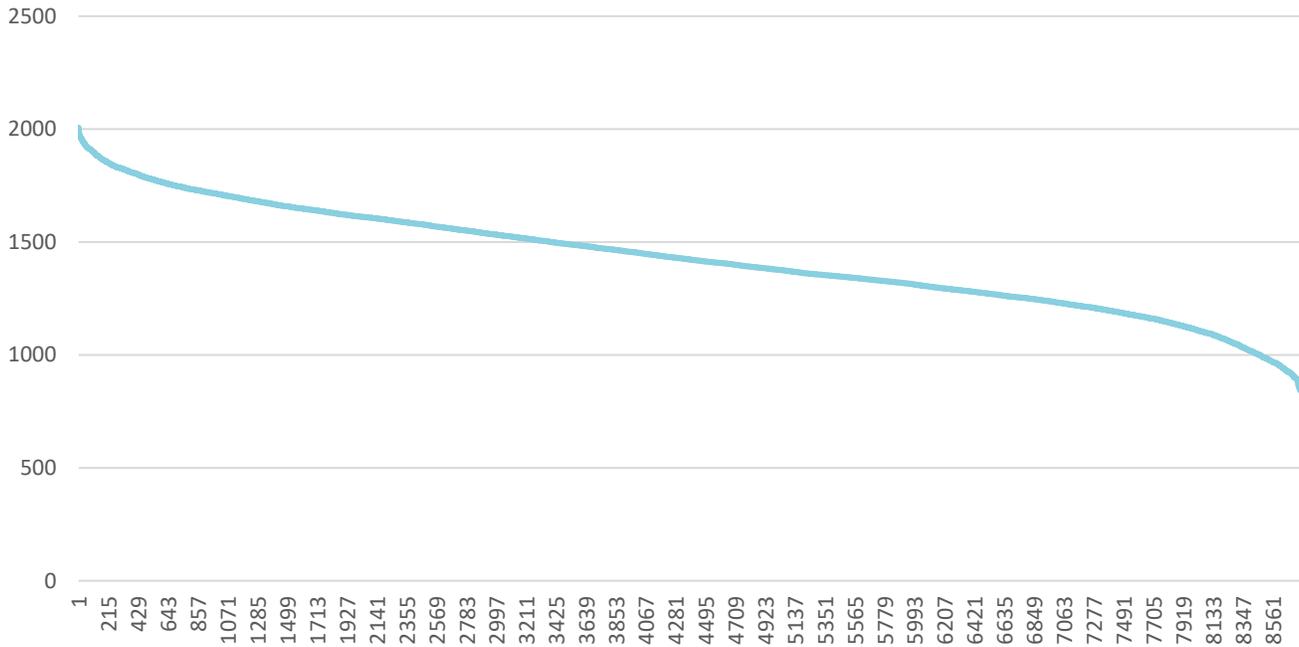


Gráfica 44 - Curva de demanda máxima suministrada del día de demanda máxima del año 2024 en Honduras.

5.2 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA

La curva de duración de carga máxima nace de la curva horaria de demandas máximas según el periodo de estudio, siendo en este caso 2024. Al ordenar de mayor a menor los datos de demanda horaria se obtiene la siguiente curva:

CURVA DE DURACIÓN DE CARGA 2024 [MW]



Gráfica 45 - Curva de máxima duración de carga 2024 [MW]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Al analizar la curva de duración de carga anterior, se obtiene que, de las 8760 horas del año, el 46.06% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 50.38% estuvo entre 1000 MW y 1050 MW, y un 3.29% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

INTERVALOS DE DURACIÓN DE CARGA		
COTA DE DEMANDA [MW]	CANTIDAD DE HORAS	PORCENTAJE DE TIEMPO
DEM>1450 MW	4,035.00	46.06%
1000 MW<DEM<1450 MW	4,413.00	50.38%
DEM<1000 MW	288.00	3.29%

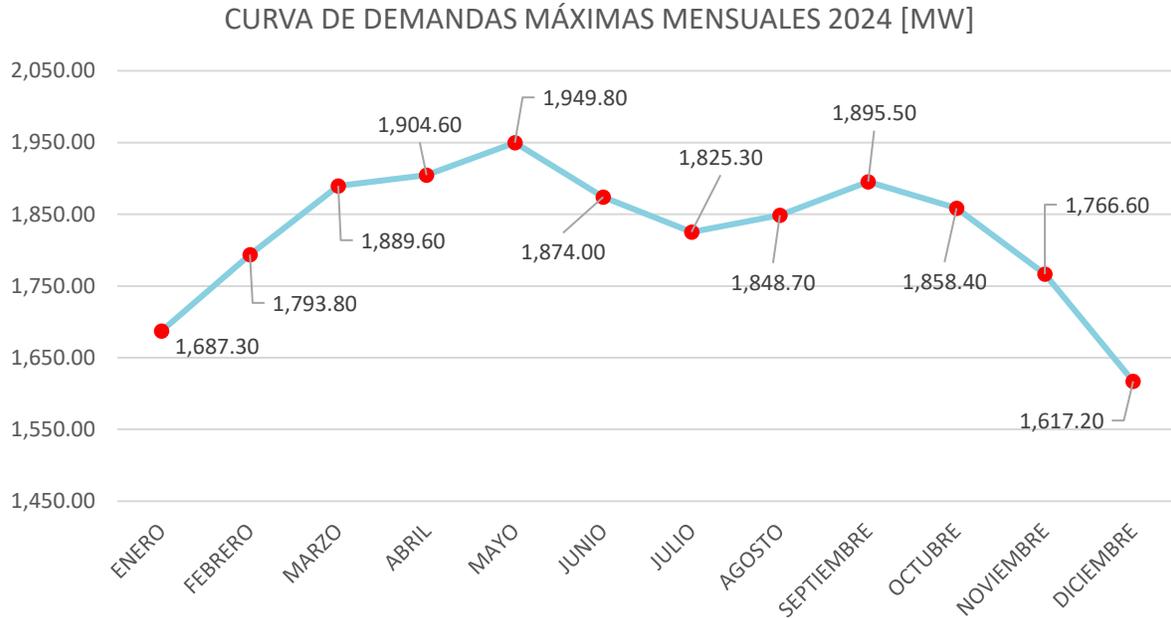
Tabla 6 - Intervalos de duración de carga.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Los datos presentados en la tabla anterior de 2024, al compararlos con los datos de 2023 el porcentaje de la demanda por encima de los 1450 MW incremento 8.85% (37.21% en 2023) de igual forma la demanda entre 1000 MW y 1450 MW disminuyó en 8.84% (59.22% en 2023), lo cual es algo esperado debido al crecimiento natural de la demanda.

5.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2024

Otra forma de analizar el comportamiento de la demanda es describir la demanda máxima de forma estacional para conocer los meses del año donde se presenta la mayor exigencia.



Gráfica 46 - Demanda máxima mensual en Honduras 2024 [MW]

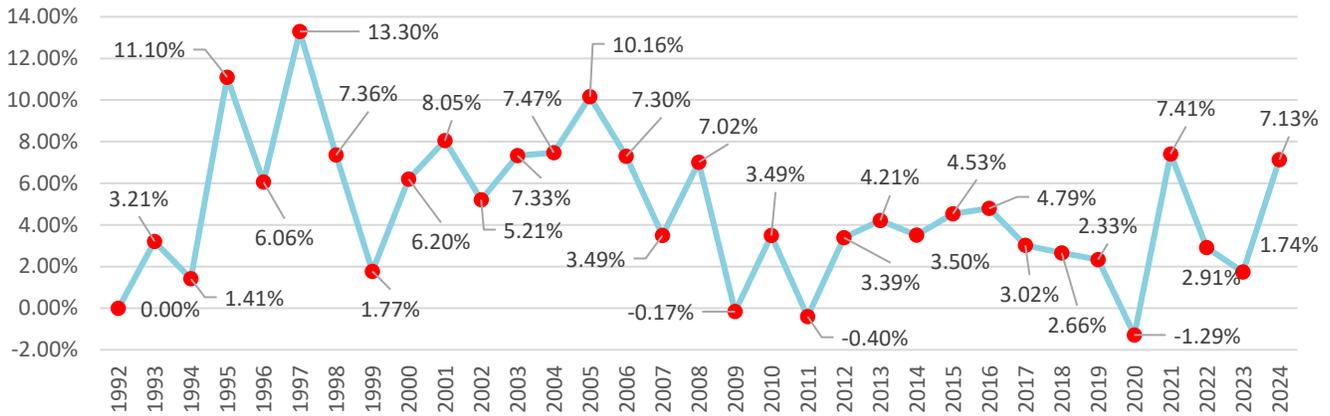
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el mes de diciembre del 2024 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima con 1,617.2 MW, por otro lado, en el mes de mayo se registró la mayor demanda en el sistema eléctrico con 1,949.80MW, sin embargo, en los meses de abril y mayo también se registraron demandas altas, esto se debe a la temporada seca del año ya que hay un mayor uso de equipos de refrigeración en centros comerciales y residencias.

5.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS

Conforme crece la población y el desarrollo económico también crece la demanda eléctrica en el país. El siguiente gráfico representa las tasas de crecimiento histórico de la demanda con respecto al año anterior.

PORCENTAJE DE VARIACIÓN ANUAL DE DEMANDAS MÁXIMAS



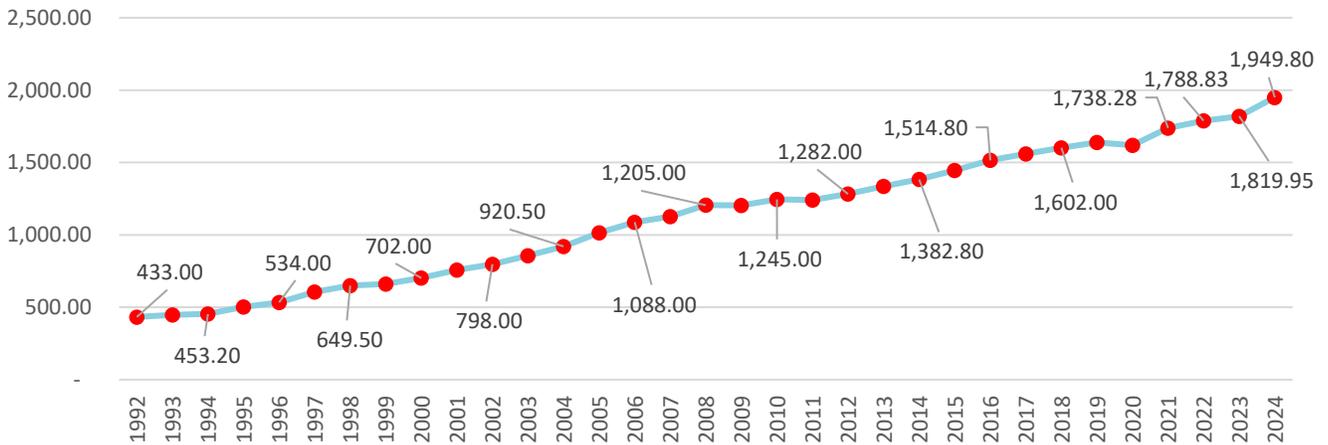
Gráfica 47 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La demanda pico en potencia en 2024 tuvo crecimiento alto con respecto al 2023 siendo de alrededor de un 7.13%.

Adicionalmente se muestra un histórico del comportamiento de las demandas máximas en MW por año desde 1992 hasta 2024.

HISTÓRICO ANUAL DE DEMANDA MÁXIMA [MW]



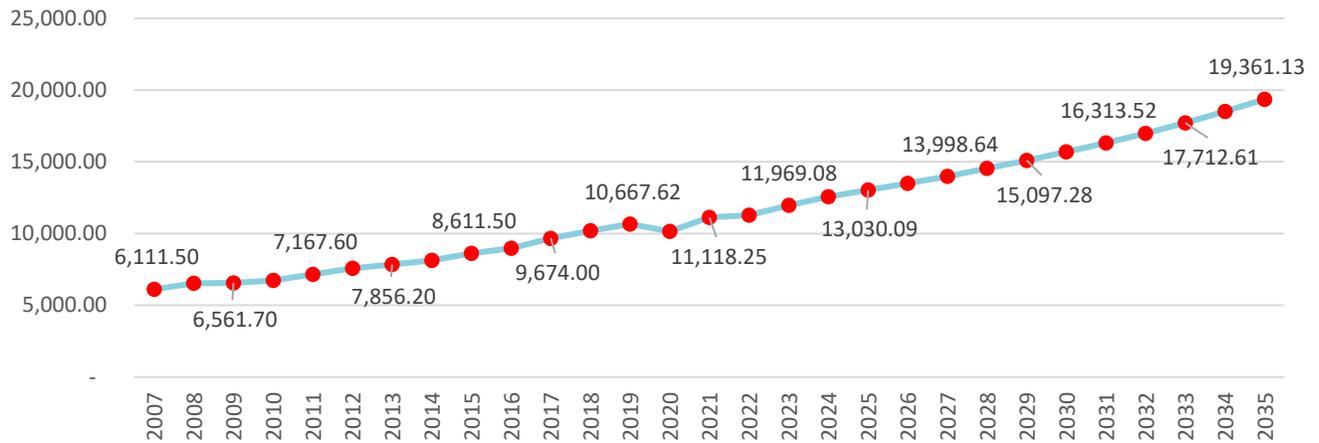
Gráfica 48 -Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2024.

Fuente: ENEE.

5.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS

En la siguiente gráfica se puede observar la proyección de la demanda eléctrica realizada por la Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial, de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA HONDURAS 2025-2035

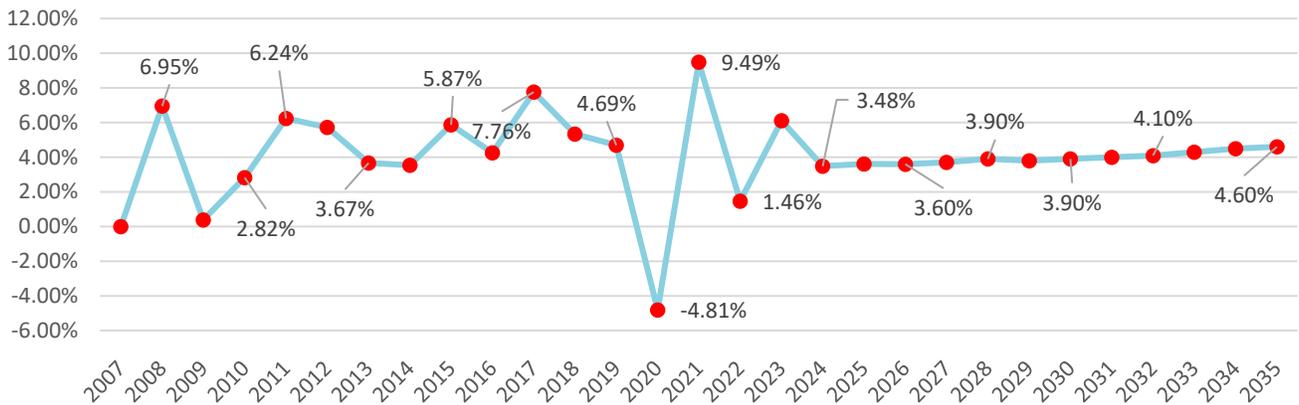


Gráfica 49 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2025-2035.

Fuente: ENEE, SEN y CND

En el siguiente gráfico se presenta el porcentaje de crecimiento de la demanda de energía según la proyección presentada anteriormente.

INCREMENTO PORCENTUAL DE LA DEMANDA POR AÑO



Gráfica 50 - Variación porcentual anual de la proyección de demanda de energía en Honduras.

Fuente: Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial (ENEE)

La demanda de energía eléctrica según la proyección realizada por la ENEE crece hasta 2035 alrededor de un 4% de forma anual.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 6

Precios de la Energía Eléctrica

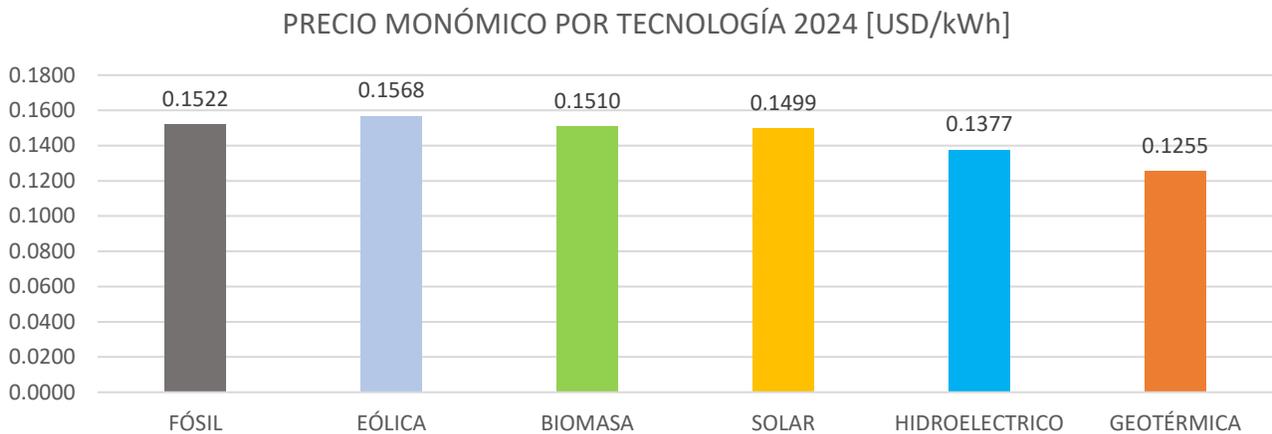
ENERGÍA



En este capítulo se presenta el análisis de estimación de precios promedios de generación por tecnología por concepto de compra de energía eléctrica en el subsector eléctrico. Se ilustran con gráficas comparativas, las variaciones mensuales de precios, también se abordan los consumos de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica en el año 2024.

6.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA

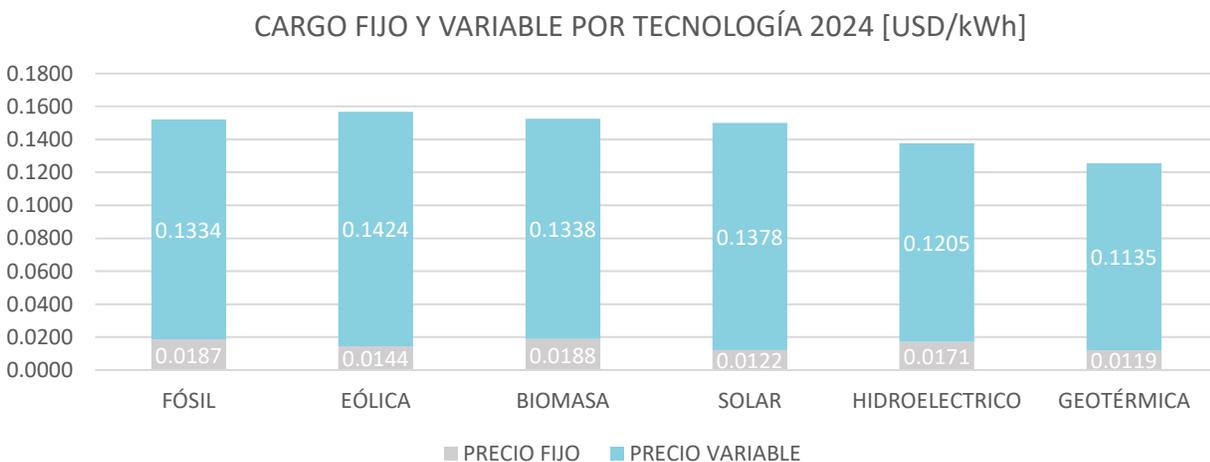
El precio anual de generación de energía eléctrica para 2024 se muestra en la siguiente gráfica. Se puede ver claramente que el mayor precio por kWh proveniente de las fuentes renovables corresponde a la tecnología eólica, por el contrario, el menor precio corresponde a la tecnología geotérmica



Gráfica 51 - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Haciendo el desglose del precio monómico en cargos fijos y variables, tenemos los siguientes resultados:

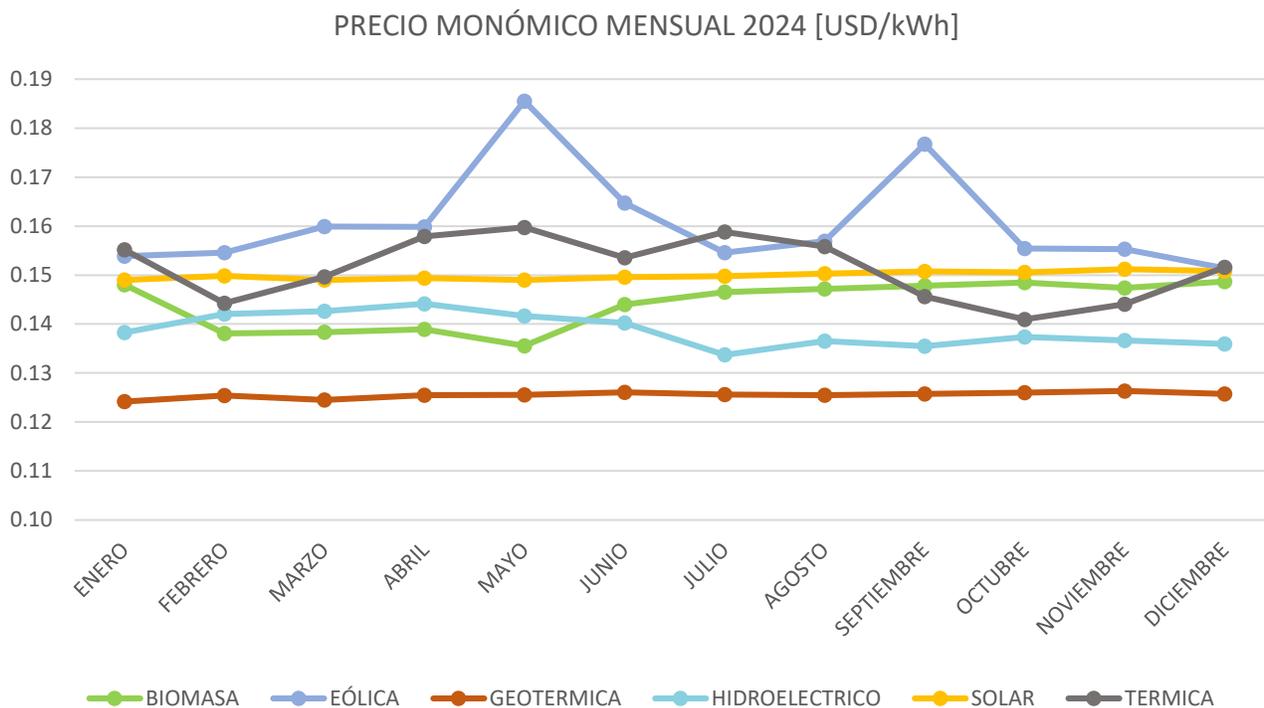


Gráfica 52 – Precios/cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

6.2 PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Mensualmente los precios de la energía varían para algunas tecnologías debido a la estacionalidad o naturaleza del recurso de generación, por ejemplo, la generación a base de combustibles fósiles su cargo variable depende del comportamiento de los precios internacionales de los derivados del petróleo el cual es muy volátil. En la siguiente gráfica se presenta la tendencia que tomaron esos precios según por cada tecnología de generación.



Gráfica 53 - Precio monómico mensual por tecnología 2024

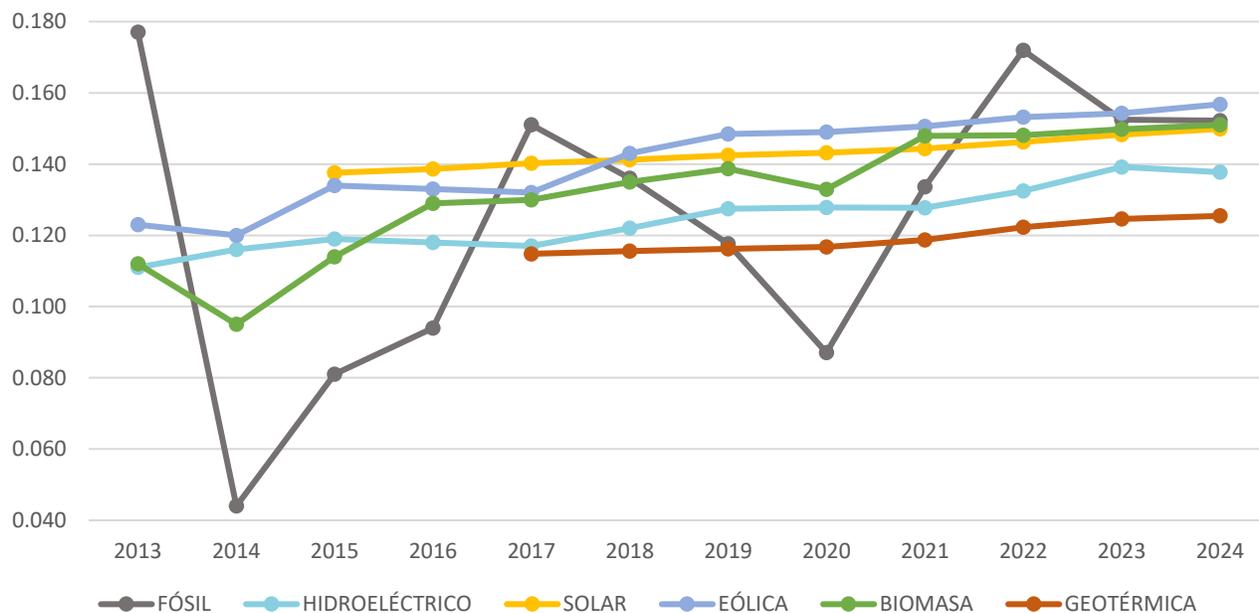
Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

En la gráfica anterior, el repunte en el mes de mayo y septiembre para la tecnología eólica se debe a que en ese mes una de las plantas más importantes presentó un bajo factor de planta lo cual conlleva a que el precio monómico se eleve.

6.3 PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES

En la siguiente gráfica se presenta una serie de datos históricos de los precios monómicos a lo largo de los últimos años (2013-2024). Se puede observar que en promedio los precios de las tecnologías renovables han estado por arriba de los precios provenientes de tecnologías no renovables.

HISTÓRICO DE PRECIOS MONÓMICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 2024 [USD/kWh]



Gráfica 54 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Particularmente, se observa que los precios de las tecnologías a base de combustibles fósiles son altamente volátiles, mientras que las tecnologías renovables se mantienen con variaciones más leves. Este comportamiento se debe a las variaciones de precio de los derivados del petróleo, este factor incide directamente en los cargos variables de este tipo de plantas generadoras.

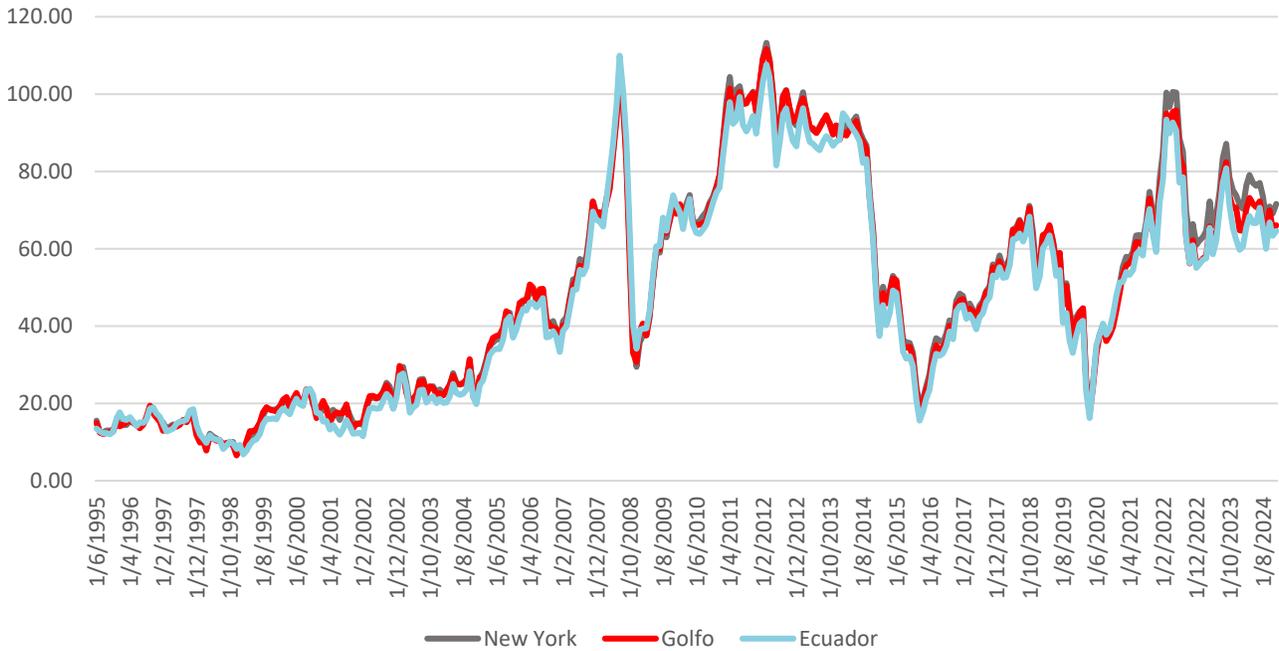
Durante los últimos años los precios monómicos de la generación de la energía eléctrica por tecnología han sufrido muchas variaciones. Por ejemplo, antes del 2012 los precios internacionales de los derivados del petróleo eran elevados, lo cual se reflejaba en los precios de generación de energía eléctrica de las centrales térmicas que funcionan a base de estos, y por ende eran mayores respecto a cualquier otra tecnología.

Estos precios monómicos, principalmente de las fuentes renovables, provienen de la estructura de definición de la forma de pago por concepto de potencia y energía asociada en los contratos PPA firmados en la última década en el país, los cuales conllevan diversos incentivos económicos (así como indexaciones en el tiempo) que hacen el precio base de potencia y energía aumenten en el tiempo.

A continuación, se presenta una gráfica comparativa entre los mercados de New York, El Golfo y Ecuador para los precios históricos del búnker y diésel⁹, se representa el precio en dólares americanos por barril.

⁹ (Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, 2024)

COMPARACIÓN DE PRECIO HISTÓRICO DEL BUNKER [USD/BBL]



Gráfica 55 - Precios históricos promedio del galón de búnker [USD/GAL]

Fuente: Secretaría de Energía

En la siguiente gráfica se muestra el precio histórico promedio del diésel en dólares americanos por barril.

PRECIO HISTÓRICO DEL BARRIL DE DIÉSEL [USD/BBL]

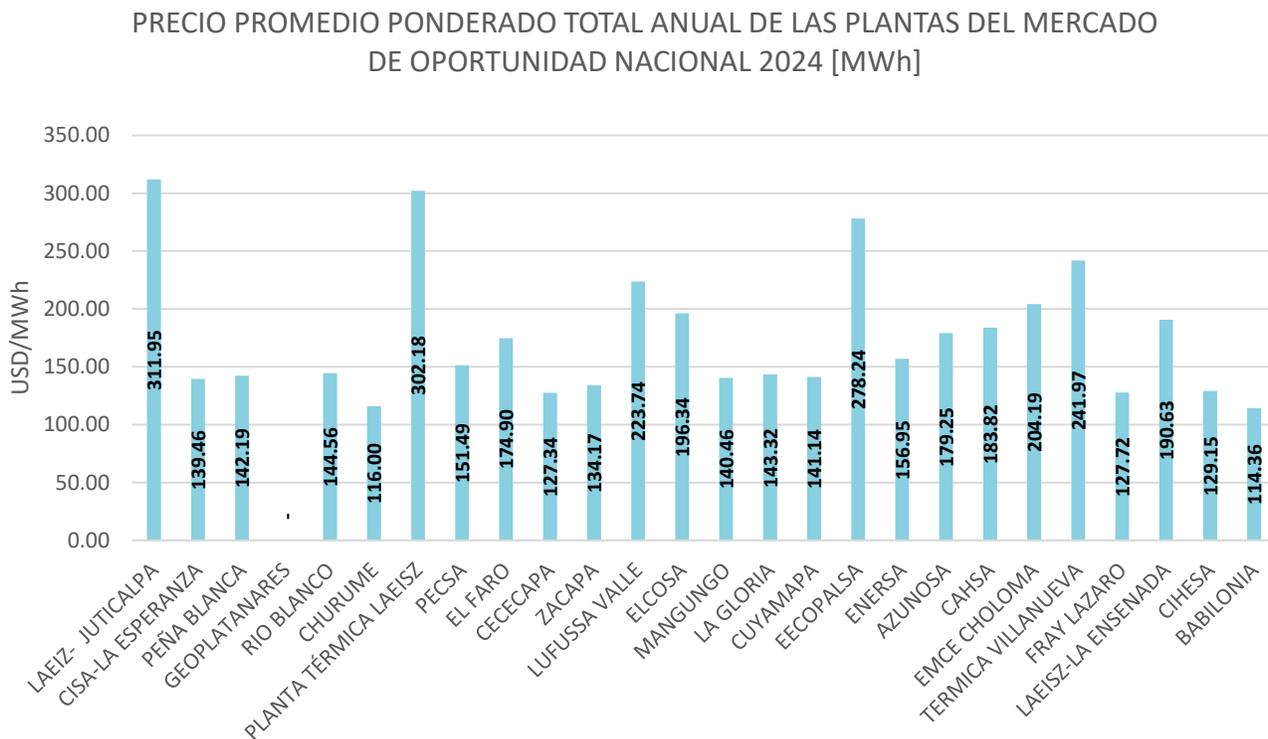


Gráfica 56 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]

Fuente: Secretaría de Energía

6.4 PRECIOS DE LA PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Los precios a los cuales se liquida las plantas del mercado de oportunidad dependen mucho de los costos marginales del nodo o subestación al cual están conectadas, a continuación, se presenta una gráfica con el precio promedio anual al cual se liquidó a cada uno de los generadores que participan en el Mercado de Oportunidad Nacional.



Gráfica 57 - Precios promedio de las plantas del Mercado de Oportunidad Nacional [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (Informes de Operación del Mercado)

Como se puede observar en la gráfica anterior el precio más alto lo tiene la planta térmica Laeisz con un precio promedio ponderado total anual de 311.95 USD/MWh, por el contrario, la más barata fue la planta geotérmica Babilonia con un precio promedio anual de 114.36 USD/MWh, comúnmente las plantas térmicas a base de Diesel son las que marginan en el nodo con los precios más altos. Un hecho importante durante 2024 fue que la planta geotérmica Geoplatañares no participo en el MON.

A continuación, se muestra una tabla que muestra los precios máximos, promedios y mínimos por planta durante 2024:

PRECIOS PROMEDIO, MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL				
PLANTA GENERADORA	LAEIZ- JUTICALPA	CISA-LA ESPERANZA	PEÑA BLANCA	GEOPLATANARES
Precio Promedio	286.95	171.47	152.18	-
Precio Máximo	335.70	340.50	265.90	-
Precio Mínimo	250.70	108.50	101.80	-
PLANTA GENERADORA	EL FARO	CECECAPA	ZACAPA	LUFUSSA VALLE
Precio Promedio	159.32	137.46	151.06	190.20
Precio Máximo	265.90	173.9	270.80	279.60
Precio Mínimo	123.30	104.4	101.70	143.20
PLANTA GENERADORA	RIO BLANCO	CHURUNE	PLANTA TÉRMICA LAEISZ	PECSA
Precio Promedio	152.23	149.86	258.83	139.16
Precio Máximo	266.80	308.90	515.00	247.50
Precio Mínimo	101.90	102.30	47.50	53.00
PLANTA GENERADORA	ELCOSA	MANGUNGO	LA GLORIA	CUYAMAPA
Precio Promedio	169.58	152.75	152.30	188.68
Precio Máximo	269.40	273.30	272.00	417.00
Precio Mínimo	104.10	100.40	97.50	100.20
PLANTA GENERADORA	EECOPALSA	ENERSA	AZUNOSA	CAHSA
Precio Promedio	126.04	152.44	179.25	180.58
Precio Máximo	272.10	269.00	268.60	259.10
Precio Mínimo	102.30	113.00	113.80	121.30
PLANTA GENERADORA	EMCE CHOLOMA	TERMICA VILLANUEVA	FRAY LAZARO	LAEISZ-LA ENSENADA
Precio Promedio	180.95	217.32	129.79	160.43
Precio Máximo	280.40	310.90	199.70	280.70
Precio Mínimo	111.90	107.70	102.30	120.20
PLANTA GENERADORA	CIHESA	BABILONIA		
Precio Promedio	137.80	133.38		
Precio Máximo	251.30	310.30		
Precio Mínimo	88.10	78.10		

Tabla 7 - Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh]¹⁰

Fuente: Centro Nacional de Despacho(Informes de Operación del Mercado)

La planta térmica Laeisz alcanzo el precio más alto llegando a 515 USD/MWh en el mes de julio, por otro lado, el precio mínimo registrado en el 2024 fue de la central de biomasa BABILONIA en el mes de diciembre con 78.1 USD/MWh.

¹⁰ Los precios promedio de la tabla 7 son la media geométrica de todos los datos de precios del Mercado de Oportunidad por planta, por lo tanto, van a diferir del promedio ponderado de la gráfica 55.

6.5 COSTOS MARGINALES DEL SIN

El costo marginal es una variable muy interesante y sumamente importante en la teoría económica al momento de analizar el comportamiento de los mercados eléctricos, en el despacho óptimo de generación se define el costo marginal como el costo variable del último generador que entra en operación para cubrir la demanda de energía eléctrica según el orden de despacho económico por orden de mérito en función de los costos variables (del más barato al más caro), por lo tanto, es el costo variable del generador más caro que está en operación para satisfacer la demanda en un nodo de un determinado momento.

En el mercado de contratos del MEN, los precios utilizados para realizar la liquidación con cada agente de mercado por la potencia y energía asociada brindada al sistema están función de precios bases de potencia y energía los cuales forman parte de fórmulas establecidas en acuerdos contractuales pactados entre los generadores privados y la empresa distribuidora ENEE.

Sin embargo, para el caso del mercado de oportunidad, el precio de referencia que se utiliza para liquidar la energía a las plantas mercantes es igual al costo marginal horario calculado por el Centro Nacional de Despacho calculado hora a hora producto del despacho económico para suplir la demanda de energía eléctrica, dentro de este proceso es importante entender que existe un predespacho, operación en tiempo real y posterior al despacho. El precio de referencia que se utiliza para liquidar la potencia a las plantas mercantes es un valor fijo igual 8.78 USD/kW-mes.

6.5.1 COSTO MARGINAL PROMEDIO DIARIO

El comportamiento de los costos marginales varía hora a hora y está fuertemente ligado a la tendencia de la curva de demanda, analizar esta variable puede llegar a ser bastante complejo debido a que no solamente se mide de forma horaria en el mercado eléctrico nacional, sino a que además este es calculado por nodo o barra del sistema interconectado nacional debido a que la oferta (generadores) están ubicados en diferentes puntos de entrega de energía eléctrica, adicionalmente a eso está vinculado la tecnologías de generación por nodo así como su estacionalidad durante todo el año tanto de la de la demanda como la oferta.

A continuación, se muestra una gráfica del costo marginal promedio para todo el sistema interconectado nacional:



Gráfica 58 - Costo marginal promedio por hora 2024 [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Como se observa en la gráfica anterior el costo marginal del sistema de generación es más alto en horas de la noche y esto tiene una explicación muy lógica, el pico de demanda comprendido entre las 18:00 y las 21:00 horas es más alto debido a que a esa hora las personas regresan a sus hogares y realizan diversas actividades como utilizar iluminación, cocinar la cena, duchas al final del día etc. En el capítulo 5 se describió más a detalle las características de la demanda.

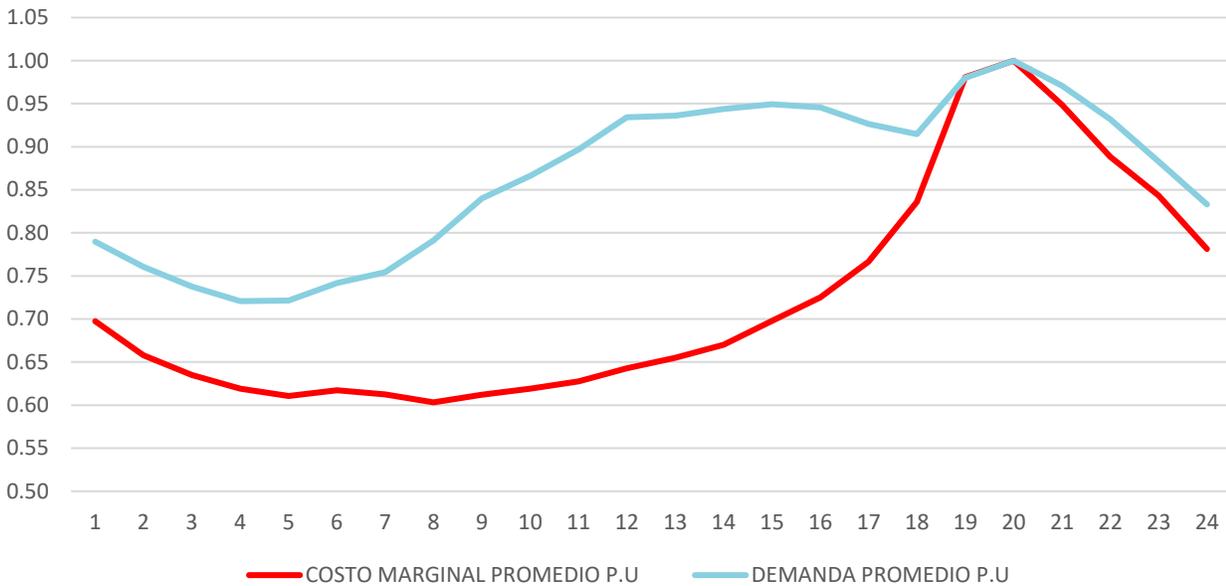
A continuación se muestra tabla ilustrativa acerca del comportamiento de los costos marginales en promedio de todo el sistema en p.u. en cuanto a su máxima y mínima exigencia.

Tabla 8 Comportamiento horario y estacional de los costos marginales promedios del SIN durante 2024

MES/HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	0.35	0.31	0.41	0.51	0.72	0.42	0.33	0.33	0.31	0.29	0.29	0.24
1	0.34	0.31	0.4	0.46	0.6	0.39	0.32	0.32	0.31	0.29	0.29	0.22
2	0.34	0.3	0.38	0.42	0.57	0.38	0.32	0.32	0.3	0.28	0.29	0.2
3	0.34	0.3	0.36	0.41	0.54	0.37	0.32	0.32	0.3	0.28	0.29	0.19
4	0.34	0.3	0.36	0.39	0.5	0.37	0.32	0.32	0.3	0.28	0.29	0.19
5	0.34	0.31	0.36	0.39	0.51	0.37	0.32	0.32	0.3	0.28	0.29	0.21
6	0.34	0.3	0.36	0.39	0.48	0.37	0.32	0.31	0.3	0.29	0.29	0.23
7	0.34	0.3	0.34	0.37	0.46	0.36	0.32	0.32	0.3	0.29	0.29	0.23
8	0.32	0.3	0.34	0.38	0.48	0.37	0.32	0.32	0.3	0.29	0.29	0.26
9	0.32	0.3	0.34	0.39	0.5	0.38	0.33	0.32	0.3	0.29	0.29	0.27
10	0.32	0.3	0.34	0.4	0.52	0.38	0.33	0.33	0.31	0.29	0.29	0.27
11	0.32	0.3	0.35	0.42	0.54	0.4	0.33	0.33	0.31	0.29	0.29	0.27
12	0.33	0.3	0.35	0.45	0.56	0.42	0.33	0.33	0.31	0.29	0.3	0.27
13	0.33	0.3	0.36	0.47	0.58	0.45	0.33	0.33	0.31	0.29	0.3	0.28
14	0.34	0.3	0.37	0.49	0.69	0.46	0.33	0.33	0.32	0.29	0.3	0.28
15	0.34	0.31	0.38	0.53	0.74	0.48	0.34	0.34	0.32	0.3	0.31	0.28
16	0.36	0.32	0.44	0.57	0.83	0.49	0.35	0.34	0.34	0.3	0.31	0.29
17	0.43	0.35	0.54	0.65	0.91	0.49	0.35	0.35	0.35	0.32	0.35	0.29
18	0.5	0.4	0.73	0.85	0.98	0.57	0.36	0.42	0.46	0.35	0.39	0.29
19	0.47	0.4	0.8	0.9	1	0.58	0.37	0.43	0.46	0.35	0.36	0.29
20	0.39	0.39	0.74	0.85	0.99	0.57	0.36	0.41	0.43	0.34	0.32	0.28
21	0.37	0.35	0.63	0.82	0.98	0.54	0.34	0.37	0.38	0.31	0.31	0.28
22	0.36	0.33	0.55	0.78	0.97	0.49	0.34	0.35	0.35	0.31	0.31	0.28
23	0.35	0.32	0.48	0.67	0.89	0.45	0.33	0.34	0.32	0.29	0.3	0.27

Por otro lado, al analizar la tendencia de los costos marginales promedios y los cotejamos con la curva de demanda promedio se observa lo siguiente:

COMPARACIÓN DE TENDENCIAS HORARIAS P.U-COSTO MARGINAL VS DEMANDA



Gráfica 59 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal horario vrs Demanda horaria.

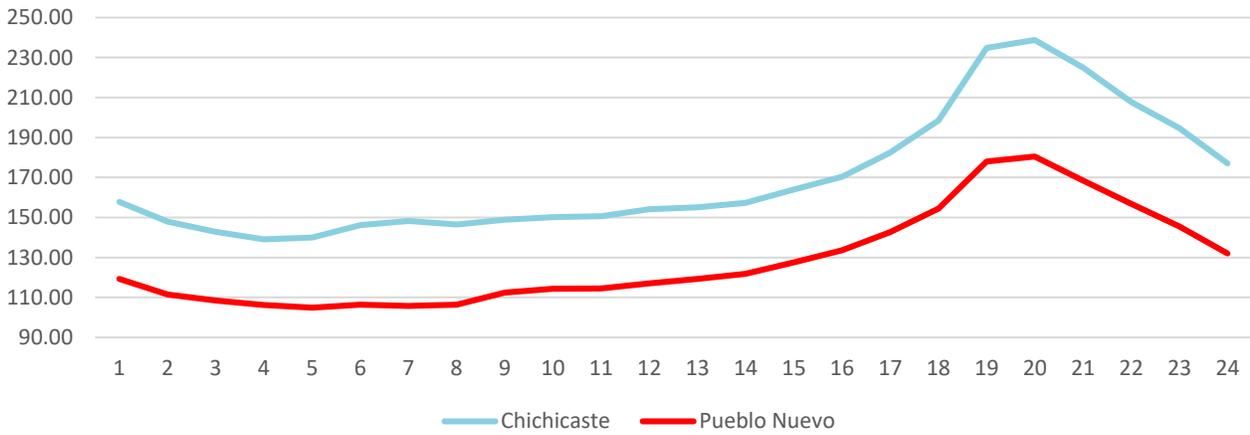
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La grafica anterior muestra la correlación que existe entre la curva de demanda y la curva de los costos marginales, siendo así, se observa claramente que en las horas de la ventana del crecimiento de la demanda hasta llegar al pico durante el día, los costos marginales no siguen en la misma proporción a la demanda, lo anterior se debe justamente por lo explicado en el Capítulo 2 subsección 2.3 (Curvas de generación diarias) acerca de que las plantas solares generan en la ventana de tiempo comprendida entre las 7:00 y 18:00 horas aproximadamente y dado que Honduras cuenta con una alta participación de tecnologías solares fotovoltaicas cuyo costo variable de generación es cero, en el despacho económico no es necesario despachar centrales térmicas con un alto costo variable durante el día. En horas de la madrugada previo al amanecer se observa un efecto similar por la generación eólica en el país, es por ello que aunque la demanda empieza a crecer en las primeras horas los costos marginales se mantienen casi constantes el mismo efecto de las energías renovables variables en el despacho económico explicado anteriormente.

Por otro lado, si se observa el comportamiento del pico de demanda de la noche, la relación que existe entre la demanda y los costos marginales del sistema es bastante similar, debido a que la demanda crece y alcanza su pico máximo y los costos marginales crecen en la misma proporción por el efecto de ya no contar el recurso renovable en la ventana de demanda del día lo que conlleva a arrancar plantas de generación térmica en mayor exigencia.

Continuando con el análisis, los costos marginales se calculan para cada nodo del sistema eléctrico de potencia, en el caso de Honduras para cada subestación. El costo marginal varía según el nodo y la generación/demanda de este, a continuación, se presenta una gráfica comparativa entre el nodo más barato y el más caro para el 2024.

COSTO MARGINAL PROMEDIO DIARIO DEL NODO MÁS CARO VS NODO MÁS BARATO [USD/MWh]

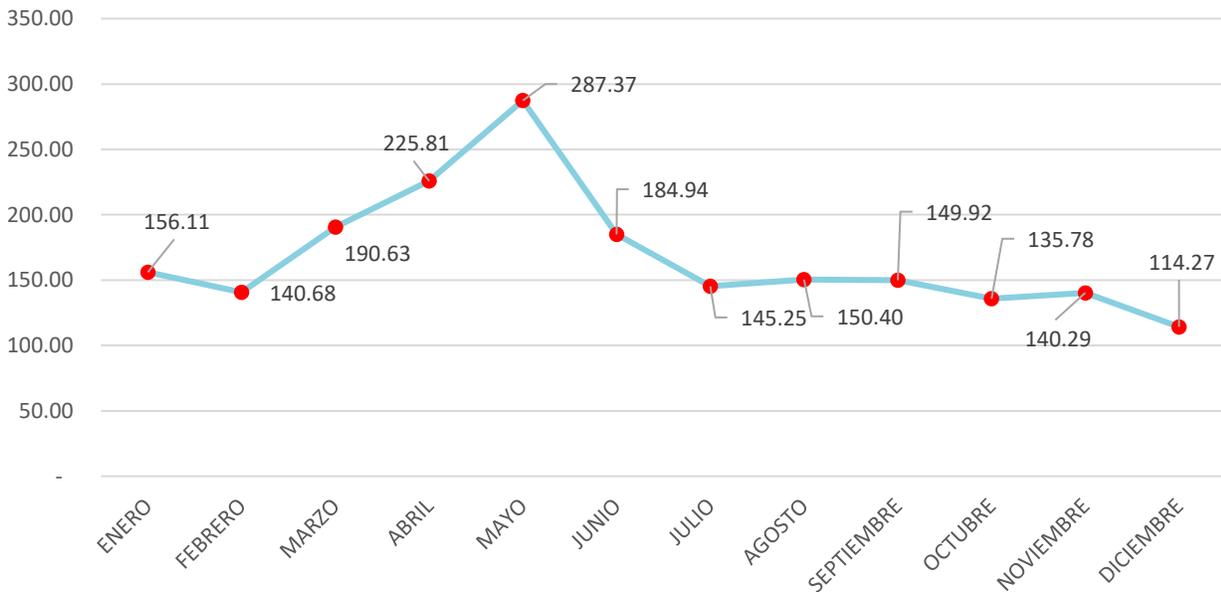


Gráfica 60 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En promedio, el nodo el Chichicaste tiene los costos marginales más altos (no obstante, existen otros nodos que en momentos cortos y específicos de operación del sistema pueden tener costos marginales mucho más altos), siendo así durante 2024 en el nodo de Chichicaste los picos del costo marginal llegaron a 476.83 USD/MWh en el mes de marzo durante el pico de la noche (entre las 18:00h y 20:00h).

COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL DEL NODO CHICHICASTE 2024 [USD/MWh]

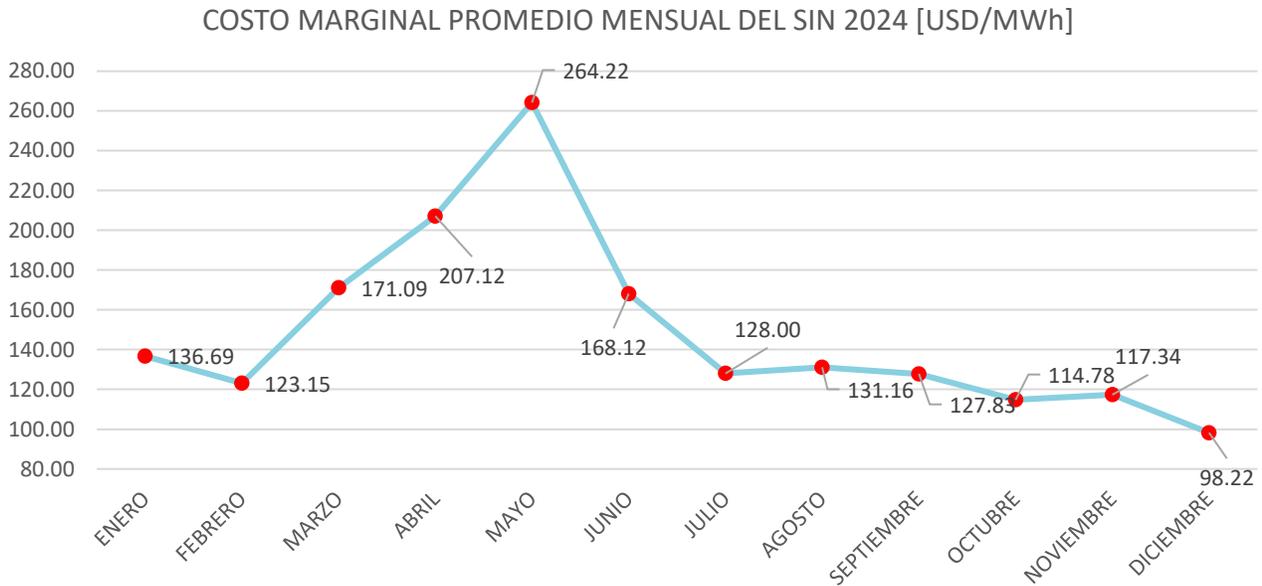


Gráfica 61 - Costo marginal máximo mensual del nodo Chichicaste [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

6.5.2 COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL

Al analizar el costo marginal promedio de todo el sistema de manera mensual se obtiene el siguiente comportamiento:



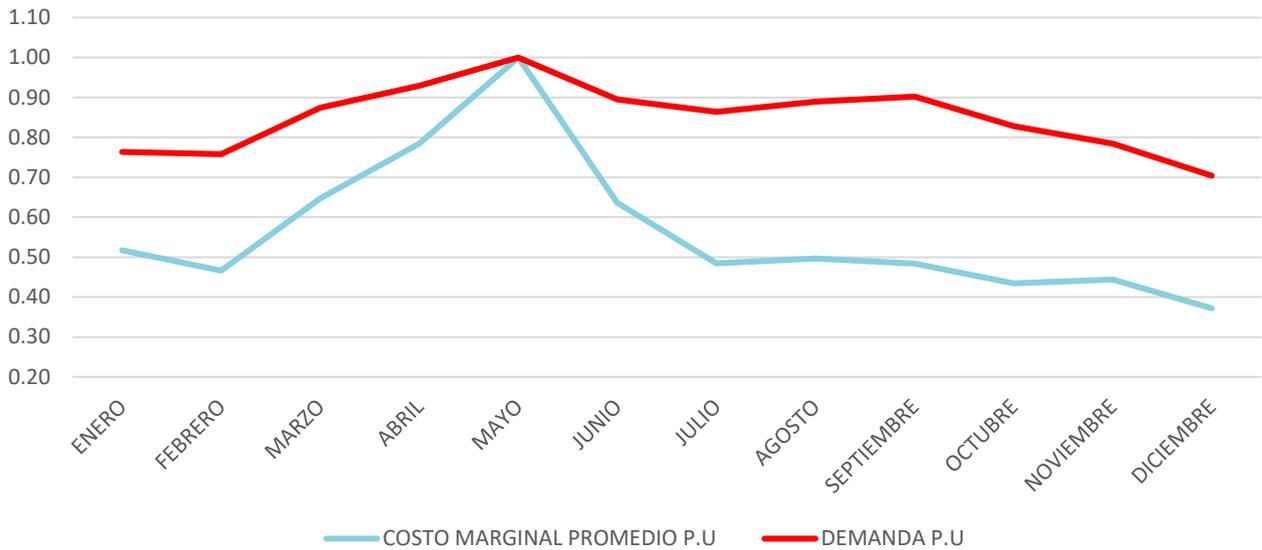
Gráfica 62 - Costo marginal mensual promedio 2024[USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Claramente se observa que la estación seca en el año, en donde adicionalmente son meses de mayor demanda eléctrica producto de las altas temperaturas, se tiene un efecto considerable en el comportamiento de los costos marginales que se traduce como un aumento creciente desde marzo hasta mayo.

Al comparar la gráfica anterior en valores p.u con la curva mensual de demanda de energía en p.u se nota que al igual que con las curvas diarias estas dos variables tienen aproximadamente la misma tenencia. A continuación, se muestra lo descrito:

COMPARACIÓN DE TENDENCIAS P.U COSTO MARGINAL PROMEDIO VS DEMANDA



Gráfica 63 - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Finalmente, es importante mencionar que los costos marginales se ven influenciados directamente por los costos variables de generación, y estos a su vez por los precios internacionales de los derivados del petróleo (Bunker y Diesel), es por ello que los conflictos bélicos en el medio oriente tienen un efecto negativo que se refleja en un aumento en los costos de generación de las tecnologías que funcionan a base de bunker y Diesel.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 7

Clientes del Servicio Eléctrico

SEEA

FARMACIAS
unto  Farma
DOMICILIO
2280-8800
9455-1955
www.untofarma.hn

servicio 
DOMICILIO
2280-8800
9455-1955
www.untofarma.hn

En este capítulo se hará un análisis de los clientes conectados al SIN, de la energía eléctrica facturada por sector de consumo de la empresa distribuidora ENEE y también se presentan estadísticas de consumo per cápita de forma diaria, mensual y anual.

7.1 NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO

En el sistema de ENEE distribución a final de diciembre de 2024 se registran un número aproximado de 2,107,569¹¹ clientes habiendo tomado en cuenta todos los sectores de consumo para ese año. El 92.19% pertenecen al sector residencial con un número de 1,943,062 abonados, el sector comercial posee un 6.85% de los abonados, lo que representa 144,399 abonados. Los demás sectores de consumo en cuanto al número de abonados porcentualmente están por debajo del 1%, sin embargo, esto no significa que su consumo de energía eléctrica no sea representativo.

NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2024		
SECTOR	NO. CLIENTES	PORCENTAJE
Residencial	1,943,062	92.19%
Servicio Comunitario	672	0.03%
Comercial	144,399	6.85%
Industrial	474	0.02%
Gobierno	14,699	0.70%
Municipalidad	4,263	0.20%
TOTAL	2,107,569	100.00%

Tabla 9 - Clientes por sector de consumo 2024.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO

El mayor consumo de energía eléctrica en el 2024 se encuentra en el sector residencial representando un 46.53% (3,305.11GWh), seguidamente le siguen el sector comercial e industrial con 24.33% (1,728.04GWh) y 23.29% (1,653.94GWh) respectivamente. A continuación, se muestra una tabla resumen con el resto de los sectores de consumo:

ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO (GWh) 2024		
TIPO DE TARIFA	TOTAL	PORCENTAJE
Residencial	3,305.11	46.53%
Servicio Comunitario	54.25	0.76%
Comercial	1,728.04	24.33%
Industrial	1,653.94	23.29%
Gobierno	311.88	4.39%
Municipalidad	49.39	0.70%
TOTAL	7,102.61	100.00%

¹¹ De acuerdo con los análisis por la SEN en los informes de cobertura y acceso a la electricidad en Honduras elaborado año a año, existen un número mayor de clientes ENEE, pero estos no cuentan con medidor, por lo que, no aparecen en la base de datos comercial de ENEE Distribución en el dato reportado.

Tabla 10 - Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2024.

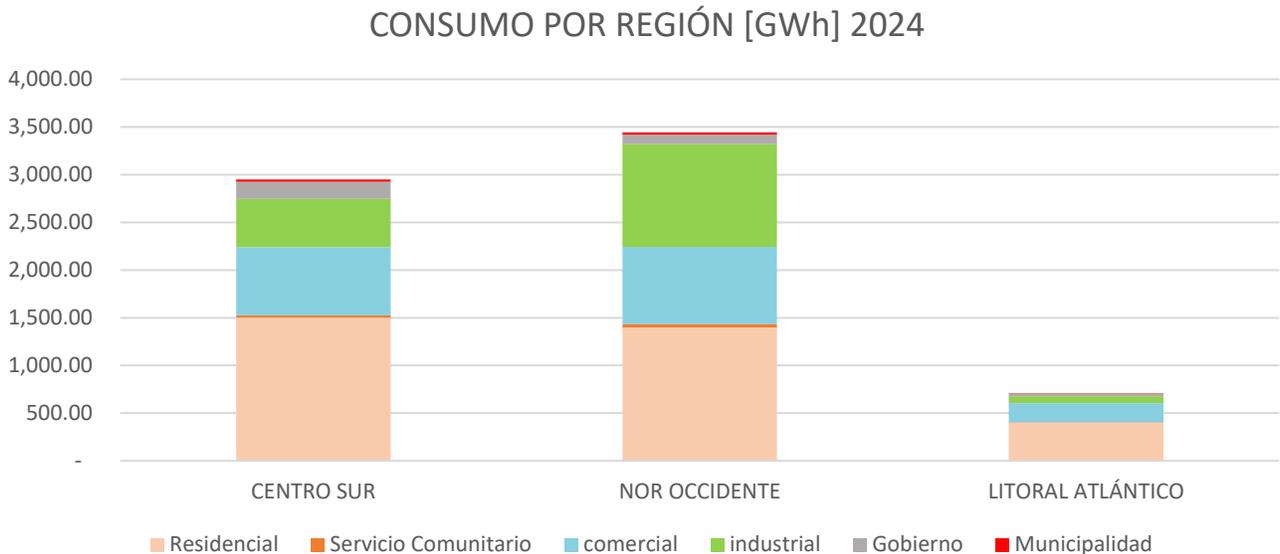
Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

El cuadro anterior es una muestra de lo descrito al inicio de esta sección, es decir, por ejemplo, para el caso específico del sector industrial, aunque represento en 2024 solo un 0.02% del total del número de clientes, representan en consumo de energía eléctrica un 23.29% del total consumido por todos los sectores en 2024.

7.3 VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS

En Honduras la demanda energía eléctrica se puede caracterizar según la región de consumo. Por ejemplo, en la zona noroccidental del país se encuentra la mayor parte de consumidores industriales, lo que resulta en un mayor consumo en comparación a las demás regiones.

Para el año 2024, el consumo de energía eléctrica del sector industrial, así como comercial, fue mayor en la región noroccidental. Sin embargo, el mayor consumo residencial se dio en la región centro sur. En la siguiente gráfica se pueden observar los totales de consumo por región del país.



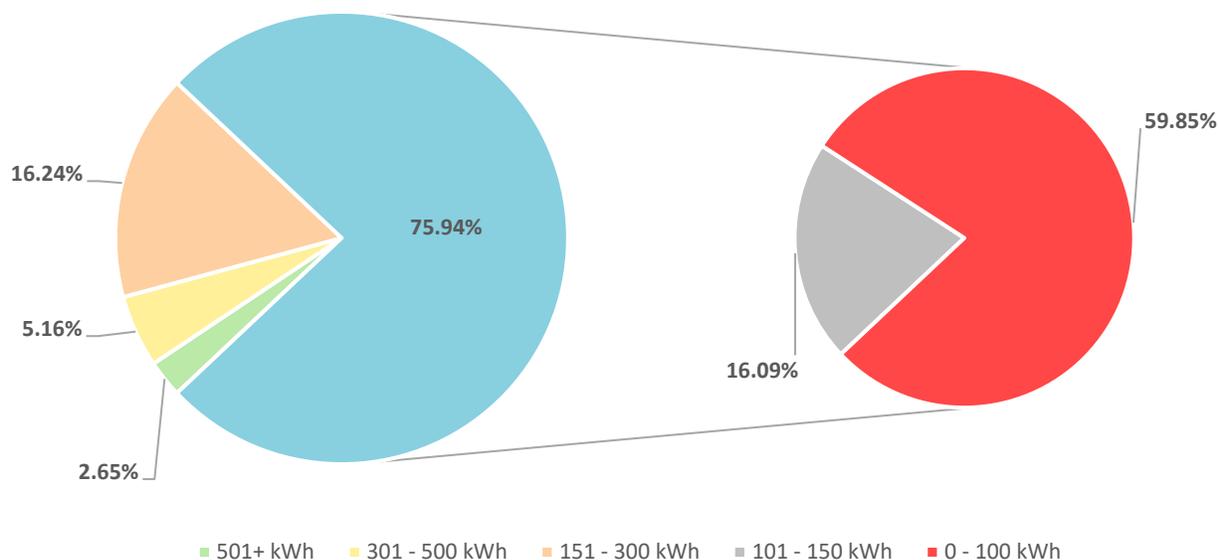
Gráfica 64 – Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2024.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

A pesar de la pequeña cantidad de clientes industriales, el consumo energético que estos representan es bastante significativo incluso comparable con el sector comercial residencial.

Por otro lado, al tomar el sector residencial y hacer una estratificación por rango de consumo se tiene lo siguiente los siguientes resultados:

PORCENTAJE DE CLIENTES POR RANGO DE CONSUMO EN EL SECTOR RESIDENCIAL



Gráfica 65 - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial 2024.

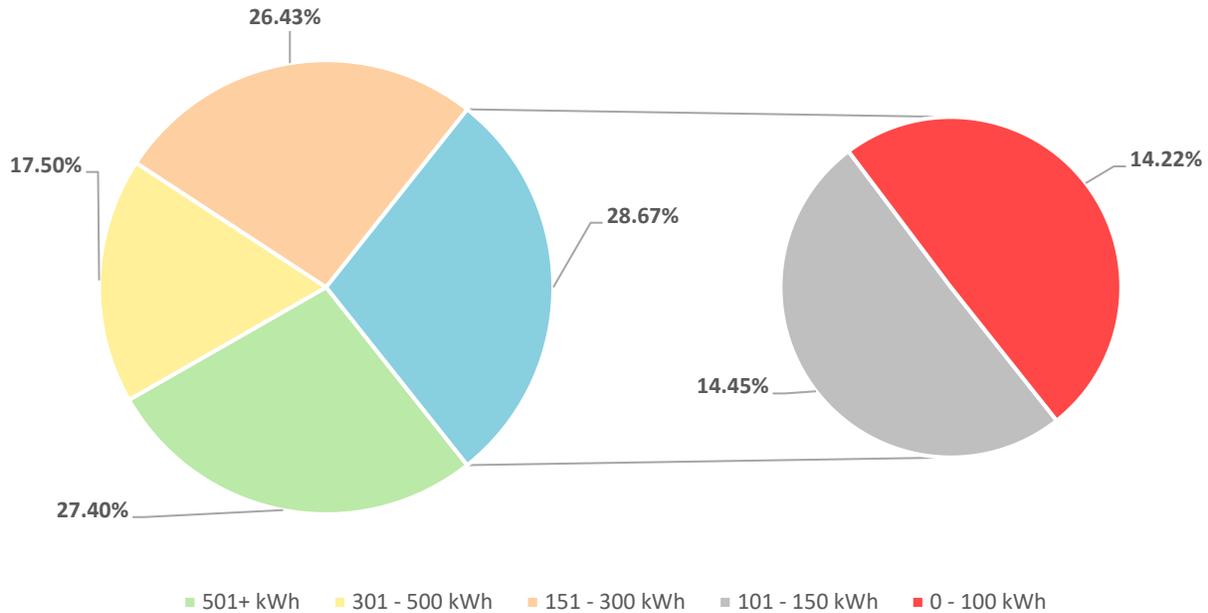
Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En la gráfica anterior se puede observar que el mayor número de clientes a nivel residencial se encuentra entre los usuarios que consumen de 0 kWh a 150 kWh representando un 75.94% del total. Sin embargo, de ese 75.94% el mayor número de abonados, 1,163,003.00 clientes, consumen un rango de 0 a 100 kWh; representando el 59.85% del total de clientes residenciales, lo anterior en 2024.

Por otro lado, un 2.65% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh al mes en 2024, ese 2.65% represento a diciembre de 2024 en 51,578. clientes con alto consumo en el sector residencial.

A continuación, se muestra la relación por franja de consumo en función de la energía eléctrica:

PORCENTAJE DE ENERGÍA POR RANGO DE CONSUMO EN EL SECTOR RESIDENCIAL



Gráfica 66 - Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En la gráfica se observa que, al hacer la relación dentro del sector residencial por franja de consumo, aunque solo un 2.65% del total de clientes residenciales se encuentran en un consumo por arriba de 500 kWh mensuales en 2024, ese pequeño porcentaje representa un 27.40% de la energía total consumida en el sector residencial, y el mayor consumo alrededor de un 28.67% se encuentra en la franja de 0-150 kWh.

7.4 CONSUMO PER CÁPITA

El consumo per cápita se conoce el consumo total de energía eléctrica de un país o región dividido por el número de sus habitantes en determinado periodo de tiempo. Es un indicador que permite conocer los índices de consumo de energía eléctrica en una población. A continuación, se muestra el consumo per cápita de energía eléctrica, diario, mensual y anual a partir del año 2015 hasta el 2024.

Estadísticas históricas per cápita

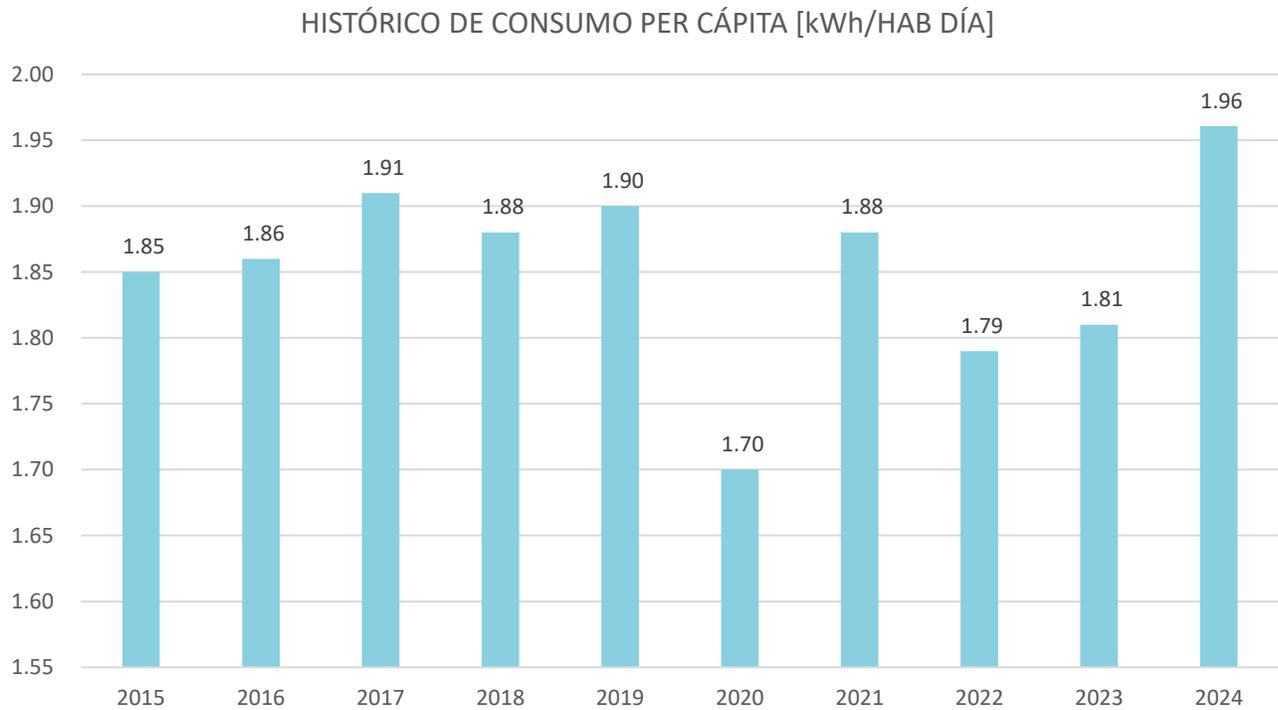
Año	Población	Consumo anual [kWh]	kWh/Hab día	kWh/Hab mes	kWh/Hab año
2015	8,576,532	5,803,406,594.00	1.85	56.39	676.66
2016	8,721,014	5,907,555,961.00	1.86	56.45	677.39
2017	8,866,351	6,176,347,689.00	1.91	58.05	696.61
2018	9,012,229	6,190,290,929.00	1.88	57.24	686.88
2019	9,158,345	6,355,540,106.00	1.90	57.83	693.96
2020	9,304,380	5,783,756,965.00	1.70	51.80	621.62
2021	9,568,736	6,580,820,600.00	1.88	57.31	687.74

2022	9,597,739	6,287,528,519.00	1.79	54.59	655.11
2023	9,745,149	6,440,875,167.00	1.81	55.08	660.93
2024	9,898,279	7,083,683,796.00	1.96	59.64	715.65

Tabla 11 – Estadísticas históricas de consumo per cápita.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En cuanto al histórico del consumo per cápita, en la siguiente gráfica muestra un cálculo realizado desde 2015 a 2024:



Gráfica 67 - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/Hab día]

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En 2024, el cálculo resulta en 1.96 (kWh/Hab al día), un valor mayor que 2023, esto puede significar que cada persona está utilizando más energía de lo que lo hacía antes. Esto se traduce en un mayor uso de recursos energéticos por habitante, lo que a su vez puede tener impactos significativos en el medio ambiente y en la economía.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 8

Tarifas Eléctricas

ANÁLISIS



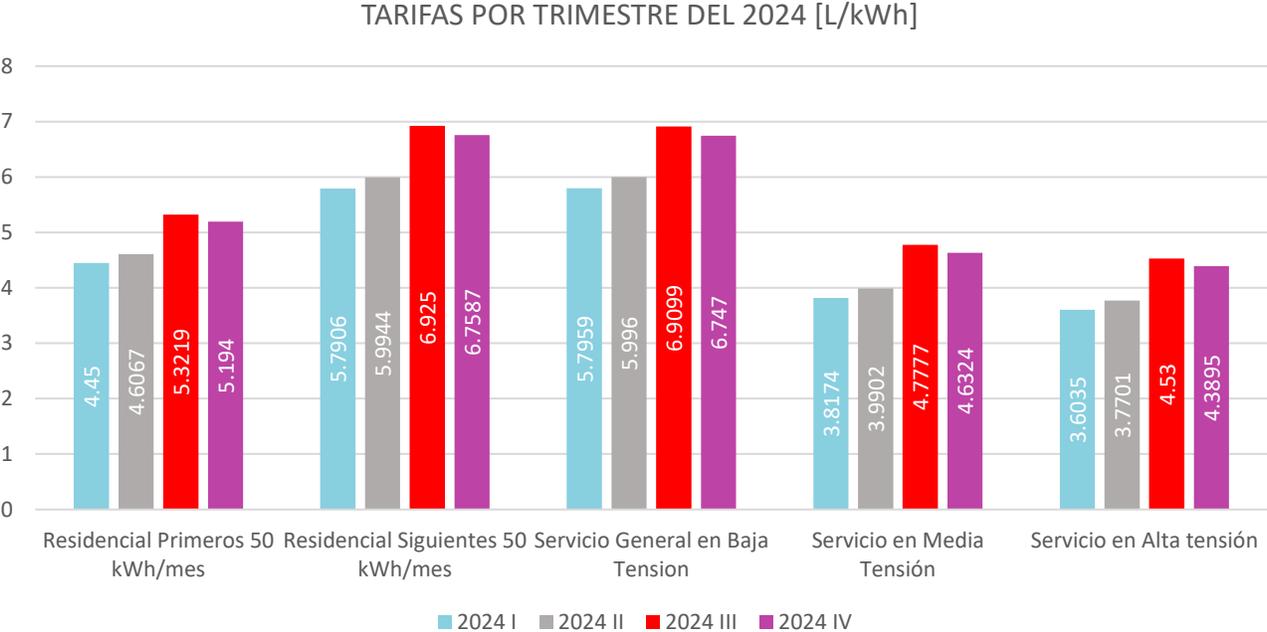
En el año 2016 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) hizo público El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (Eléctrica, 2016) definiendo así, una nueva estructura tarifaria en función del nivel de tensión al cual se conecta un cliente regulado. Anterior a este esquema existía una clasificación denominada tarifa A, B, C, D y E que comprendía a cada sector de consumo (Residencial, Comercial, Industrial y entes gubernamentales) sin embargo esta fue reemplazada.

La estructura tarifaria vigente en Honduras desde 2016 se basa en cuatro clasificaciones; a) servicio residencial en baja tensión, b) servicio general en baja tensión, c) servicio en media tensión y d) servicio en alta tensión. Los clientes que se encuentra en el servicio general de baja tensión son los denominados clientes comerciales, mientras que en el servicio de media y alta tensión están posicionados los clientes Industriales.

8.1 PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2024

La CREE trimestralmente actualiza las tarifas para cada uno de los usuarios regulados del sistema con una metodología de cálculo ya establecida en el Reglamento de Tarifas (Eléctrica C. R., Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148, 2019) con el fin de reflejar los costos reales de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a lo largo del tiempo.

A continuación, se muestra una gráfica con los precios de la energía eléctrica para cada tipo de usuario regulado.



Gráfica 68 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2024.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

A continuación, se presentan los datos presentados en la gráfica anterior en forma de tabla.

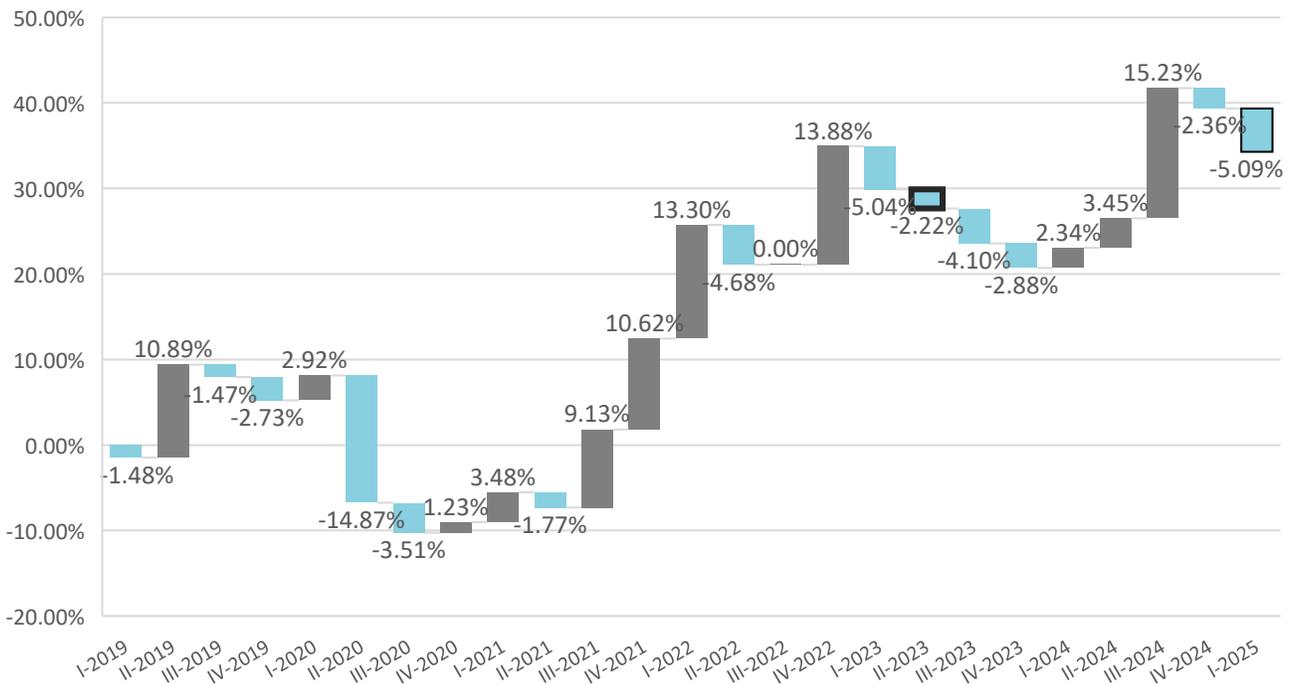
Año	2024			
	Trimestre	I	II	III
Residencial Primeros 50 kWh/mes	4.450	4.607	5.322	5.194
Residencial Siguietes 50 kWh/mes	5.791	5.994	6.925	6.759
Servicio General en Baja Tensión	5.796	5.996	6.910	6.747
Servicio en Media Tensión	3.817	3.990	4.778	4.632
Servicio en Alta tensión	3.604	3.770	4.530	4.390

Tabla 12 – Tarifas trimestres del 2024 [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

El 2024 se cerró con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (5.194 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (6.759 L/kWh), servicio general en baja tensión (6.747 L/kWh), servicio en media tensión (4.632 L/kWh) y servicio en alta tensión (4.39 L/kWh). En la siguiente gráfica se presenta la variación histórica promedio de las tarifas por trimestre desde 2019 a la fecha:

VARIACIÓN PORCENTUAL DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS



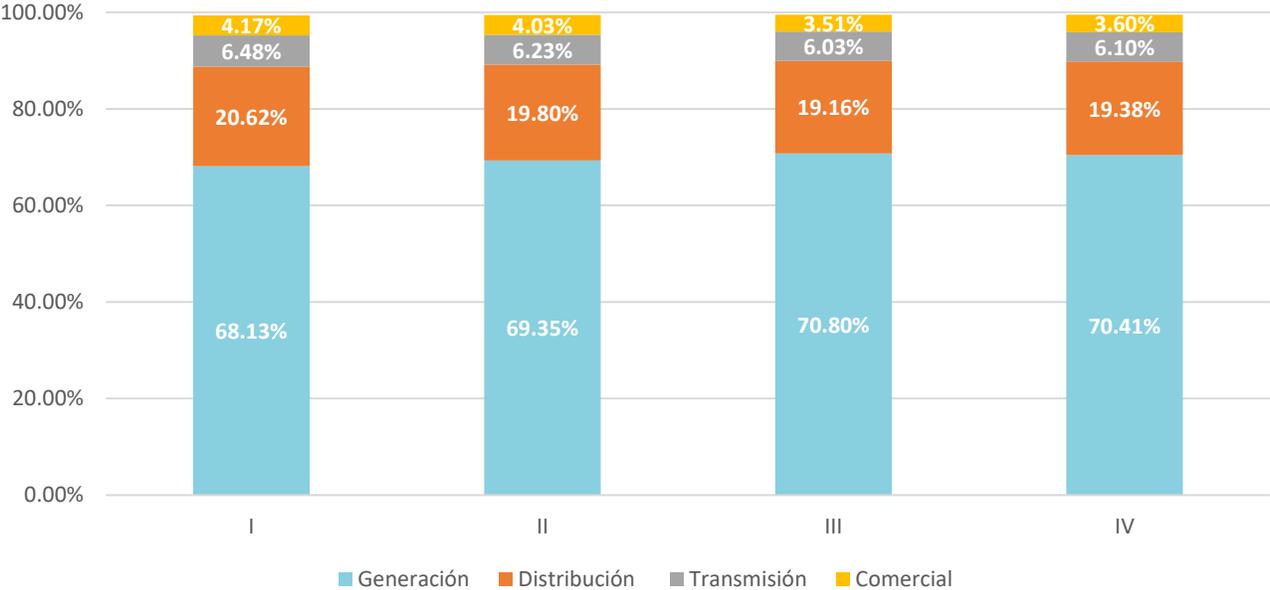
Gráfica 69 – Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2025.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Por otro lado, La tarifa eléctrica se constituye de varios costos atribuidos a la generación, transmisión, distribución y a la gestión comercial. Sin embargo, además, el precio de la tarifa eléctrica se ve afectado por factores externos como los precios de los derivados del petróleo, el deslizamiento del Lempira frente al dólar, así como las estimaciones realizadas por el CND de los costos bases de generación en la planificación operativa de largo plazo.

En la siguiente gráfica se muestran los valores porcentuales pagados en cada uno de sus componentes para las tarifas trimestrales del 2024¹².

COMPONENTES DEL COSTO DE LA TARIFA POR TRIMESTRE 2024



Gráfica 70 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2024.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

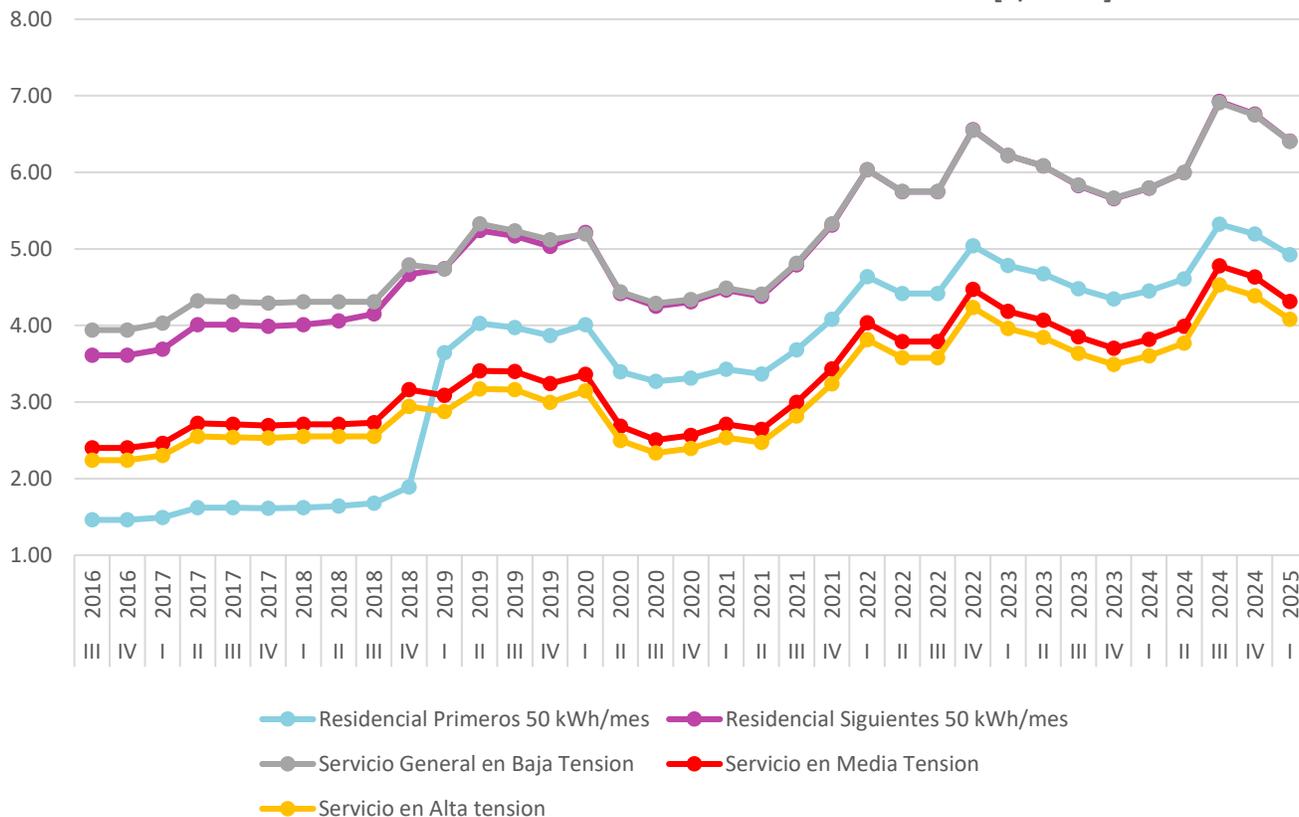
En el gráfico anterior se puede observar que alrededor de un 70% del precio final de la factura se debe a costos de generación, y aproximadamente el 19% – 21% se debe a costos de distribución. El porcentaje restante se divide en costos de transmisión y comercialización.

8.2 HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA

La LGIE faculta a la CREE para fijar mediante una metodología y cálculo expresado en el reglamento de tarifas, los costos de generación, transmisión, operación del sistema, distribución, comercialización y alumbrado público. Estos posteriormente deberán verse reflejados en la tarifa aplicada a los usuarios regulados. A continuación, se muestra el comportamiento histórico de los precios de la energía eléctrica para el usuario final.

¹² (Eléctrica C. R., CREE, s.f.)

HISTORICO DE LA TARIFAS ELÉCTRICA 2016 - 2024 [L/kWh]



Gráfica 71 - Histórico de tarifa de la energía eléctrica.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar el comportamiento histórico desde el tercer trimestre del 2016 hasta el primer trimestre de 2025 del pliego tarifario emitido por la CREE. Históricamente, la tarifa para el servicio residencial correspondiente a los primeros 50 kWh/mes era la más baja, pero esto cambió el primer trimestre del 2019 ya que sufrió un ajuste pasando de 1.890 L/kWh a 3.640 L/kWh. Con este nuevo precio se posicionó sobre la tarifa para el servicio en media y alta tensión.

Adicionalmente es importante destacar que, el hecho que el precio de la tarifa en media y alta tensión se más bajo que el resto de categorías radica en que (los usuarios de alta y media tensión) al conectarse a estos niveles de tensión no hacen uso de las redes de distribución reduciendo así ese costo que representa el uso de la red de distribución en la ciudad y asumiendo ellos mismo los costos que conllevan la infraestructura eléctrica requerida (transformadores) y costos asociados a perdidas eléctricas.

8.3 COSTOS BASES DE GENERACIÓN

Una de las variables más importantes en el cálculo de la tarifa, son los costos de generación. La LGIE (Decreto Legislativo 404-2013) en su artículo 21 establece que: El Operador del Sistema calculará anualmente, aplicando la

metodología establecida en el Reglamento, los costos base de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las distribuidoras que formen parte del Sistema Interconectado Nacional y los propondrá a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) examinará la propuesta del Operador del Sistema y solicitará los cambios que considere necesarios, en su caso. Concluido el proceso de revisión a satisfacción de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), esta última aprobará los costos base de generación para cada distribuidora.

A fin de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ajustará los costos base de generación trimestralmente aplicando el método que indique el Reglamento. Para los sistemas de distribución que no forman parte del Sistema Interconectado Nacional, serán las propias empresas distribuidoras las que deberán calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), de conformidad con lo que dispone el Reglamento.

Los indicados costos de generación se basarán en los siguientes datos:

1. Costos de los contratos de compra de potencia y energía suscritos por la distribuidora;
2. Costos proyectados de la energía en el mercado eléctrico de oportunidad, los cuales deberán incluir componentes de potencia y de energía diferenciados por bloque horario; y,
3. Cantidades de potencia y energía provenientes de cada fuente.

Para aquellos contratos de compra de potencia y energía que la distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato; para los contratos que hayan resultado de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate.

Adicionalmente según el Reglamento de Tarifas los Costos Bases de Generación se definen como: La proyección de los costos totales de compra de potencia y energía, hasta la entrada a la red de distribución, el cual es calculado por el CND, que será ajustado trimestralmente y trasladado a tarifas, según la metodología que se establecerá en el Reglamento.

Sin embargo, en la Ley especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social en la reforma del artículo 9 de la LGIE, dentro de las funciones otorgadas al nuevo operador del sistema interconectado nacional, siendo el Centro Nacional de Despacho (CND) se establece lo siguiente:

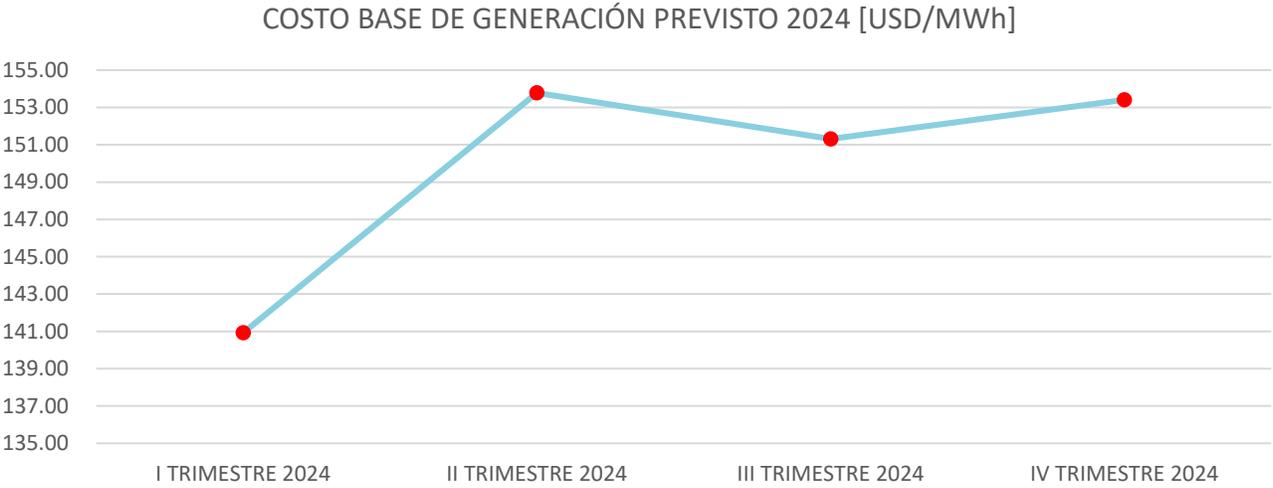
Calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales.

Según el artículo 137 del Reglamento de Tarifas, El Costo Base de Energía se compone del costo de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía de oportunidad. La compra prevista de energía de oportunidad surge como la diferencia entre la demanda prevista de la Empresa Distribuidora y de la energía prevista cubierta por contratos.

Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:

- 1 Las características de la demanda (energía y potencia);
- 2 La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
- 3 El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
- 4 Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
- 5 El monto de déficit, si hubiera.

A continuación, se muestra el comportamiento en 2024, de los costos medios de generación previstos en el mercado eléctrico nacional utilizados por la CREE en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica:

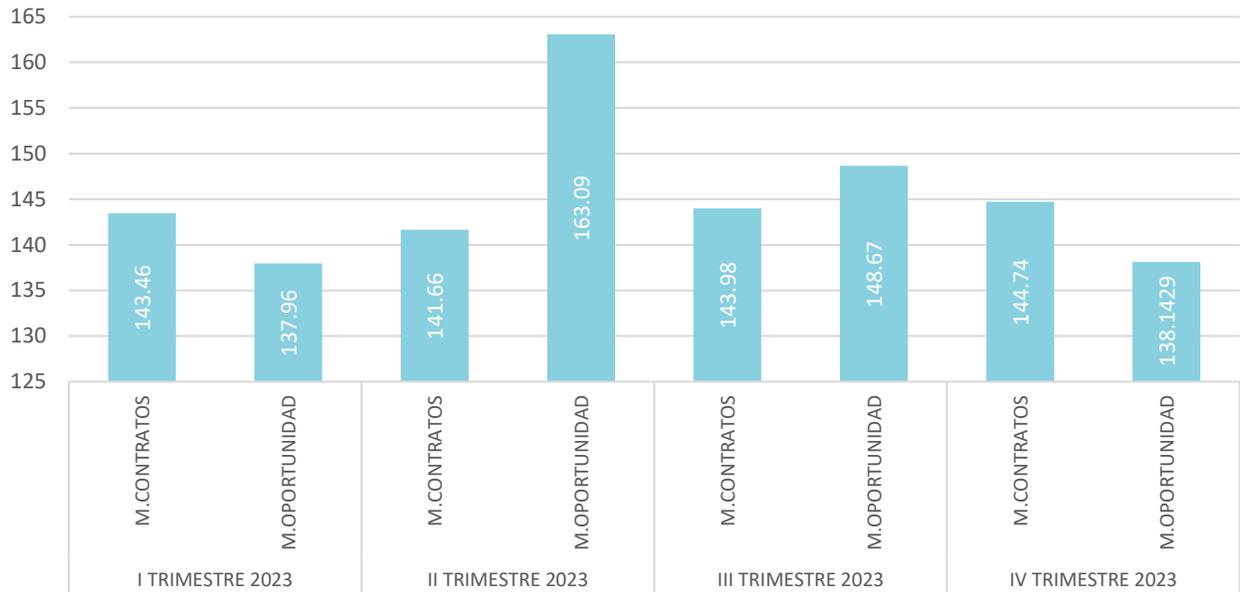


Gráfica 72 - Costos bases de Generación por trimestre del 2024.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En la gráfica anterior se puede notar que el costo de generación previsto trimestral en Honduras fue mayor en el segundo y cuarto trimestre de 2024. Sin embargo, el costo medio de generación en el mercado eléctrico nacional contempla los costos de generación incurridos en el mercado de contratos y en el mercado de oportunidad. A continuación, se muestra una gráfica de los costos bases de generación asociados ambos mercados:

COSTO BASE DE GENERACIÓN PREVISTO EN 2024 [USD/MWh]



Gráfica 73 - Costos bases de Generación por tipo de mercado por trimestre del 2024.

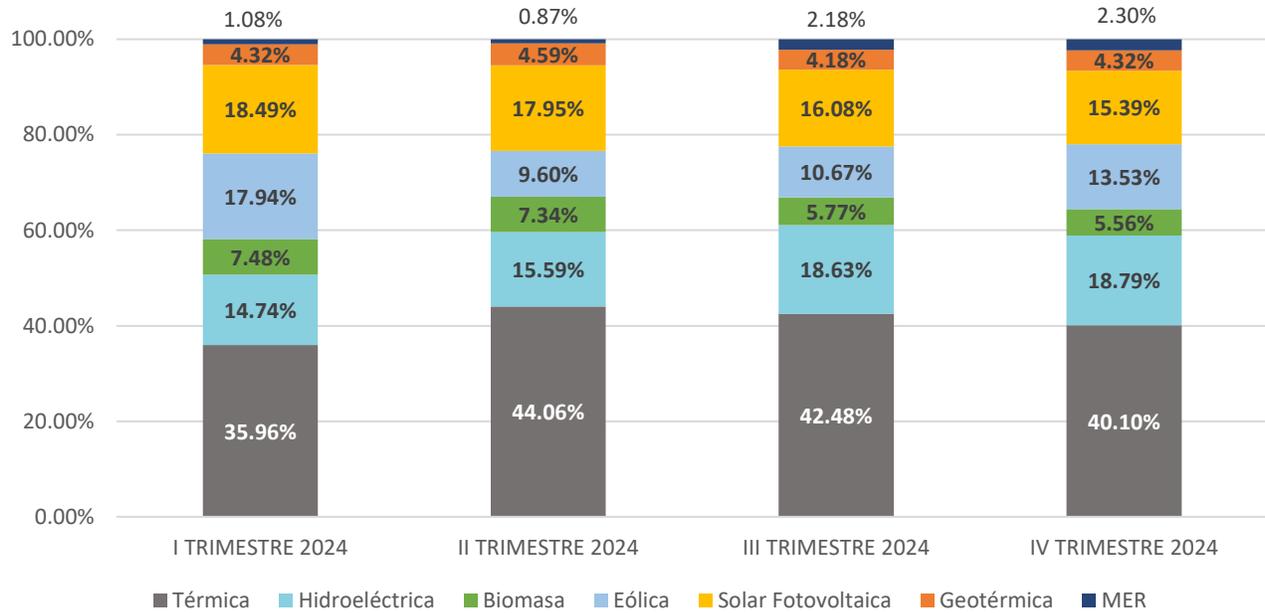
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Durante 2024, en promedio el peso que representa el mercado de contratos para el cálculo final del costo medio de generación general utilizado en el cálculo de la tarifa ronda el 53% de contribución, el otro 47% aproximadamente proviene del mercado de oportunidad. Es importante mencionar que los costos de generación asociados al MER representan un peso alrededor del 1.6% en el cálculo de este.

La importancia de examinar esta variable consiste en el hecho que del valor total de la tarifa promedio que pagan los usuarios del suministro eléctrico en Honduras, alrededor de un 65-70% de los costos proviene de la actividad de generación.

Por otro lado, a continuación, se muestra un gráfico donde se observa el peso por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos utilizado en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica durante 2024:

CONTRIBUCIÓN ESTIMADA AL COSTO MEDIO DE GENERACIÓN PREVISTO POR
TECNOLOGÍA DEL MERCADO DE CONTRATOS 2024 UTILIZADA EN EL CÁLCULO
DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024



Gráfica 74 - Contribución por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

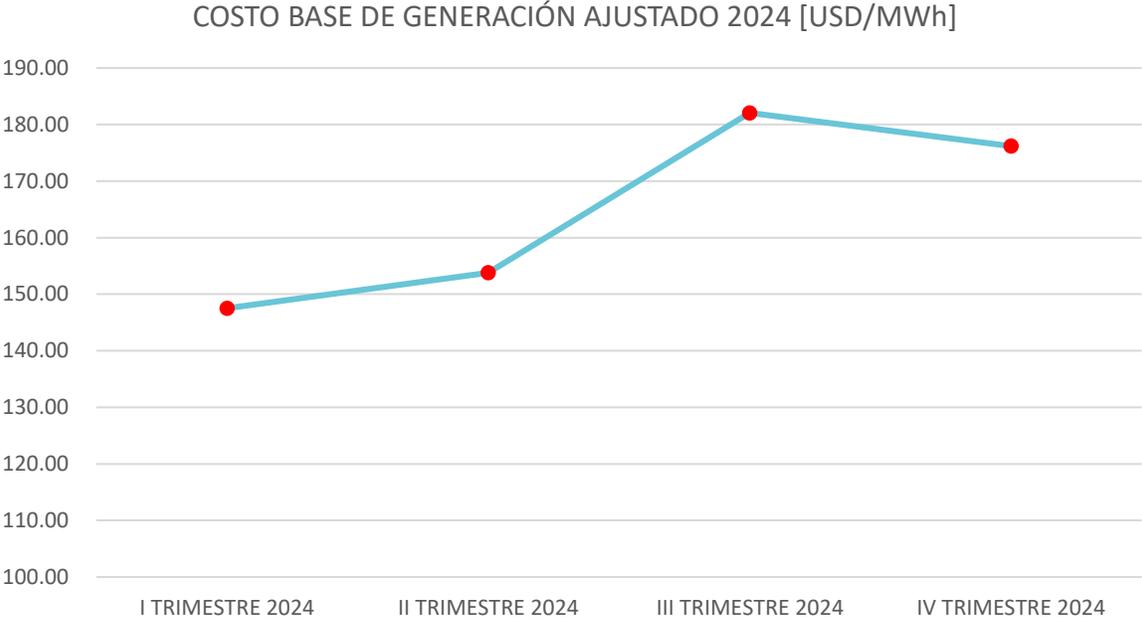
Del gráfico anterior es importante mencionar que dentro de los costos asociados a la generación (energía y potencia) de las tecnologías renovables, las fuentes solar y eólica son las que más contribuyen a componente de generación en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica. Sin embargo, las tecnologías fósiles representan en general la mayor contribución con aproximadamente un 35-40% del total considerado en el componente de generación, lo cual es un indicador de lo sensible que es el costo medio ante los cambios en el precio internacional de los derivados del petróleo (bunker y Diesel) utilizados para la generación de energía eléctrica.

Por último, dentro de los costos bases de generación, es importante mencionar que dado que estos se actualizan trimestralmente existen algunas variaciones o diferencias trimestrales que intervienen en el costo medio final ajustado trimestre a trimestre. Es decir, con el fin de cumplir lo dispuesto en la LGIE, el Reglamento de tarifas establece el procedimiento para el ajuste trimestral del Costo Base de Generación, dicho procedimiento dispone que al completar la liquidación mensual el Operador del Sistema debe enviar a la CREE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad) y el costo de potencia firme (contratos y desvíos). Luego la CREE revisa el documento, con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real y su diferencia con el costo base previsto de los últimos tres meses que hayan sido liquidados. Además, calcula la relación entre la diferencia acumulada y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre, y finalmente realiza la suma algebraica de esta relación, el precio de generación previsto para el período p y, si aplica, la relación entre otros ajustes solicitados por el Operador del Sistema y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre.¹³

¹³ Tomado de los Informes trimestrales del costo base de generación publicados en la página de la CREE.

Una diferencia de mayor generación para un periodo previsto representa un acumulado (aumento) a ser tomado en cuanto el siguiente el cálculo trimestral de la tarifa. Una diferencia de menor generación para un periodo previsto representa un acumulado (disminución) a ser tomado en cuanto el siguiente el cálculo trimestral de la tarifa, lo anterior va ligado al costo que conlleva suplir la demanda eléctrica, sin embargo, esta sujeto de igual forma a otras variables mencionadas al inicio como: Las características de la demanda (energía y potencia), la composición de la matriz de generación de energía eléctrica, el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas, los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, el monto de déficit, si hubiera.

A continuación, se muestra el costo base de generación ajustado para cada trimestre de 2024:



Gráfica 75 - Costo base de generación ajustado para cada trimestre 2024.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Claramente, con los ajustes por la diferencia entre cada trimestre de los costos medios reales y previstos, el costo medio de generación ajustado sufre modificaciones importantes en su valor final.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 9

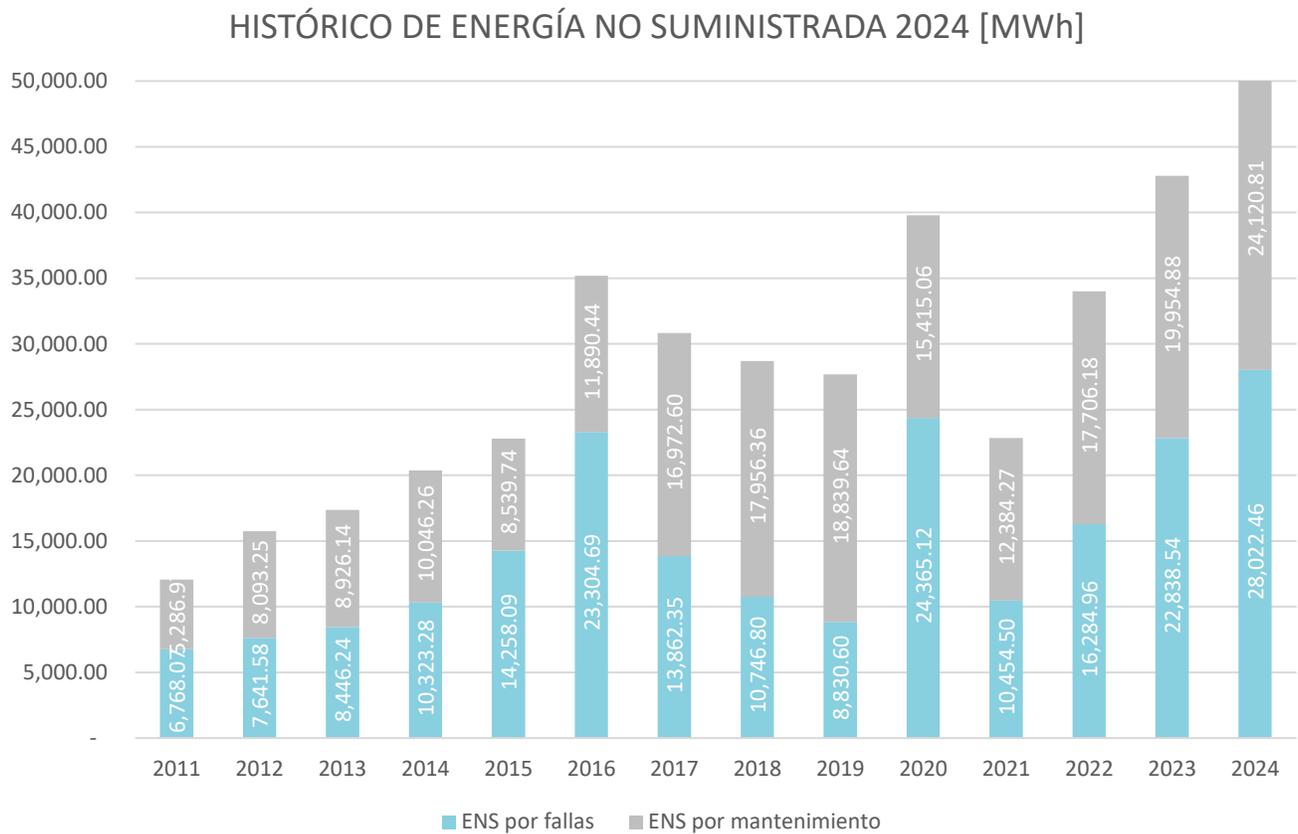
Energía No Suministrada

ANEXOS



La energía eléctrica no suministrada en este capítulo esta categorizada en cuatro categorías o razones: Mantenimientos, fallas, reducción de carga y apertura automática o manuales. En 2024, la energía total no suministrada fue de 115,339.49 MWh entre cortes por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas y/o manuales. De estas cuatro categorías se tiene registro desde 2019 a la fecha, no obstante, antes de 2019 solo se tienen registros contabilizados por razones de falla y mantenimientos.

A continuación, se muestra un gráfico del histórico de energía no suministrada por causa de fallas y por mantenimiento desde 2011 a 2024:



Gráfica 76 - Histórico de energía no suministrada 2011-2024 [MWh]

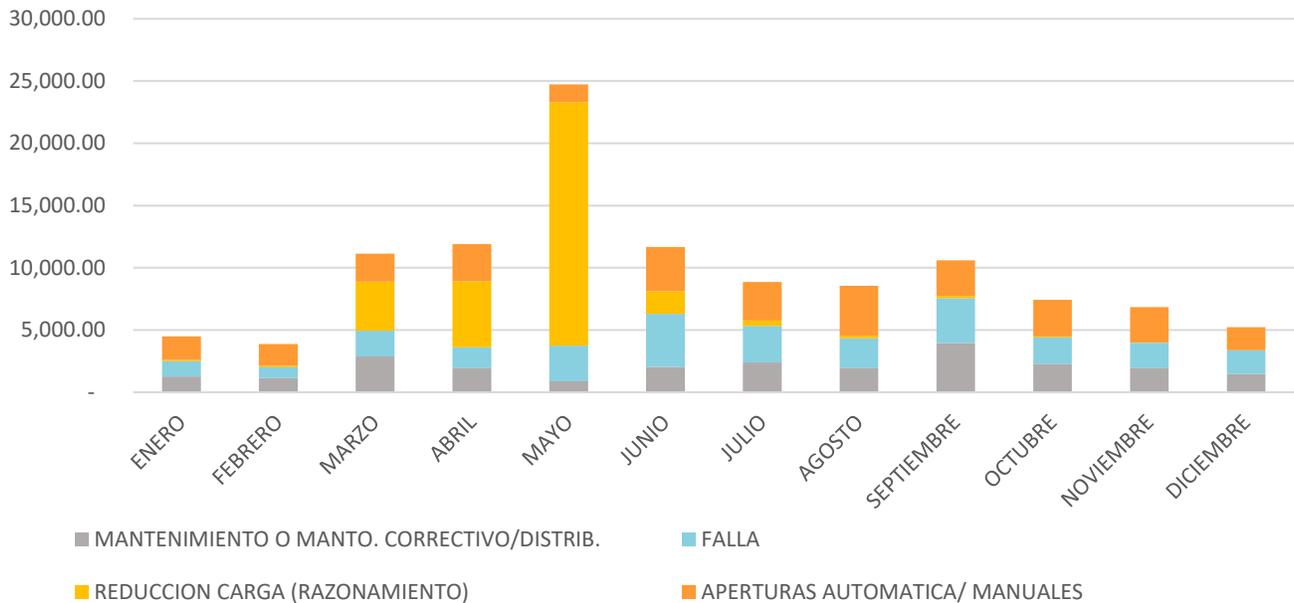
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND) (Informes de Operación del Mercado)

En los últimos dos años el mayor valor de energía no suministrada fue producto de fallas reportadas.

9.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2024

En la siguiente gráfica se muestra la energía eléctrica no suministrada durante 2024 desagregada por las cuatro categorías mencionadas anteriormente (mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales). Durante el mes de mayo se registró la mayor cantidad de energía eléctrica no suministrada con 24,726.61 MWh, esto asociado al impacto asociado a la fuerte temporada seca que tuvo lugar en 2024 que repercutió negativamente en los niveles de embalses y centrales hidroeléctricas en general en el país.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR TIPO DE CAUSA EN 2024 [MWh]



Gráfica 77 – Energía mensual no suministrada en Honduras [MWh] 2024.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2024, un 20.91% se debe a cortes por mantenimiento, un 24.30% a fallas, un 27.49% a reducción de carga y el 27.30% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.¹⁴

9.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Para el cálculo de las pérdidas eléctricas se toman en cuenta varios factores relacionados con el sistema de distribución y transmisión, los puntos de demanda, las centrales de generación y el nivel de tensión al que están conectados.

A continuación, se muestra la metodología para el cálculo de pérdidas eléctricas totales del sistema, utilizando el siguiente diagrama.

¹⁴ El Centro Nacional de Despacho, define: 1) La reducción de carga: como reducción carga +bajo voltaje+alivio sobrecarga; y 2) aperturas automáticas/ manuales: como baja frecuencia, consecuencia, maniobras relacionadas u operación.

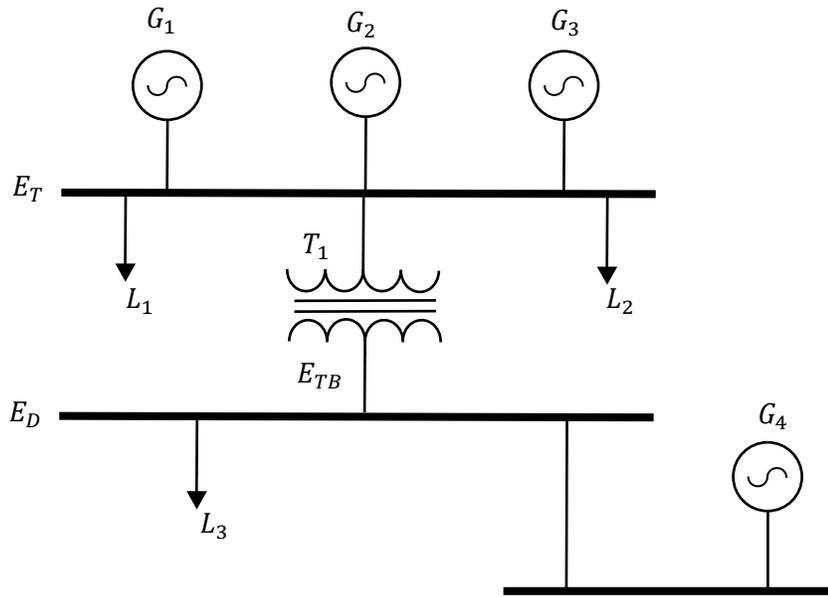


Ilustración 19 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas.

Fuente: Elaboración propia de Secretaría de Energía (SEN) a partir de datos ENEE Distribución.

Donde:

- | | |
|---|---|
| G_1 : Generación ENEE | L_1 : Demanda en alta y media tensión |
| G_2 : Generación privada no distribuida | L_2 : Demanda de autoprodutores |
| G_3 : Generación de autoprodutores | L_3 : Demanda en baja tensión |
| G_4 : Generación distribuida | T_1 : Transformador de distribución |

Cada carga (L) tiene su correspondiente facturación asociada, por ejemplo, la carga L_3 correspondiente a la demanda en baja tensión, tiene asociada la energía facturada en baja tensión E_D . De modo que las variables a utilizarse son:

- E_{AM} : Energía facturada en alta y media tensión correspondiente a L_1 .
- E_{Auto} : Energía facturada por autoprodutores correspondiente a L_2 .
- E_B : Energía facturada en baja tensión, correspondiente a L_3
- E_T : Energía medida en alta y media tensión (transmisión)
- E_D : Energía medida en baja tensión (distribución)
- E_{TB} : Energía inyectada al sistema de distribución del sistema de alta y media tensión.

Idealmente la energía facturada en baja tensión E_B debe ser igual a la energía medida en baja tensión E_D , pero si se considera el porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución P_D , se relacionan de la siguiente forma:

$$E_B = (1 - P_D) E_D$$

Donde la energía medida en distribución es igual a la suma de la generación distribuida G_4 y la energía inyectada proveniente del sistema de alta y media tensión E_{TB} :

$$E_D = G_4 + E_{TB}$$

Por lo tanto, las pérdidas eléctricas en distribución son iguales a:

$$P_D = 1 - E_B/E_D$$

En el sistema de transmisión, idealmente la suma de la energía facturada en alta y media tensión E_{AM} , la energía inyectada hacia el sistema de distribución E_{TB} y Energía facturada por auto-productores E_{Auto} , debe ser igual a la suma de la generación inyectada en alta y media tensión, que son la suma de G_1 , G_2 y G_3 .

Ahora bien, considerando el porcentaje de pérdidas en el sistema de transmisión P_T , lo antes expuesto se relaciona de la siguiente forma:

$$E_{AM} + E_{Auto} + E_{TB} = (1 - P_T)(G_1 + G_2 + G_3)$$

Por lo tanto, las pérdidas eléctricas en transmisión son iguales a:

$$P_T = 1 - \frac{E_{AM} + E_{Auto} + E_{TB}}{G_1 + G_2 + G_3}$$

$$P_T = 1 - E_T/G_T$$

Donde:

$$E_T = E_{AM} + E_{Auto} + E_{TB}$$

$$G_T = G_1 + G_2 + G_3$$

Por último, las pérdidas totales son la suma de las perdidas en distribución más las perdidas en transmisión:

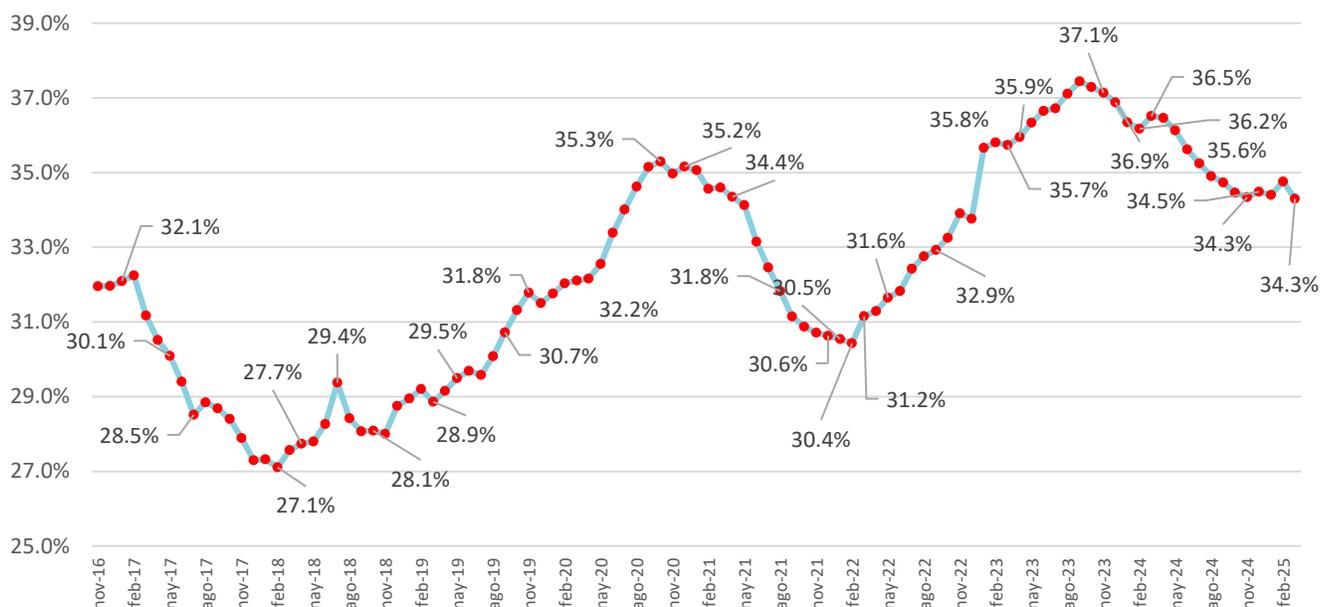
$$P_{TOTAL} = P_D + P_T$$

9.3 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

El estudio de pérdidas eléctricas tiene dos componentes principales; 1) las pérdidas técnicas, las cuales están relacionadas con fenómenos físicos, efectos del paso de la corriente eléctrica en los conductores que transportan la energía eléctrica (Efecto Joule); 2) las pérdidas no técnicas que consiste en aspectos comerciales que van desde los problemas de medición, hasta el hurto y no pago del servicio de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución desde el año 2015 hasta el mes de diciembre de 2024. Se puede observar que desde el año 2016 ocurrió una reducción de pérdidas eléctricas pasando de 33.38% a 27.11%. Pero a partir de febrero de 2018 se presentó un crecimiento en las pérdidas eléctricas hasta diciembre de 2020, en diciembre del 2024 el porcentaje de pérdidas eléctricas alcanzó un 34.5%.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 78 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2024.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

La grafica anterior denota que en los últimos dos años existen una tendencia a la reducción del indicador de pérdidas eléctricas., lo cual es favorable para la distribuidora ENEE.

En la siguiente tabla se observan los datos presentados de la gráfica anterior para cada mes desde el año 2016 hasta el 2024. También se presenta el porcentaje de variación de pérdidas eléctricas que se tuvo con respecto al mes anterior.

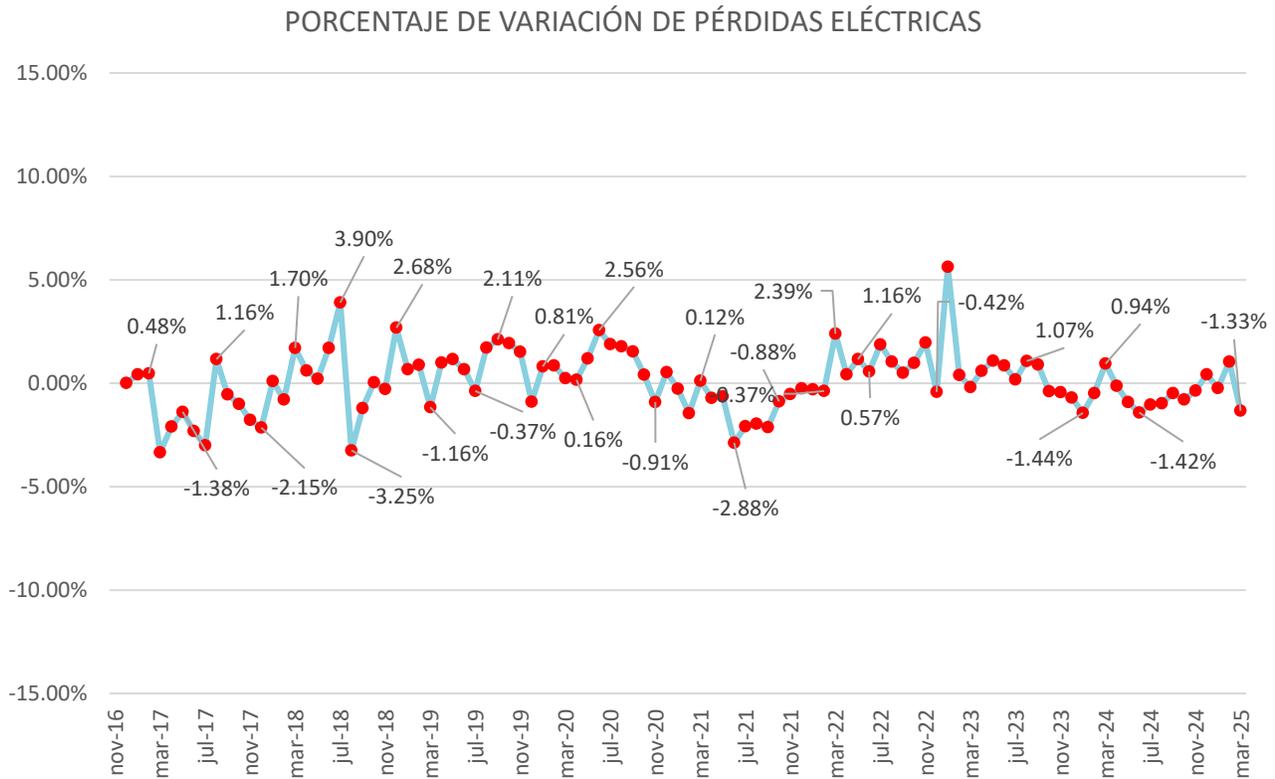
HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS					
FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN	FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN
ene-16	32.86%	0.00%	jul-20	34.01%	1.88%
feb-16	32.92%	0.18%	ago-20	34.62%	1.78%
mar-16	33.12%	0.61%	sep-20	35.15%	1.53%
abr-16	33.38%	0.79%	oct-20	35.29%	0.42%
may-16	32.79%	-1.77%	nov-20	34.97%	-0.91%
jun-16	33.11%	0.98%	dic-20	35.16%	0.53%
jul-16	32.79%	-0.97%	ene-21	35.07%	-0.26%
ago-16	32.91%	0.37%	feb-21	34.56%	-1.45%
sep-16	32.89%	-0.06%	mar-21	34.60%	0.12%
oct-16	32.61%	-0.85%	abr-21	34.35%	-0.72%
nov-16	31.95%	-2.01%	may-21	34.13%	-0.64%
dic-16	31.96%	0.02%	jun-21	33.15%	-2.88%
ene-17	32.09%	0.42%	jul-21	32.46%	-2.08%

feb-17	32.25%	0.48%	ago-21	31.83%	-1.95%
mar-17	31.17%	-3.34%	sep-21	31.15%	-2.13%
abr-17	30.51%	-2.10%	oct-21	30.87%	-0.88%
may-17	30.09%	-1.38%	nov-21	30.71%	-0.53%
jun-17	29.40%	-2.32%	dic-21	30.63%	-0.25%
jul-17	28.51%	-3.01%	ene-22	30.54%	-0.29%
ago-17	28.84%	1.16%	feb-22	30.43%	-0.37%
sep-17	28.69%	-0.54%	mar-22	31.15%	2.39%
oct-17	28.40%	-1.00%	abr-22	31.29%	0.43%
nov-17	27.89%	-1.78%	may-22	31.65%	1.16%
dic-17	27.30%	-2.15%	jun-22	31.83%	0.57%
ene-18	27.32%	0.10%	jul-22	32.42%	1.87%
feb-18	27.11%	-0.79%	ago-22	32.76%	1.03%
mar-18	27.57%	1.70%	sep-22	32.93%	0.51%
abr-18	27.74%	0.61%	oct-22	33.25%	0.98%
may-18	27.79%	0.21%	nov-22	33.90%	1.97%
jun-18	28.27%	1.71%	dic-22	33.8%	-0.42%
jul-18	29.37%	3.90%	ene-23	35.7%	5.62%
ago-18	28.42%	-3.25%	feb-23	35.8%	0.40%
sep-18	28.07%	-1.21%	mar-23	35.7%	-0.19%
oct-18	28.08%	0.04%	abr-23	35.9%	0.60%
nov-18	28.00%	-0.29%	may-23	36.3%	1.08%
dic-18	28.75%	2.68%	jun-23	36.7%	0.86%
ene-19	28.95%	0.68%	jul-23	36.7%	0.17%
feb-19	29.20%	0.88%	ago-23	37.1%	1.07%
mar-19	28.86%	-1.16%	sep-23	37.4%	0.90%
abr-19	29.15%	1.00%	oct-23	37.3%	-0.39%
may-19	29.49%	1.16%	nov-23	37.1%	-0.43%
jun-19	29.69%	0.67%	dic-23	36.9%	-0.69%
jul-19	29.58%	-0.37%	ene-24	36.3%	-1.44%
ago-19	30.08%	1.71%	feb-24	36.2%	-0.49%
sep-19	30.72%	2.11%	mar-24	36.5%	0.94%
oct-19	31.31%	1.94%	abr-24	36.5%	-0.13%
nov-19	31.79%	1.51%	may-24	36.1%	-0.92%
dic-19	31.50%	-0.89%	jun-24	35.6%	-1.42%
ene-20	31.76%	0.81%	jul-24	35.2%	-1.04%
feb-20	32.03%	0.86%	ago-24	34.9%	-0.97%
mar-20	32.11%	0.24%	sep-24	34.7%	-0.48%
abr-20	32.16%	0.16%	oct-24	34.5%	-0.79%
may-20	32.55%	1.20%	nov-24	34.3%	-0.36%
jun-20	33.38%	2.56%	dic-24	34.5%	0.43%

Tabla 13 - Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2024).

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de variación del indicador interanual de las pérdidas eléctricas mes a mes de forma histórica.



Gráfica 79 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2024.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

9.4 CONFIABILIDAD EN EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Existen parámetros que cuantifican la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, estos parámetros son:

SAIFI - Frecuencia Media de Interrupciones por Cliente (por Año o por mes).

SAIDI - Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año (o por mes).

CAIDI - Duración promedio de cada interrupción = SAIDI / SAIFI

ASAI - Disponibilidad promedio del sistema = $1 - (\text{SAIDI} / 8760)$ para un año o $1 - (\text{SAIDI} / 730)$ para un mes.

A continuación, se muestra un histórico de las variables anteriormente mencionadas hasta 2022, a partir de 2023 no se pudieron obtener datos de referencia:

Grupo de Estudio		Grupo 1 >= 100,000 Habitantes				Grupo 1 <= 100,000 Habitantes			
Año	Mes	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
2018	Julio	0.77	1.19	99.89%	0.65	1.57	1.67	99.78%	0.94
2018	Agosto	2.23	1.42	99.69%	1.57	1.13	1.51	99.85%	1.22
2018	Septiembre	2.38	1.58	99.67%	1.51	0.97	1.22	99.87%	0.8

2018	Octubre	0.86	1.07	99.88%	0.80	0.96	1.15	99.87%	0.83
2018	Noviembre	1.23	0.87	99.83%	1.41	0.52	0.59	99.93%	0.88
2018	Diciembre	0.92	0.77	99.87%	1.19	0.7	0.65	99.90%	1.08
2019	Enero	0.56	0.72	99.92%	0.78	0.5	0.37	99.93%	1.35
2019	Febrero	0.75	0.7	99.90%	1.07	0.65	0.42	99.91%	1.55
2019	Marzo	1.12	0.5	99.85%	2.24	1.49	0.99	99.80%	1.51
2019	Abril	1.06	1.14	99.85%	0.93	0.67	0.99	99.91%	0.68
2019	Mayo	1.36	1.31	99.81%	1.04	1.74	1.83	99.76%	0.95
2019	Junio	1.53	1.45	99.79%	1.06	1.18	1.41	99.84%	0.84
2019	Julio	1.63	1.24	99.78%	1.31	1.59	1.28	99.78%	1.24
2019	Agosto	5.62	1.48	99.23%	3.80	5.12	2	99.30%	2.56
2019	Septiembre	1.86	1.27	99.75%	1.46	2.24	2.53	99.69%	0.89
2019	Octubre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2019	Noviembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2019	Diciembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2020	Enero	0.88	0.72	99.88%	1.22	1.53	0.83	99.79%	1.84
2020	Febrero	0.91	368	99.88%	0.00	1.01	1.11	99.86%	0.91
2020	Marzo	0.85	0.93	99.88%	0.91	1.07	1.2	99.85%	0.89
2020	Abril	0.62	0.72	99.92%	0.86	0.96	1.21	99.87%	0.79
2020	Mayo	1.88	2.05	99.74%	0.92	3.93	3.51	99.46%	1.12
2020	Junio	1.48	1.49	99.80%	0.99	1.39	1.57	99.81%	0.89
2020	Julio	1.16	1.26	99.84%	0.92	1.71	1.73	99.77%	0.99
2020	Agosto	1.54	1.67	99.79%	0.92	1.49	1.79	99.80%	0.83
2020	Septiembre	1.49	1.43	99.80%	1.04	5.19	3.11	99.29%	1.67
2020	Octubre	2.51	1.75	99.66%	1.43	1.86	1.72	99.75%	1.08
2020	Noviembre	1.55	1.37	99.79%	1.13	2	2.61	99.73%	0.77
2020	Diciembre	1.63	1.06	99.78%	1.54	0.89	0.84	99.88%	1.06
2021	Enero	1.22	0.93	99.83%	1.31	1.54	0.77	99.79%	2
2021	Febrero	1.43	0.95	99.80%	1.51	1.3	0.89	99.82%	1.46
2021	Marzo	1.46	0.88	99.80%	1.66	1.48	1.77	99.80%	0.84
2021	Abril	1.56	1.29	99.79%	1.21	2.85	1.31	99.61%	2.18
2021	Mayo	1.83	1.47	99.75%	1.24	0.38	0.78	99.95%	0.49
2021	Junio	1.63	1.46	99.78%	1.12	1.2	1.67	99.84%	0.72
2021	Julio	1.3	1.34	99.82%	0.97	1	1.37	99.86%	0.73
2021	Agosto	1.24	1.28	99.83%	0.97	1.22	1.36	99.83%	0.9
2021	Septiembre	1.17	1.1	99.84%	1.06	1.07	1.6	99.85%	0.67
2021	Octubre	0.85	0.96	99.88%	0.89	1.48	1.57	99.80%	0.94
2021	Noviembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2021	Diciembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2022	Enero	1.26	0.75	99.83%	1.68	0.36	0.55	99.95%	0.65
2022	Febrero	0.65	0.63	99.91%	1.03	1.24	0.75	99.83%	1.65
2022	Marzo	0.82	0.9	99.89%	0.91	1.2	0.77	99.84%	1.56
2022	Abril	1.6	1.25	99.78%	1.28	1.38	1.14	99.81%	1.21
2022	Mayo	2	1.94	99.73%	1.03	1.22	1.34	99.83%	0.91

2022	Junio	1.9	1.59	99.74%	1.19	1.78	1.79	99.76%	0.99
2022	Julio	1.15	1.12	99.84%	1.03	0.99	0.81	99.86%	1.22
2022	Agosto	1.35	1.41	99.82%	0.96	1.51	1.7	99.79%	0.89
2022	Septiembre	1.6	1.64	99.78%	0.98	1.06	1.44	99.85%	0.74
2022	Octubre	1.1	1	99.85%	1.10	1.06	1.11	99.85%	0.95
2022	Noviembre	0.9	0.84	99.88%	1.07	1.67	1.16	99.77%	1.44
2022	Diciembre	0.5	0.5	99.93%	1.00	1.53	1.75	99.79%	0.87

Tabla 14 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica.

Fuente: Informes Manitoba

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

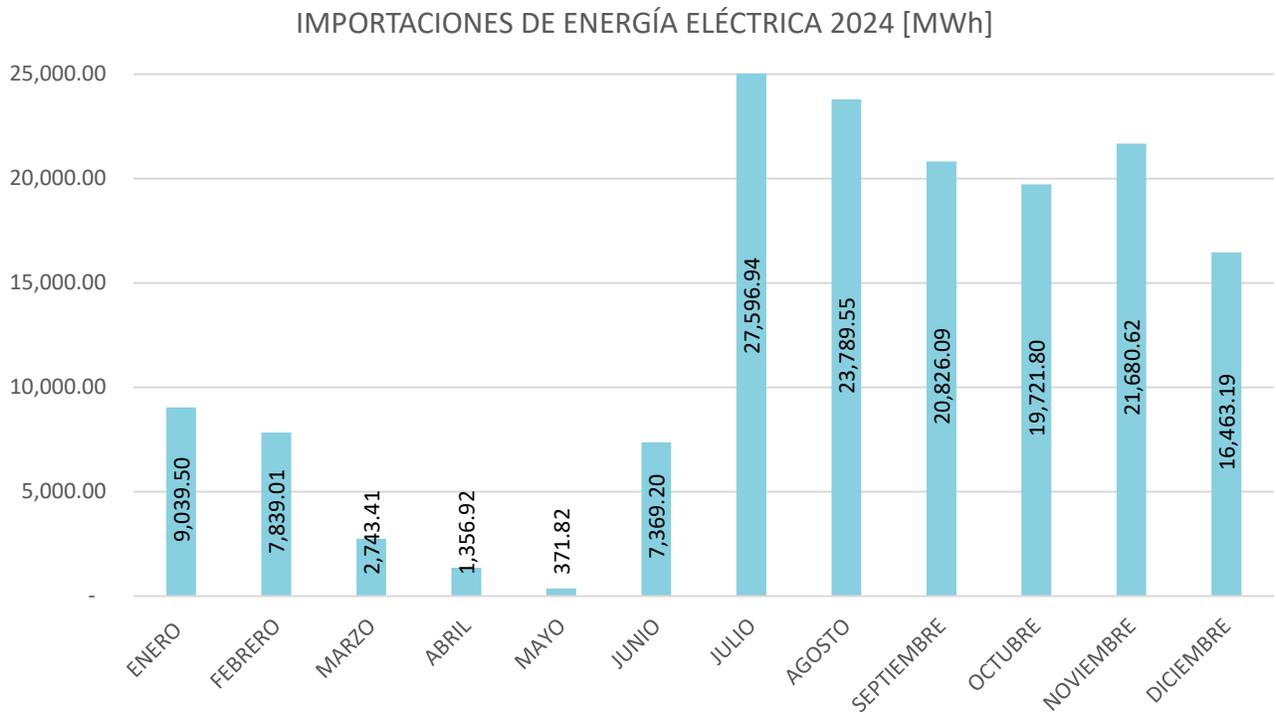
CAPÍTULO 10

Interconexiones

ENERGÍA

Honduras es parte del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde los agentes de mercado debidamente autorizados tienen la facultad de realizar transacciones de energía eléctrica. En ese sentido los agentes del mercado nacional pueden comprar y vender energía eléctrica a diversos agentes comerciales de los países miembros del MER.

A continuación, se muestran las transacciones en el MER de parte de Honduras para cada mes durante 2024 en MWh:



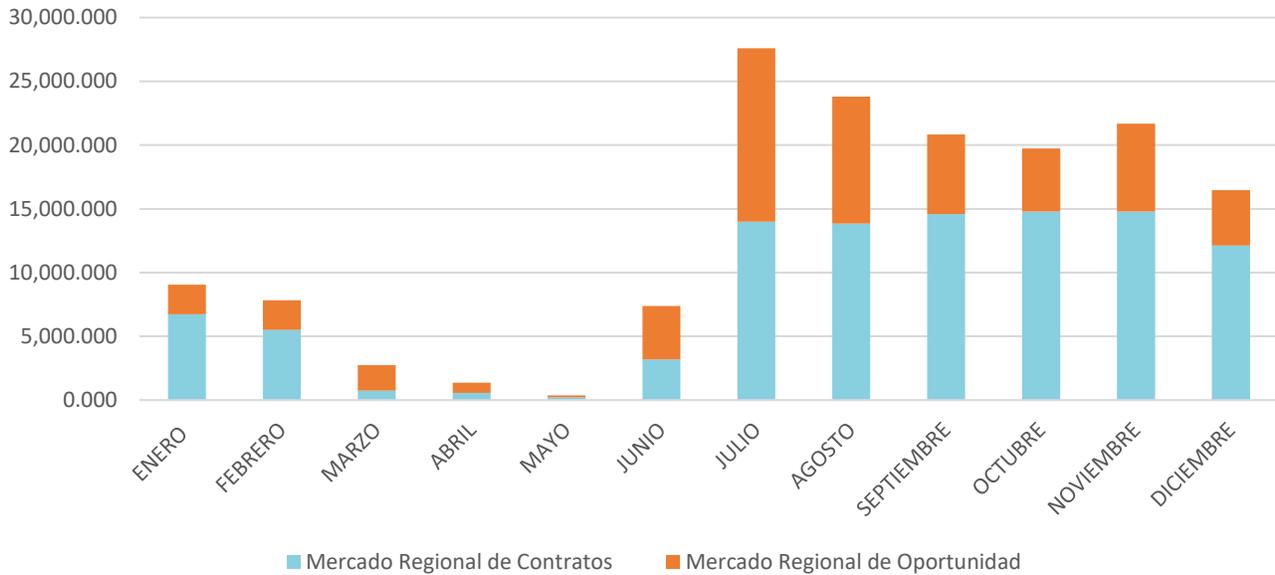
Gráfica 80 - Energía mensual importada por Honduras en 2024 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)/EOR

Durante los meses de julio y agosto de 2024, se realizó la mayor cantidad de importación de energía eléctrica por parte de Honduras en el MER, sin embargo, en 2024 se registró una pequeña cantidad de exportación de energía hacia el Mercado Eléctrico Regional siendo de 14.7 GWh. Por otro lado, en los meses críticos de abril y mayo se dio la menor cantidad de transacciones de energía por importación en el MER de parte de Honduras, esto vinculado con el hecho de la disponibilidad de recursos de generación en el MER durante la estación seca del año y donde se produce una mayor demanda en los países.

Seguidamente, del total de energía importada desde el MER por parte de Honduras, un 63.6% provino del Mercado Eléctrico Regional de Contratos y el resto del Mercado Eléctrico Regional de Oportunidad. A continuación, se muestra un gráfico que describe lo anterior:

IMPORTACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024 [MWh] POR TIPO DE MERCADO REGIONAL



Gráfica 81 - Energía mensual importada por Honduras por tipo en el MER en 2024 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)/EOR

10.1 HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER

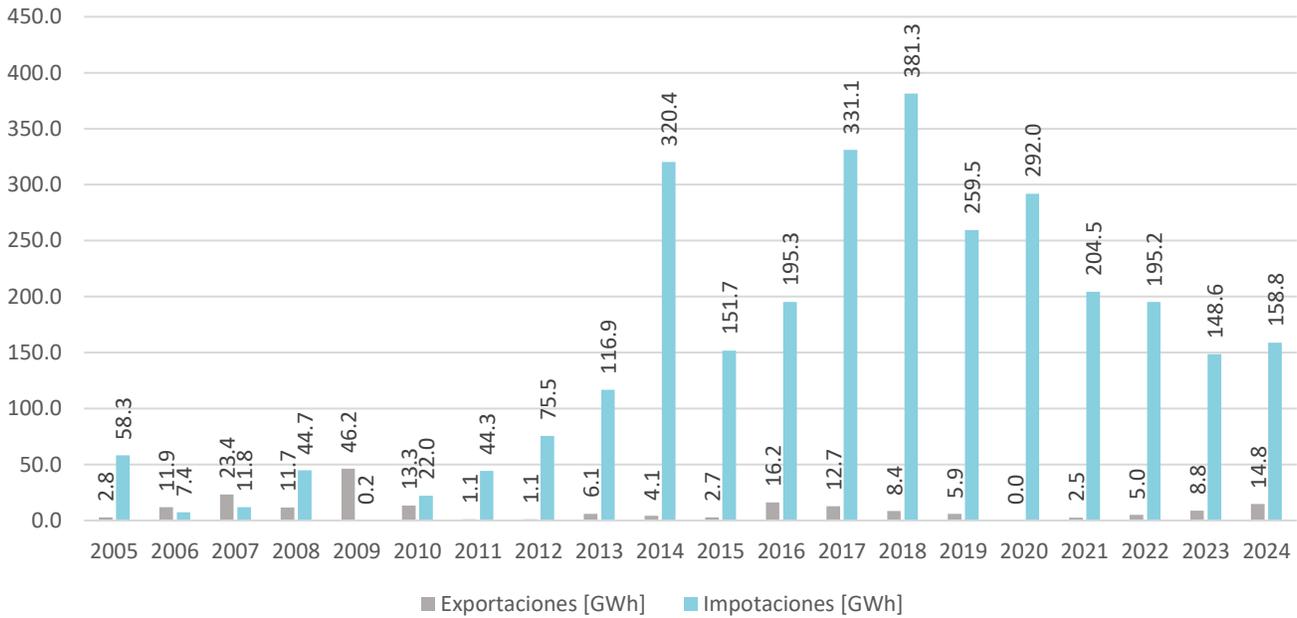
Desde el 2005, Honduras realiza transacciones de importación y exportación de energía eléctrica en el MER mediante las interconexiones con El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

La siguiente gráfica muestra un histórico anual de todas transacciones realizadas por Honduras en el MER desde el 2005 hasta 2024 y se puede observar que históricamente Honduras ha sido un país mayoritariamente importador de energía eléctrica. En el 2024 Honduras compró 158.8 GWh lo que representó un aumento de aproximadamente 6.83% en la compra de energía con respecto al 2023.

Por otro lado, respecto las exportaciones o inyecciones en el MER, en 2024 las exportaciones de Honduras fueron mayores respecto 2023 en un 167.86%.

A continuación, se muestra un cuadro histórico del comportamiento de las importaciones y exportaciones de parte de Honduras en el MER desde 2005 a 2024:

HISTÓRICO DE COMPRAS Y VENTAS DE HONURAS EN EL MER [GWh] 2024



Gráfica 82 - Histórico de compras y ventas en el de energía eléctrica en el MER [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)/EOR

10.2 SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC)

En el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer protocolo, ratificados entre los años 1997 y 1998, por los respectivos congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, crearon los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER), estos organismos son el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Se define al EOR para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC).

El componente de infraestructura, bajo responsabilidad de la EPR, consistió primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de aproximadamente 1,793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito futuro, estas líneas conectan a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, también se incluyen equipos de compensación reactiva. La infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura de 300 MW para transportar de energía entre los países de la región, la cual se podrá duplicar cuando se habilite el segundo circuito.

El costo de esta infraestructura de transmisión, incluyendo la previsión en torres para un segundo circuito futuro, se ha estimado en cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$ 494,000,000.00), costo que se considera bajo para una infraestructura lineal de aproximadamente 1,800 km que tuvo que afectar con su trazado continuo a cerca de 8,000 propietarios de terrenos, resolviendo e integrando las diversas tecnologías de las subestaciones de la región y superando múltiples trámites en los seis países. En el siguiente mapa se muestra el primer sistema de transmisión regional, la línea SIEPAC.



 SUBESTACIÓN 230kV  LINEAS SIEPAC

Ilustración 20 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

10.3 LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

A continuación, se presenta el resumen de los valores de máxima capacidad de transferencia entre áreas de control adyacentes para los tres escenarios de demanda que son máxima, media y mínima en dirección Norte - Sur y Sur – Norte del trifinio.

MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (NORTE-SUR)					
DEMANDA	GT-SV + GT-HN + SV-HN	HN-NI	NI-CR	CR-PA	
MÁXIMA	300	260	230	10	
MEDIA	300	250	300	10	
MÍNIMA	300	230	300	10	

Tabla 15 -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (SUR-NORTE)				
DEMANDA	GT-SV + GT-HN + SV-HN	NI-HN	CR-NI	PA-CR
MÁXIMA	300	250	300	200
MEDIA	300	140	280	200
MÍNIMA	300	250	300	200

Tabla 16 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte)

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Los valores mostrados en las tablas anteriores representan la máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier otra combinación de valores de importación simultánea.

A continuación se muestra una tabla con el detalle horario de las máximas transferencias entre áreas de control del sistema eléctrico regional:

Tabla 17 Máximas transferencias de potencia en el sistema eléctrico regional

Período	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA-HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS (MW)	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA-HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS (MW)	HONDURAS-NICARAGUA (MW)		NICARAGUA-COSTA RICA (MW)		COSTA RICA - PANAMÁ (MW)	
	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N
0	300	300	230	250	300	300	10	200
1	300	300	230	250	300	300	10	200
2	300	300	230	250	300	300	10	200
3	300	300	230	250	300	300	10	200
4	300	300	230	250	300	300	10	200
5	300	300	230	250	300	300	10	200
6	300	300	250	140	300	280	10	200
7	300	300	60	140	300	240	10	200
8	300	300	60	140	300	240	10	200
9	300	300	60	140	300	240	10	200
10	300	300	60	140	300	240	10	200
11	300	300	60	140	300	240	10	200
12	300	300	60	140	300	240	10	200
13	300	300	60	140	300	240	10	200
14	300	300	60	140	300	240	10	200
15	300	300	60	140	300	240	10	200
16	300	300	60	140	300	240	10	200
17	300	300	260	250	230	300	10	200
18	300	300	260	250	230	300	10	200
19	300	300	260	250	230	300	10	200
20	300	300	260	250	230	300	10	200
21	300	300	260	250	230	300	10	200
22	300	300	230	250	300	300	10	200
23	300	300	230	250	300	300	10	200

N→S: Máxima transferencia en sentido Norte-Sur.

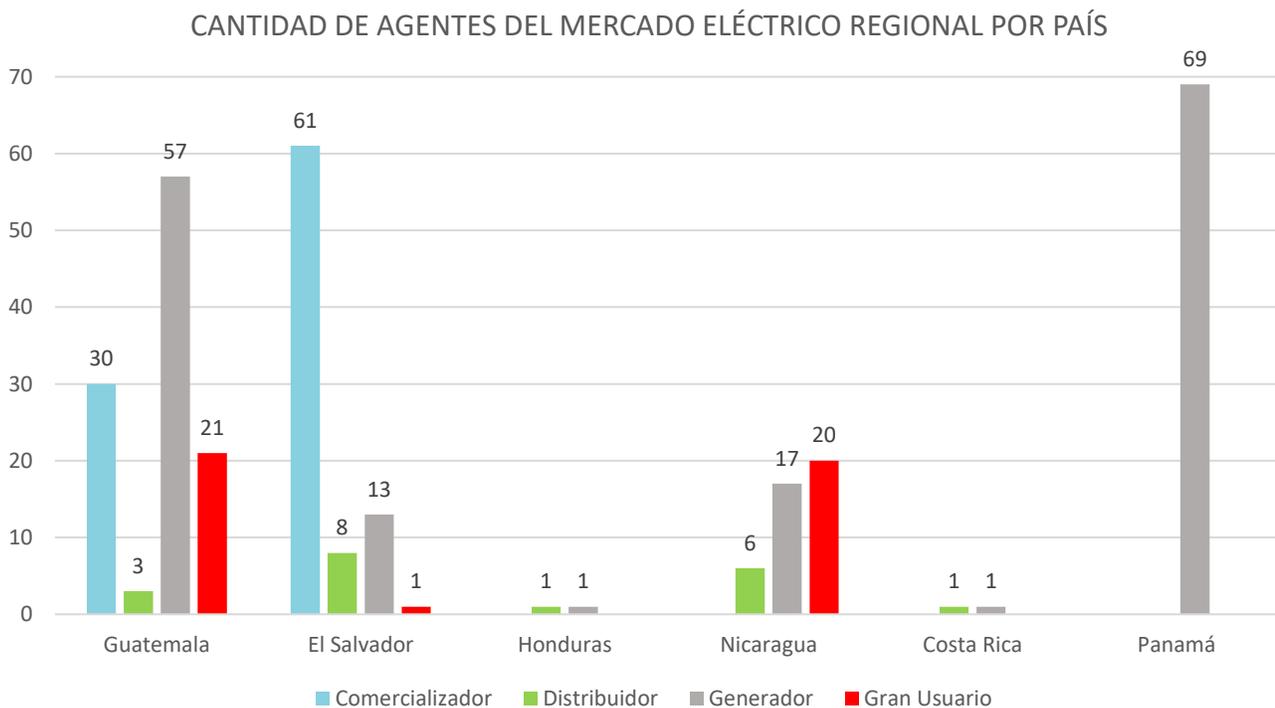
S→N: Máxima transferencia en sentido Sur-Norte.

Los valores indicados en la tabla anterior representan la máxima potencia que puede transferirse entre las áreas de control cumpliéndose en cada período los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el RMER (Capítulo 16, libro III), El EOR utiliza la tabla anterior como valores iniciales de máximas transferencias para la ejecución del Predespacho Regional. En caso de que la transferencia resultante de importación, exportación o porteo exceda los valores seguros particulares de un área de control conforme a los CCSD, el EOR realizará los ajustes correspondientes.

Por otro lado, algunos valores pueden cambiar en dependencia de los mantenimientos programados y no programados (indisponibilidades) informados por los OS/OM según el numeral 5.12.1, inciso a), literal i del Libro II del RMER.

10.4 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

El Mercado Eléctrico Regional tiene diversos tipos de agentes dentro de los cuales se encuentran los comercializadores, distribuidores, generadores y grandes usuarios, según los datos reportados por el MER se cuenta con un total de 92 comercializadores, 19 distribuidores, 165 generadores y 42 grandes usuarios para un total general de 318 agentes del mercado.



Gráfica 83 - Cantidad de agentes del Mercado Eléctrico Regional por país del MER.

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Como se observa en la gráfica anterior Guatemala junto con El Salvador son los países con la mayor variedad de

agentes del mercado, por otra parte, Honduras y Costa Rica mantienen actualmente un único agente autorizado para participar en el MER, siendo por parte de Honduras la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

10.5 INYECCIONES, RETIROS Y PRECIOS DE ENERGÍA EN EL DEL MER

El MER es un mercado bastante dinámico, a continuación, se muestra cual fue la participación por país en el MER para 2024 en cuanto a retiro/inyecciones de energía eléctrica:

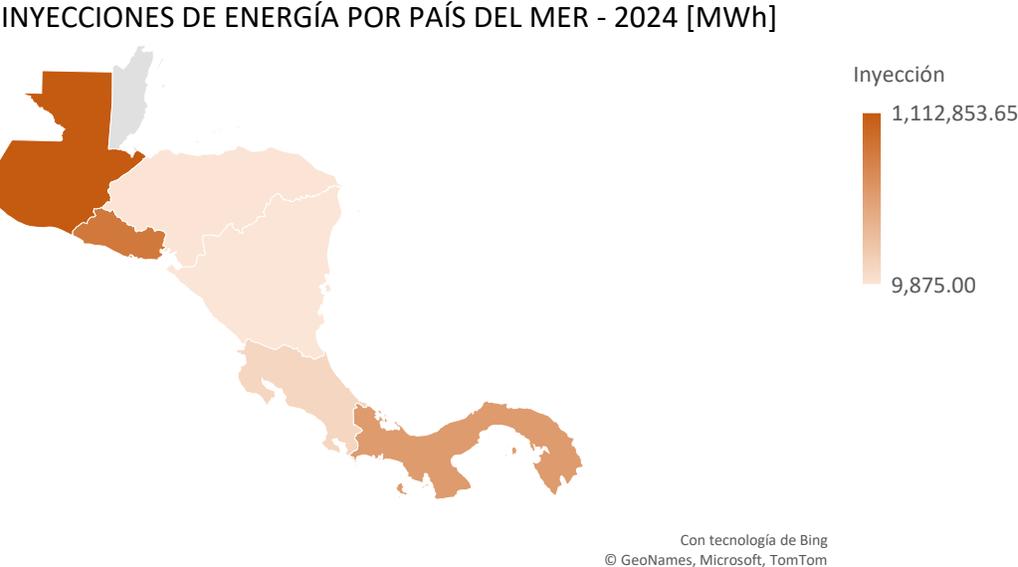


Ilustración 21 - Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2024.

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

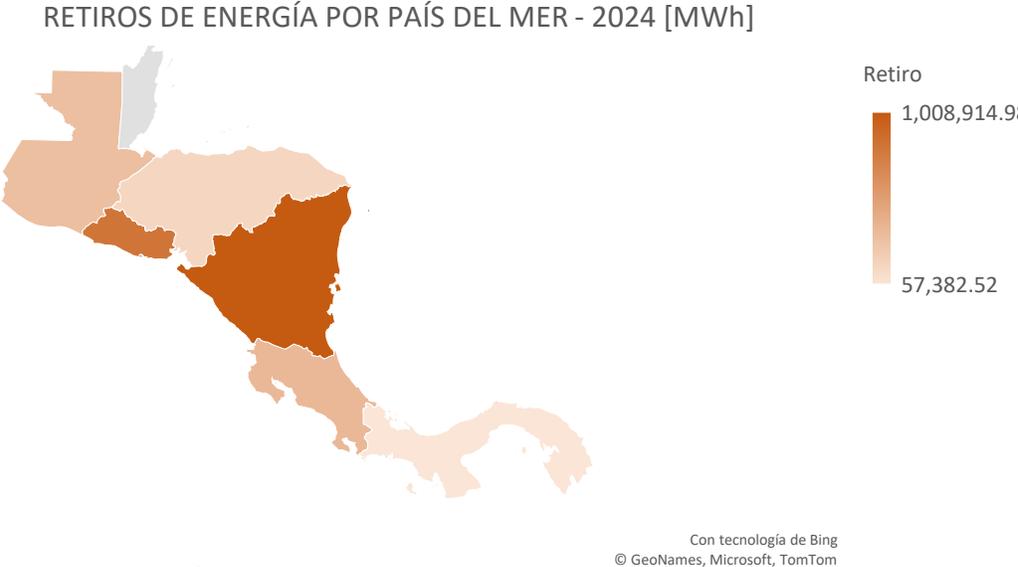


Ilustración 22 – Mapa de Retiros de energía por país del MER 2024 [MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Nótese en las gráficas anteriores que Guatemala fue el país en 2024 en inyectar mayor cantidad de energía (1,112,853.65MWh) en el MER y Nicaragua el país en retirar la mayor cantidad de energía (1,008,914.98MWh). A continuación, se muestra una tabla resumen con la que se construyeron los mapas anteriores:

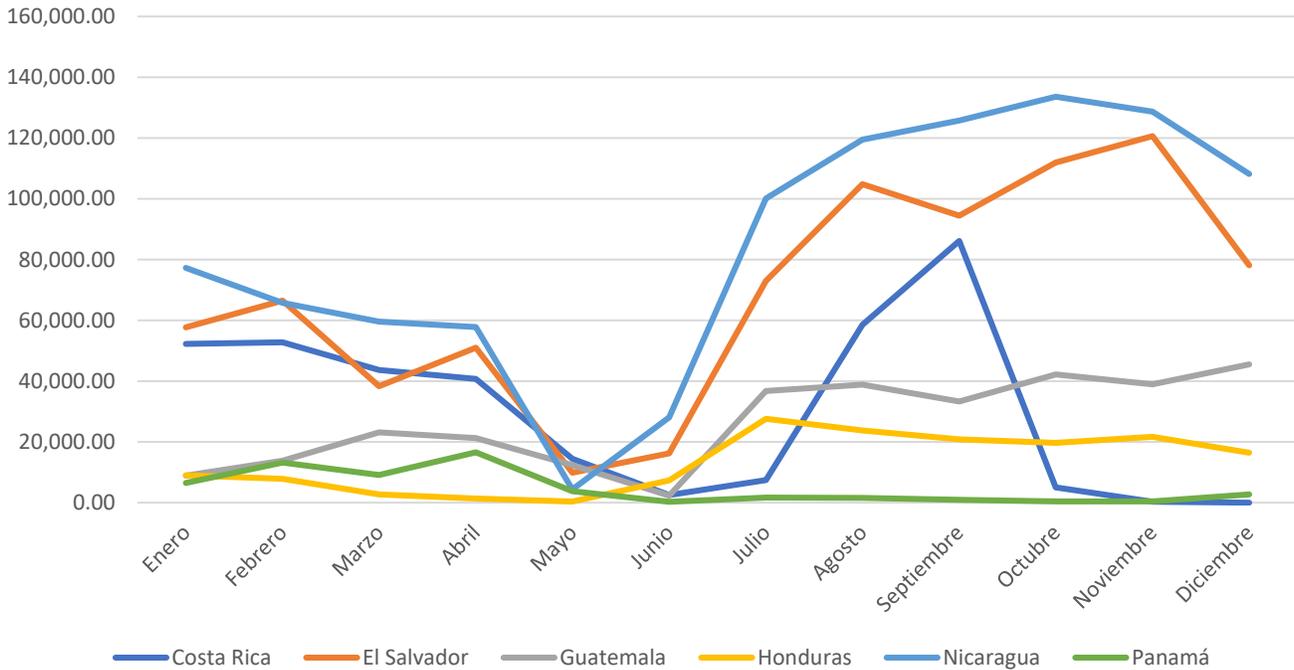
Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh]							
Tipo	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Inyección	1,112,853.65	866,124.19	14,790.26	9,875.00	132,439.75	596,031.77	2,732,114.61
Retiro	317,254.20	822,492.41	158,798.05	1,008,914.98	363,748.07	57,382.52	2,728,590.23

Tabla 18 - Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh] 2024

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Al ver los retiros de energía por país durante 2024 se obtiene la siguiente gráfica:

Retiros de energía el MER por país durante 2024 [USD/MWh]



Gráfica 84 – Inyecciones de energía MER por país durante 2024. [USD/MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

La grafica anterior demuestra que, durante 2024, todos los países del MER durante los meses de abril, mayo y junio tuvieron una caída en sus importaciones de energía, esto debido a que 2024 fue un año bastante seco y los efectos del cambio climático tuvieron una repercusión importante en las disponibilidades de los recursos de generación en cada país que participa en el MER.

Por otro lado, ya a finales del 2024, en general tuvo lugar un repunte de exportaciones y por consiguiente

importaciones de energía eléctrica.

Con respecto a los precios de la energía a continuación, se presenta una tabla con los precios promedio ex - ante para el 2024.

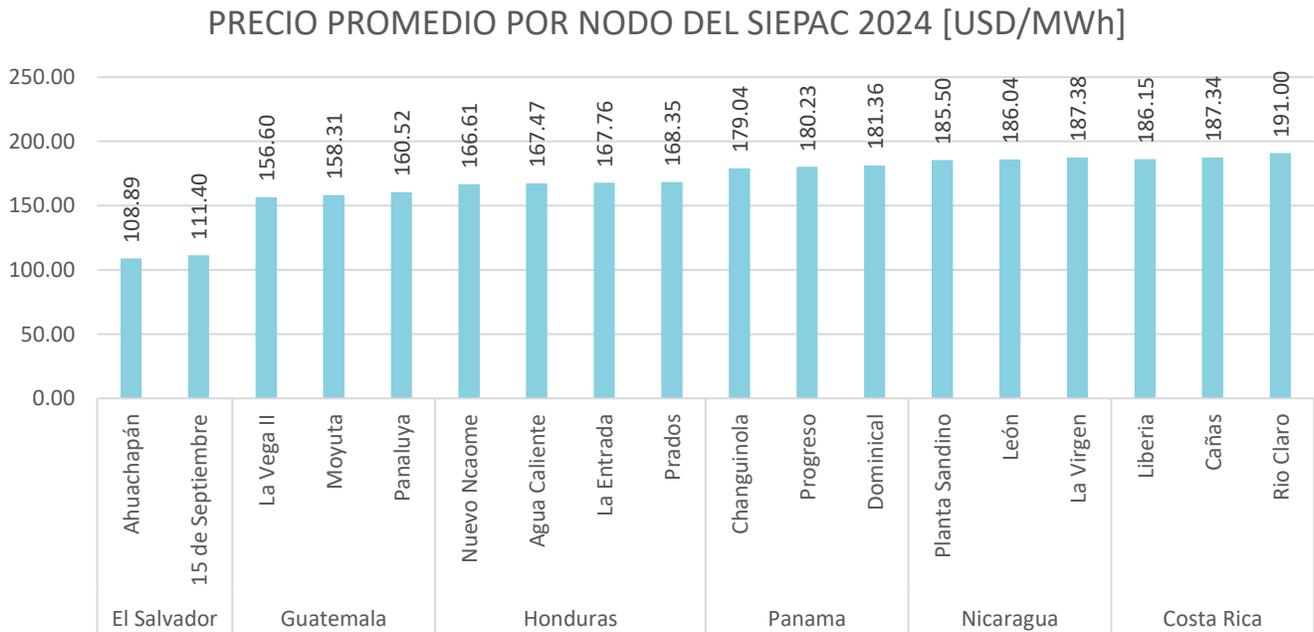
Precios promedio ex - ante 2022 del MER [USD/MWh]					
Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
158.48	110.14	167.55	186.24	188.88	180.21

Tabla 19 - Precios promedio ex - ante 2024 del MER [USD/MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

En la tabla anterior se puede ver que la energía con el precio promedio más barato en 2024 fue en los nodos de retiro en El Salvador, por el contrario, el promedio de los nodos por país fue en Costa Rica.

A continuación, se presenta una gráfica con los precios promedio anuales por nodo del SIEPAC:



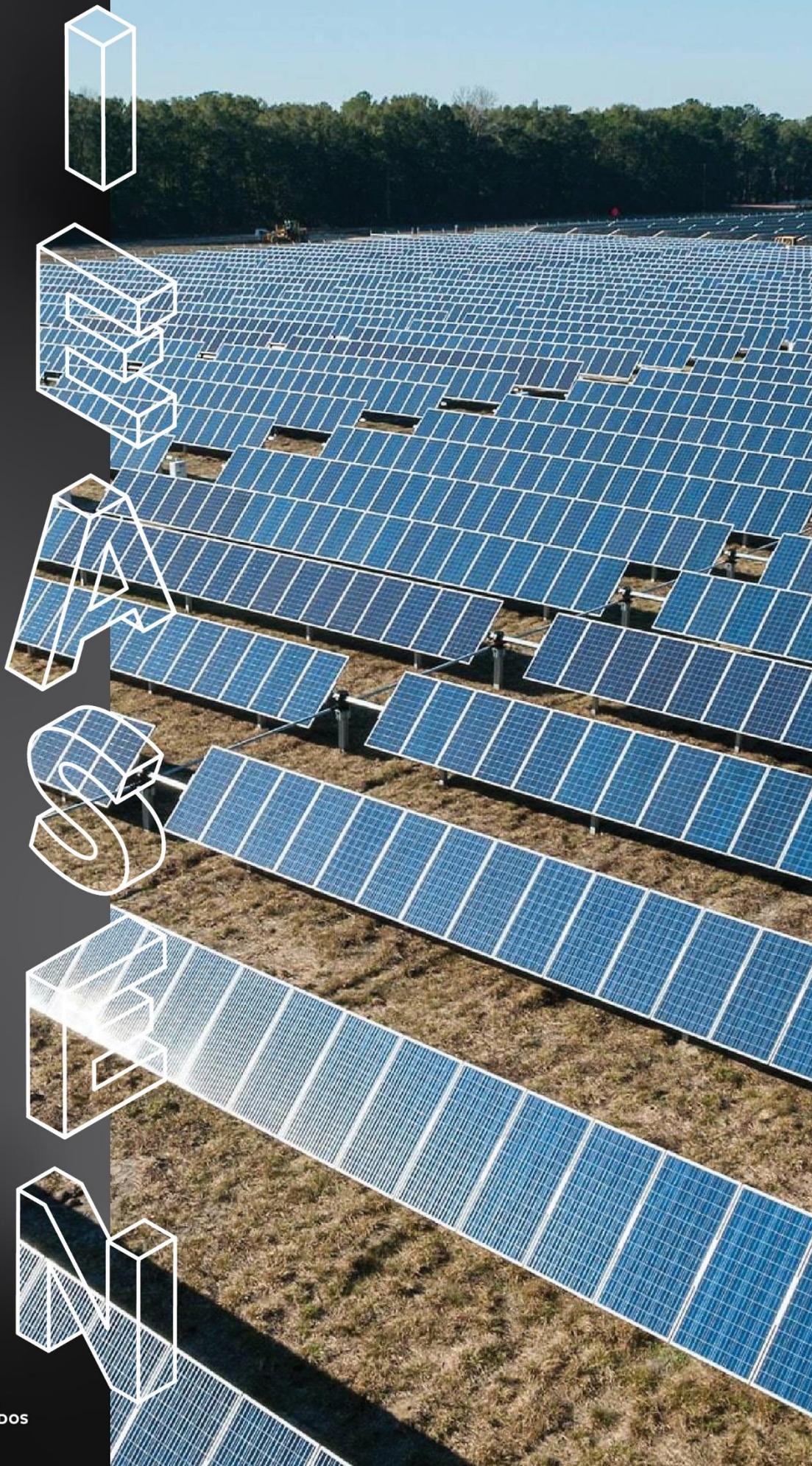
Gráfica 85 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2024 [USD/MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 11

Sistemas Aislados



En este capítulo se muestran los datos estadísticos más importantes relacionados con las distribuidoras de los sistemas aislados de Islas de la Bahía. Las compañías que se encuentran en cada isla del departamento son: RECO - Roatán Electric Company en la isla de Roatán, BELCO - Bonacco Electric Company en Guanaja y UPCO - Útila Power Company en Útila. En el departamento de Gracias a Dios se encuentra INELEM - Inversiones Eléctricas de La Mosquitia y el Grupo Energías Unidas. En estos sistemas aislados, las distribuidoras también realizan actividades de generación.

11.1 ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO

RECO (Roatán Electric Company) es una empresa de servicios eléctricos para la isla de Roatán, ubicada en el departamento de Islas de la Bahía. RECO ofrece el servicio de generación y distribución a los municipios de Roatán y Santos Guardiola. A continuación, se presentan los datos de potencia instalada y generación histórica entre el año 2015 al 2024:

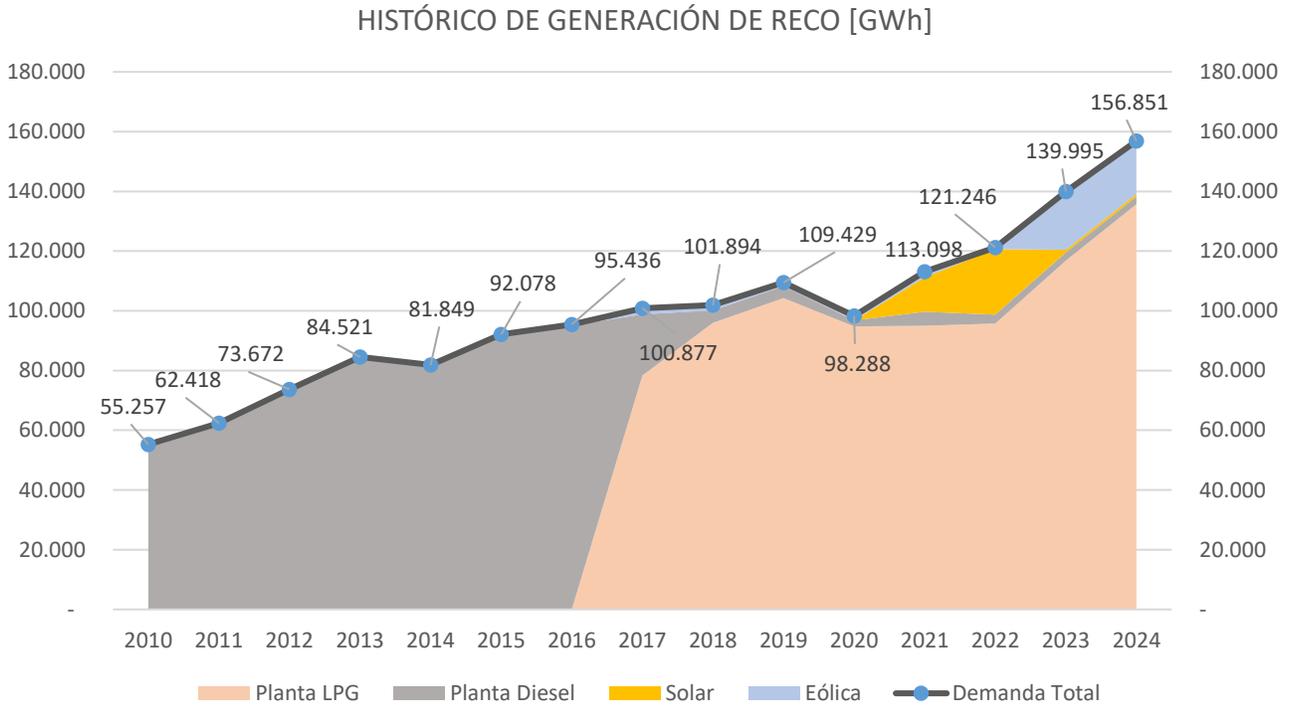
HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA RECO [MW]										
TIPO DE PLANTA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Planta LPG	0	0	28	28	28	28	28	28	28	28
Planta Diesel	16	16	16	12.7	12.7	12.7	7	7	4.2	6.4
Eólica	0	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	4	5.6	3
Solar	0	0	0	0	0	0	11	12	10.3	12.4
TOTAL	16	19.8	47.8	44.5	44.5	44.5	49.8	51	48.1	50.1

Tabla 20 - Potencia instalada [MW] de RECO
Fuente: ROATAN ELECTRIC COMPANY

En la tabla anterior se puede observar que esta distribuidora ha transformado su parque de generación, pasando de motores de Diesel a plantas de GLP y en los últimos años se han instalado plantas solares y eólicas con el objetivo de disminuir sus emisiones totales de CO2.

Al calcular un índice de renovabilidad en función de la potencia instalada, RECO cuenta con un 32.15% de potencia de generación a base de fuentes renovable, predominando aun las fuentes de generación mediante recursos fosiles.

11.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO



Gráfica 86 - Histórico de generación de RECO 2015-2024[GWh]

Fuente: RECO

En la gráfica anterior se muestra el histórico de generación de RECO, siendo importante resaltar que a partir del 2015 se ha sobrepasado los 90 GWh, sin embargo, a partir de 2017 la mayor parte de generación proviene de las plantas LPG que se incorporaron ese año. En 2024 la generación por parte de RECO fue mayor con respecto al 2023 llegando a 156.8 GWh. En diciembre 2024, se tiene un registro de 22,145 clientes conectados a su red de distribución alcanzando una demanda máxima de 26.5 MW alcanzada en el mes de junio 2024.

11.1.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

RECO antes del año 2017 generaba su energía eléctrica a partir de motores diésel, pero desde 2017 se incluyó en su parque de generación una nueva tecnología a base de LPG. A continuación, se muestra el comportamiento histórico de los valores reportados de consumo de los combustibles para generar energía y satisfacer la demanda eléctrica de Roatán.

CONSUMO HISTÓRICO DE COMBUSTIBLE DE RECO [kGa]



Gráfica 87 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGa]

Fuente: RECO

Del gráfico anterior, se denota que el mayor consumo de combustible en los últimos se centra en la planta LPG, siendo un 98.72% en 2024 del consumo total de combustibles.

11.2 VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO RECO 2024

A continuación, se muestra una tabla resumen de los clientes reportados por RECO estratificados por sector de consumo y adicionalmente cual fue su tarifa promedio en 2024:

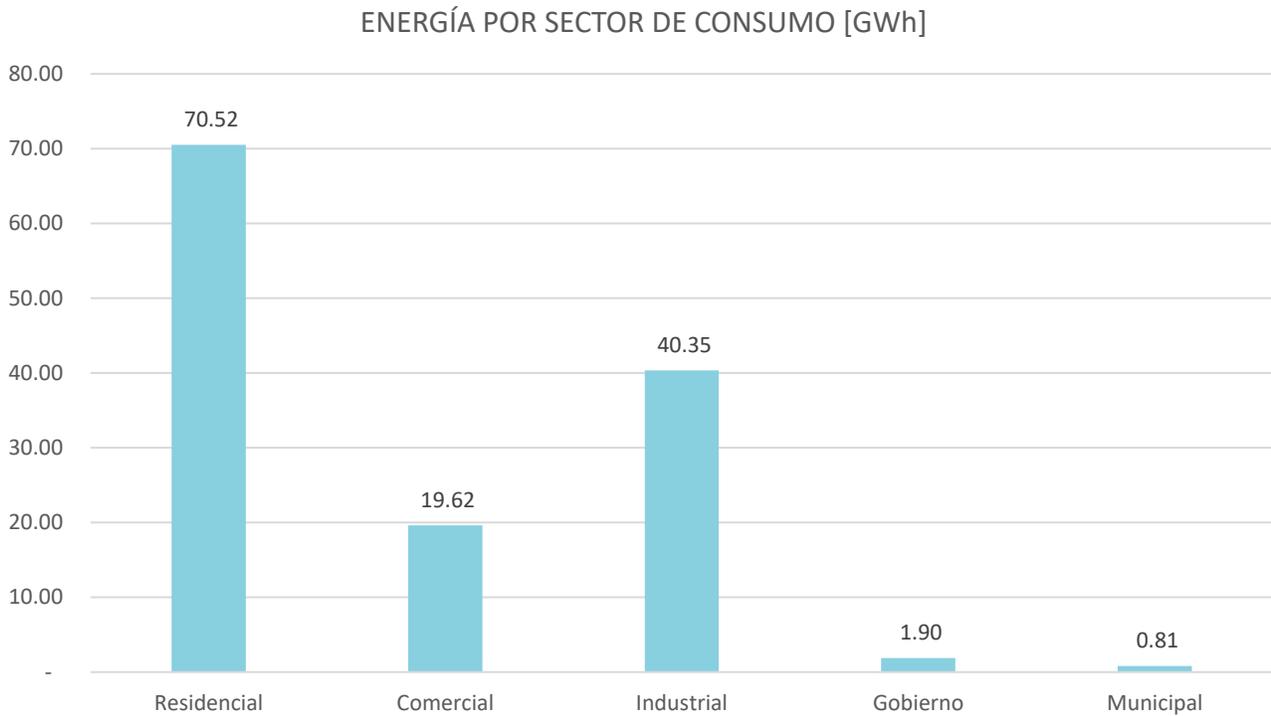
NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2024			
SECTOR	CLIENTES	PORCENTAJE	TARIFA PROMEDIO L/kWh
Residencial	20145	90.97%	8.07
Comercial	1758	7.94%	9.47
Industrial	72	0.33%	7.89
Gobierno	123	0.56%	9.47
Municipal	47	0.21%	9.47
TOTAL	22,145	100%	8.87

Tabla 21 - Clientes por sector de consumo [MW] de RECO

Fuente: ROATAN ELECTRIC COMPANY

El mayor porcentaje de clientes se encuentra en la franja de consumo de consumo residencial (90.97%), y la tarifa más baja rondó en 2024 en promedio los 7.89 L/kWh para el sector de consumo industrial.

11.3 DATOS DE DEMANDA POR SECTOR DE CONSUMO -RECO



Gráfica 88 - Energía por sector de consumo RECO [GWh]

Fuente: ROATAN ELECTRIC COMPANY

Al analizar los datos desde punto de vista de la energía el sector residencial siempre tiene el mayor consumo con un 52.95% del consumo total, sin embargo, el segundo lugar lo tiene el sector industrial con el 30.29% del consumo total de Roatán.

11.4 ÚTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO

En la isla de Utila la compañía distribuidora es UPCO (Utila Power Company), y a continuación, se muestran los datos de potencia instalada:

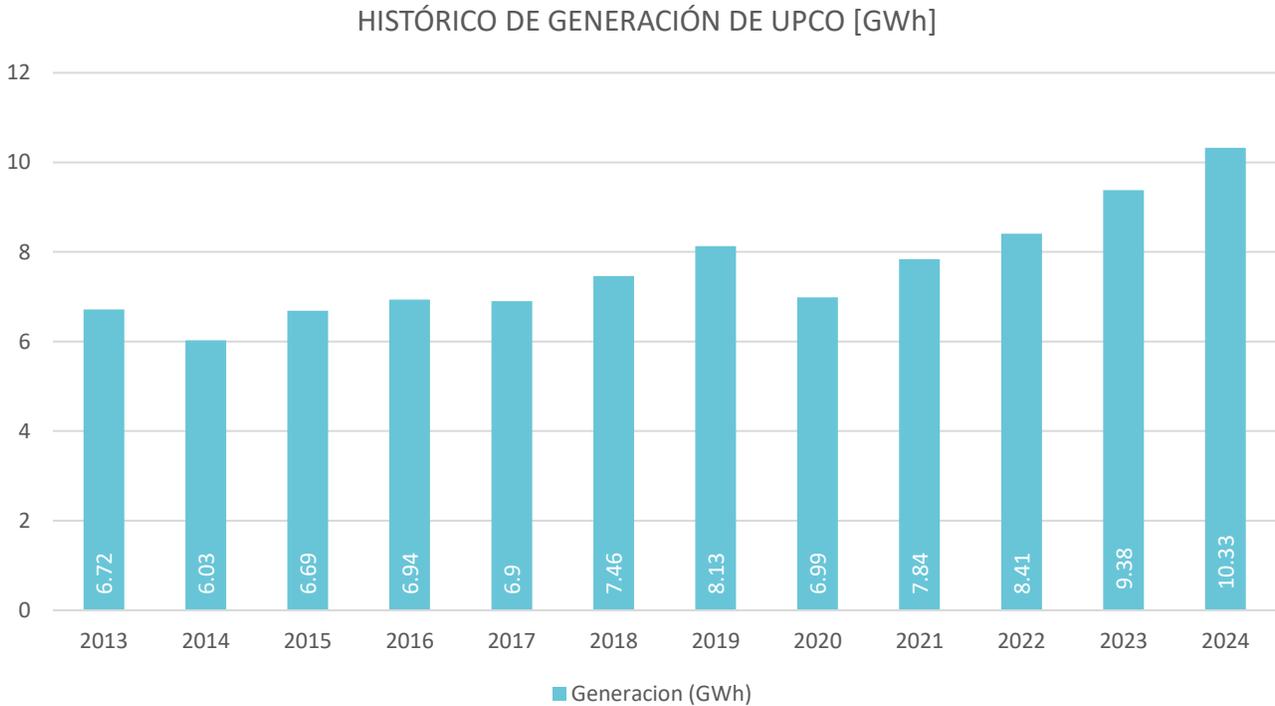
CAPACIDAD INSTALADA [MW] UPCO					
AÑO	2020	2021	2022	2023	2024
Diesel	5.4	4.7	3.45	3.54	4.05
Fotovoltaico	0.2	0.2	0.19	0.2	0.19
TOTAL	5.6	4.9	3.64	3.74	4.24

Tabla 22 - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW]

Fuente: Útila Power Company S.A de C.V.

11.4.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO

A partir de 2017 UPCO comenzó a incorporar generación fotovoltaica, aunque su aporte es poco con respecto a la generación total, a continuación, se muestra el grafico del histórico de generación de UPCO desde 2013 a 2024:



Gráfica 89 - Histórico de generación de UPCO [GWh]

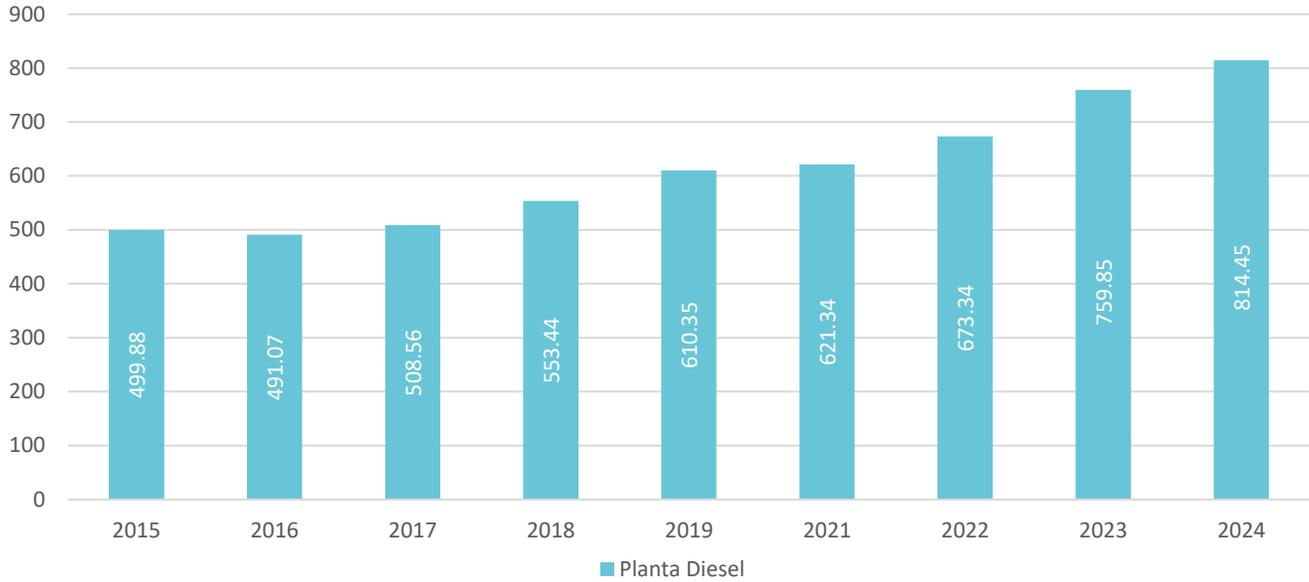
Fuente: Utila Power Company S.A de C.V.

La Generación de UPCO ha venido creciendo en los últimos años alrededor de un 10% anual, en 2024 el pico de demanda eléctrica fue de 1.94 MW en el mes de octubre, no obstante, se presentaron picos sostenidos de 1.91MW en los meses de marzo, mayo, junio y julio.

11.4.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

UPCO cuenta con cuatro generadores diésel, para la generación de energía eléctrica, a continuación, se muestra los valores históricos reportados de combustible consumido por parte de estos generadores.

CONSUMO HISTÓRICO DE COMBUSTIBLE DE RECO [kGa]



Gráfica 90 - Consumo de diésel UPCO [kGal]

Fuente: Utila Power Company S.A de C.V.

En la gráfica anterior se puede notar el crecimiento sostenido del consumo de combustible diesel por parte de UPCO producto de su correlación con el crecimiento de la demanda en los últimos años.

11.4.3 VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO UPCO 2024

El sector con la mayor cantidad de clientes es el sector residencial con 1,531 clientes y un consumo total del 4.72 GWh, el sector comercial cuenta con 1,240 clientes y un consumo total de 5.14 GWh.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los clientes reportados por UPCO estratificados por sector de consumo y adicionalmente cual fue su tarifa promedio en 2024:

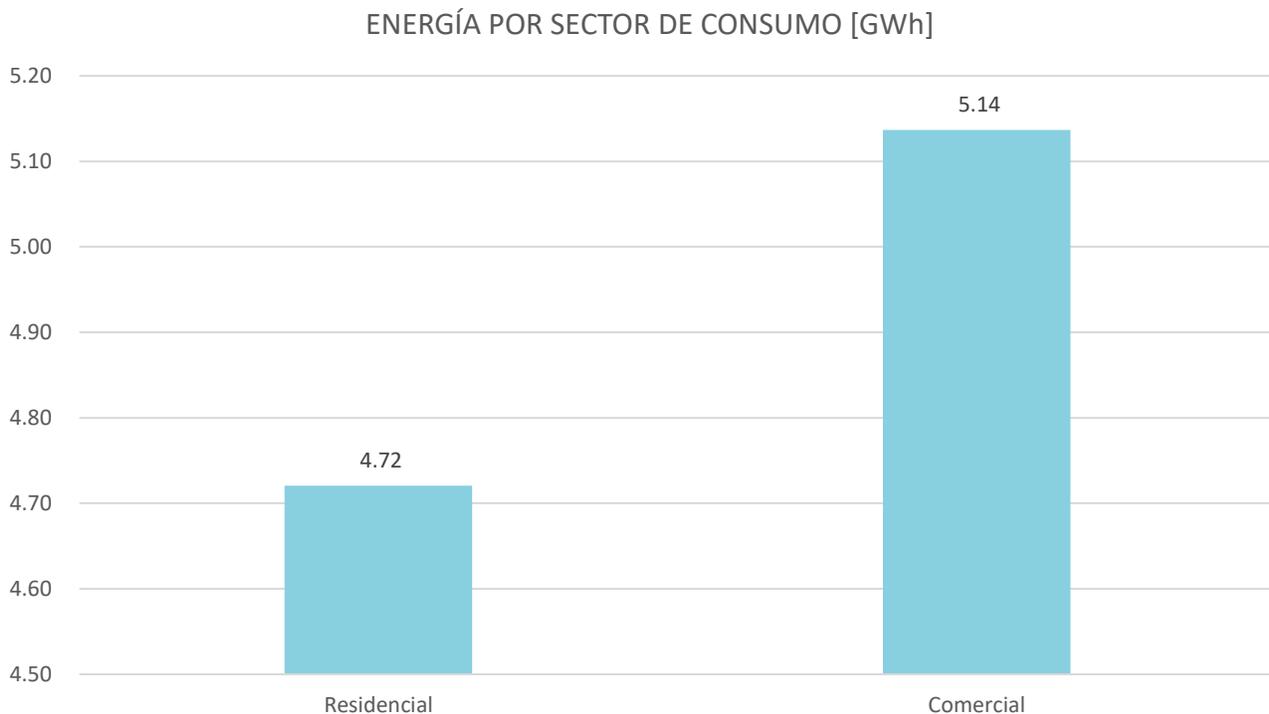
NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2024			
SECTOR	CLIENTES	PORCENTAJE	TARIFA PROMEDIO L/kWh
Residencial	1,531	55.25%	11.20
Comercial	1,240	44.75%	11.20
TOTAL	2,771	100%	11.20

Tabla 23 - Número de clientes por sector de UPCO [MW]

Fuente: Utila Power Company S.A de C.V.

Solo existen dos categorías de clientes, residenciales y comerciales, y la tarifa es la misma para ambos sectores siendo en promedio 11.82 L/kWh en 2024, esta tarifa tuvo una disminución de 5.25% respecto a 2023.

11.4.4 DATOS DE DEMANDA EN ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO -UPCO



Gráfica 91 - Energía por sector de consumo UPCO [GWh]

Fuente: UPCO

Al analizar los datos desde punto de vista de la energía el sector comercial presenta un leve mayor consumo respecto al residencial.

11.5 PROYECTO PERLA

PERLA es un proyecto de electrificación basado en un sistema híbrido de paneles y motores Diesel, teniendo dos componentes, uno destinado para la Isla de Guanaja en Islas de la Bahía y el otro para Brus Laguna en Gracias a Dios, garantizando el acceso al servicio de energía eléctrica en la región, mejorando las condiciones de vida del pueblo, promoviendo el desarrollo socioeconómico, esto en el marco de una cooperación entre el gobierno de Honduras y el BID.

El proyecto Perla de Brus Laguna en Gracias a Dios cuenta con 400kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

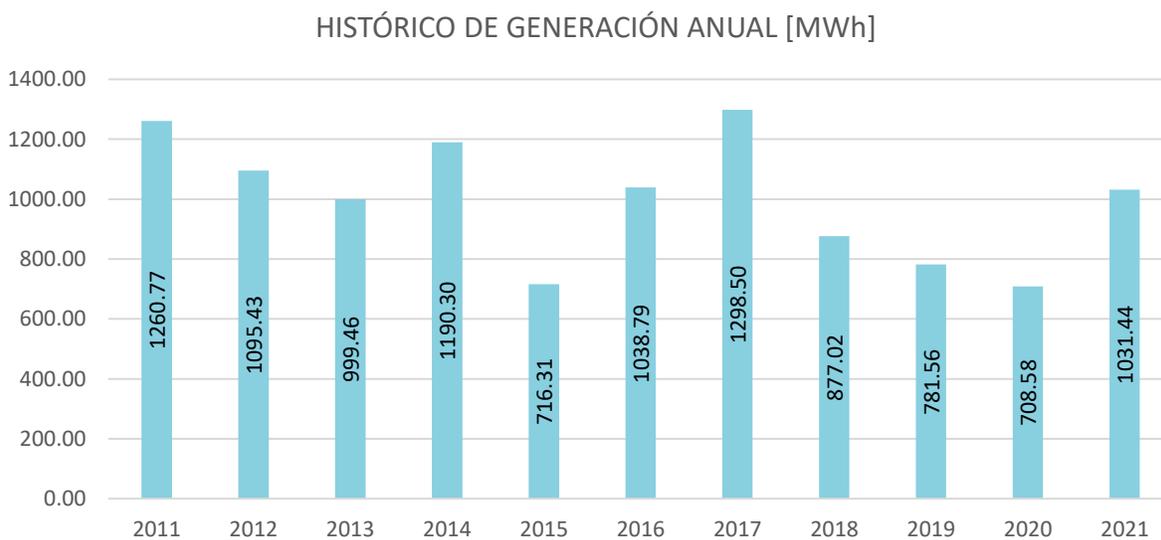
El proyecto Perla de Guanaja en Islas de la Bahía cuenta con 600kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 150kW/0.54MWh y un generador Diesel de 1.939kW.

11.6 INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM)

Inversiones Eléctricas de la Mosquita es una empresa brinda el servicio eléctrico a Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios. A continuación, se presentan datos sobre su potencia instalada, energía generada y número de clientes por sector. En los siguientes apartados se presentará información hasta 2021, ya que no se obtuvo acceso a información de 2024.

11.6.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM

La siguiente grafica muestra la generación histórica de energía eléctrica de INELEM desde 2011 a 2021:



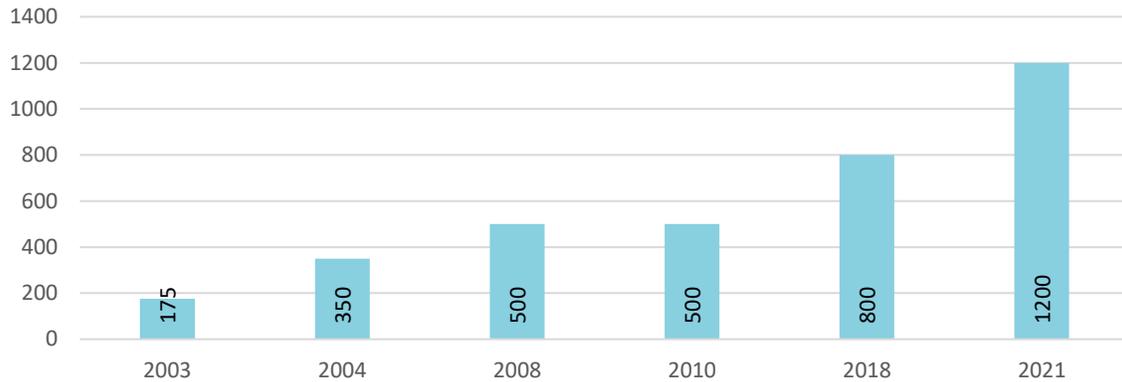
Gráfica 92 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Esta empresa cuenta con motores de combustión interna a base de diésel, en sus planes de expansión tiene el proyecto de llegar a un 1MW de potencia instalada en conjunto con una ampliación de 500 metros para la red primaria y 2,000 metros para la red secundaria.

El siguiente gráfico muestra un histórico de la potencia instalada de esta empresa desde el año 2003 hasta el 2018.

HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA DE INELEM [kW]

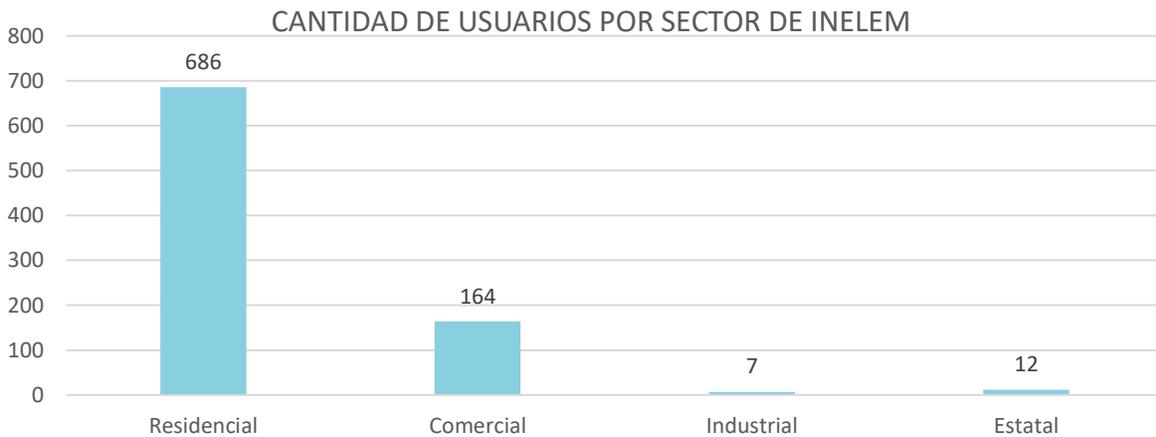


Gráfica 93 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2021 [kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.6.2 USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM

La gran mayoría de usuarios de esta empresa son del sector residencial con 616 clientes seguido del sector comercial con 132 usuarios.



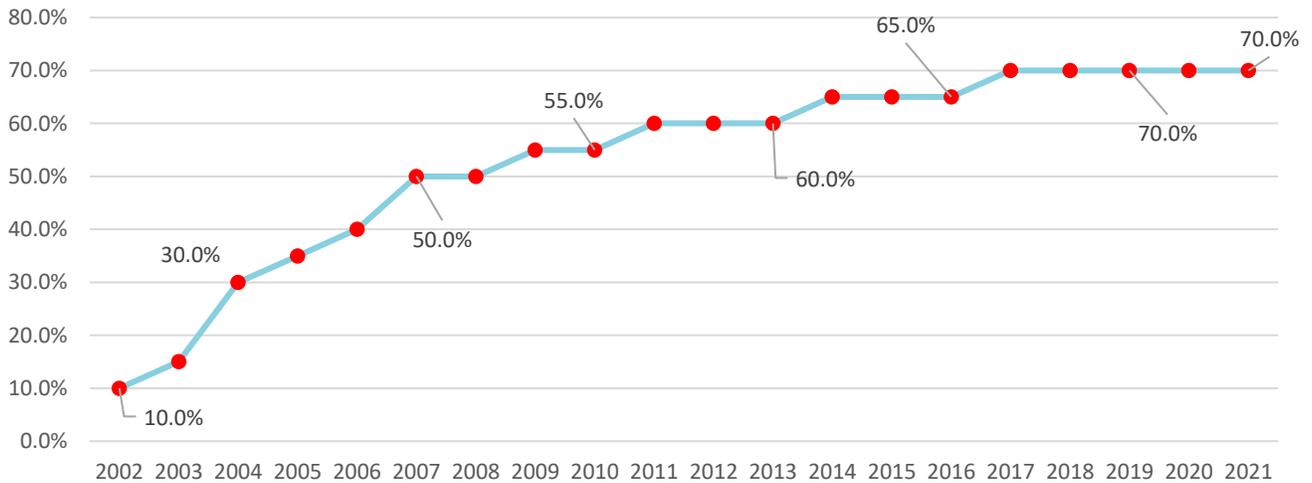
Gráfica 94 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.6.3 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM

A lo largo de los años el índice de cobertura eléctrica ha tenido una tendencia creciente debido a la ampliación de su red de distribución, en el siguiente gráfico se presenta el índice de cobertura histórico de Puerto Lempira desde el año 2002 hasta 2021.

HISTÓRICO DE COBERTURA ELÉCTRICA DE INELEM



Gráfica 95 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2021

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.7 COMPAÑÍA DE ENERGÍA GAS Y AGUA, SOCIEDAD ANÓNIMA (CEGASA)

La compañía de energía gas y agua, sociedad anónima es una empresa de capital privado, ubicada en el municipio de Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios, específicamente en la aldea de Kaukira, la cual brinda entre otros servicios la energía eléctrica. A continuación, se presentan los datos recabados de la empresa. En los siguientes apartados se presentará información hasta 2022, ya que no se obtuvo acceso a información de 2023.

11.7.1 POTENCIA, ENERGÍA GENERADA, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y DEMANDA MÁXIMA

Esta empresa cuenta con motores de combustión interna a base de diésel con una potencia de 250 kW. En cuanto a la energía generada solo se tienen datos del mes de septiembre a diciembre del 2022, debido que hasta dicho mes se instalaron equipos de medición para llevar registro correspondiente, la energía generada en esos meses fue de 584.9 MWh. Por otra parte, el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica también se tiene registros desde el mes de septiembre a diciembre del 2022 y es de 20,088 galones de Diesel. Por último, la demanda máxima registrada por el sistema durante esos 4 meses fue de 147.2 KW que se registró en el mes de diciembre.

11.7.2 CLIENTES CEGASA

A continuación, se muestra la cantidad de clientes por sector de consumo de la empresa CEGASA.



Gráfica 96 - Número de clientes por consumo CEGASA

11.7.3 COBERTURA ELÉCTRICA Y PLANES DE EXPANSIÓN

La aldea de Kaukira es una franja de tierra por lo tanto la red de distribución se reduce a una línea de 13.8 kV. En cuanto a población tiene aproximadamente de 1,084 viviendas de las cuales para diciembre de 2022 cuentan con electricidad 222 viviendas, por lo tanto, el índice de cobertura eléctrica es de 20.48%.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CAPÍTULO 12

Energía Distribuida

ENERGÍA



Los proyectos de electrificación y de acceso a la energía en las comunidades rurales, forman parte de la agenda de organismos internacionales de cooperación y también del Estado de Honduras para reducir la pobreza, elevar la calidad de vida de los ciudadanos en los sectores rurales e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país.

Los objetivos de estos proyectos apuntan a solucionar las carencias de electricidad, y con ello a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el sector rural, mejorando así su calidad de vida y oportunidades de acceso a la educación y salud.

12.1 ENERGÍA DISTRIBUIDA FUERA DE RED

En Honduras existen diversos programas de electrificación y acceso a la energía eléctrica, a continuación, se hace una revisión de los más importantes que funcionan en el país.

12.1.1 ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)

Energizing Development (EnDev) fue una asociación de acceso a la energía financiada actualmente por seis países donantes; Holanda, Alemania, Noruega, Reino Unido, Suiza y Suecia. EnDev ha promovido el acceso sostenible a servicios modernos de energía, estos servicios satisficieron muchas necesidades de la población en el área rural. En Honduras EnDev trabajó junto con la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit o GIZ), brindando apoyo al país a través de programas regionales que promueven las energías renovables y la eficiencia energética.¹⁵

EnDev ha electrificado un total de 5,834 viviendas mediante proyectos de energía fotovoltaica, en total se estima que, la potencia instalada de todos los proyectos a nivel nacional equivale a 202 kW. Entre el 2001 y 2018, se han electrificado alrededor de 5,834 viviendas particulares, además de 97 centros comunales, 15 establecimientos de salud y 91 centros escolares.

EnDev también cuenta con proyectos acceso a la electricidad a través de pequeñas centrales hidroeléctricas, y en 2021 benefició a 990 viviendas con este servicio, estos proyectos han sido desarrollados en siete departamentos (Atlántida, Colon, Cortes, El Paraíso, Lempira, Olancho y Yoro) y se estima una potencia instalada de 210 kVA.

12.1.2 PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS)

El Gobierno de Honduras, gestionó un crédito con la Asociación Internacional de Fomento (AIF) del Banco Mundial (BM), dirigido a atender diversas necesidades en los sectores de rehabilitación de caminos, agua, saneamiento y electrificación en ciertas zonas rurales del país, proporcionando una serie de diseños, obras, programas de asistencia, estudios, capacitaciones y otros componentes. El FHIS actuó como el ente administrador y ejecutor a través del Proyecto de Infraestructura Rural (PIR).

El Fondo Hondureño de Inversión Social (FHIS) actuó como el ente administrador y ejecutor a través del Proyecto de Infraestructura Rural (PIR), proyecto cuya área de influencia son las comunidades rurales que cumplen criterios de selección relacionadas con las condiciones de pobreza y organización comunitaria. Este proyecto inició en el

¹⁵ EnDev Honduras presentó su evento de cierre en noviembre del 2019.

occidente del país con las mancomunidades CRA (Consejo Nacional Ambiental), que comprende siete municipios de Santa Bárbara y diez municipios del norte de Copán con población CHORTÍ. Posteriormente, el Proyecto incorporó a cuatro mancomunidades más: MAMBOCAURE en Choluteca, MAMCEPAZ en La Paz, GÜISAYOTE, en Ocotepeque y MAMNO en Olancho. En el 2011, se incorpora al área de influencia del Proyecto las Mancomunidades de AMFI en Intibucá, MANOFM de Francisco Morazán y CAFEG en Lempira.

La cantidad de sistemas instalados con tecnología solar fotovoltaica desarrollados por el PIR ronda un total de 9,228 viviendas y 248 escuelas, donde los departamentos más beneficiados son: Olancho, el Paraíso, Francisco Morazán y Yoro.

El PIR, también participó en la implementación del Proyecto Micro hidroeléctrico "La Atravesada", ubicado en la comunidad de San Marcos, municipio de Florida, Copán. Esta microrred provee el servicio eléctrico a tres comunidades de la zona, con un total de 111 viviendas conectadas, se encuentra operando desde 2012.

12.1.3 PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)

El Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible (PRONADERS) fue creado mediante Decreto No. 137-2011 como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Estado en los Despachos de Agricultura y Ganadería (SAGPRONADERS); a través del Proyecto Energía Rural ha implementado sistemas solares fotovoltaicos (SFA) para brindar acceso a la electricidad, y mejorar las condiciones de vida para 21,036 familias de escasos recursos, con capacidad instalada de 130 Wp por vivienda; 416 centros educativos con capacidad de 640 Wp cada uno y 34 establecimientos de salud con capacidad unitaria de 2,000 Wp. Se ha fomentado la formación y organización comunitaria en Juntas de Energía y Cajas Rurales. Adicionalmente se cuenta con un componente de capacitación técnica a miembros de las comunidades para el mantenimiento de los sistemas.

En su primera fase, el Pro- Energía Rural se extendió en seis departamentos del occidente del país: Ocotepeque, Lempira, Copán, Intibucá, Santa Bárbara y La Paz; con la inclusión de 1,226 comunidades y una potencia total instalada estimada en 3.07MWp.

La segunda fase, en proceso de implementación, comprende los departamentos de Lempira, Intibucá, Santa Bárbara y La Paz, con una ampliación de 2,347 SFA (300 Wp cada uno) y una potencia instalada aproximada de 704 kWp.

12.1.4 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN DESARROLLADOS DE FORMA PRIVADA

Desde 1994, algunas empresas se han dedicado a la comercialización e instalación de sistemas solares fotovoltaicos domiciliarios, así como para usos productivos de forma privada.

La Asociación de Proveedores de Soluciones de Energía Renovable Distribuida de Honduras (APRODERDH), agrupa a una cantidad considerable de empresas privadas comercializadoras y distribuidoras de sistemas basados en generación renovable con el objetivo de promover su uso para autoconsumo.

A continuación, se menciona las empresas privadas de las cuales se han obtenido datos referenciales.

12.1.5 VILLAGE INFRASTRUCTURE ANGELS (VIA)

Es una organización dirigida por un grupo de profesionales con amplia experiencia en administrar proyectos de micro infraestructura en algunos de los lugares más remotos del mundo. VIA tiene dos ejes principales de trabajo; conecta a los inversores con los proyectos de infraestructura de aldeas y ayuda a otros a desarrollar proyectos similares.

En Honduras, VIA ha instalado un total de 2,032 sistemas de 2.7 Wp y 6 Wp. Se planea agregar 718 sistemas adicionales en Gracias a Dios, municipio de Puerto Lempira. Cabe mencionar que, del total de sistemas instalados, únicamente se encuentran en funcionamiento 1,582; el resto se reporta en desuso por las razones descritas a continuación:

1. COVID-19
2. Huracán ETA
3. Huracán IOTA
4. Beneficiarios (Clientes) fallecidos
5. Reportes de robo
6. Sistemas defectuosos o en mal estado

En la actualidad, esta organización dejó de impulsar el proyecto dadas las razones mencionadas anteriormente, por lo que los inversionistas han decidido detener el proyecto.

12.1.6 ENERGÍA SIN FRONTERAS (ESF)

Es una ONG española que inició en el 2003 por un grupo de directivos del sector energético español con la finalidad de contribuir al Acceso Universal de la Energía. Formada por 180 voluntarios, la mayoría ingenieros. Además de buscar soluciones para el Acceso a la Energía, ESF también contribuye con acceso al agua y saneamiento, sobre todo en las comunidades más aisladas y alejadas, las cuales son comúnmente las más vulnerables.

Energía Sin Fronteras ha considerado un modelo de negocio para contribuir al Acceso Universal de la Energía, en los lugares donde no está previsto que se expanda la red eléctrica convencional, llamado modelo Corylus.

El modelo Corylus aplica el uso de las últimas innovaciones tecnológicas de energía renovable fotovoltaica, busca la mayor eficiencia energética y promueve la colaboración de la municipalidad y la participación comunitaria, mediante la creación de comités comunitarios, que previa formación, actúan con la población ayudándoles tanto a la instalación como en el pago y uso de los equipos. El proyecto está siendo una Fuente de aprendizaje para los esfuerzos de electrificación que deberán ser desarrollados en el futuro, no sólo en aspectos técnicos, sino también como modelos de gestión utilizado para lograr la sostenibilidad.

Desde el año 2018 se está desarrollando, en colaboración con la ONG Ayuda en Acción, el modelo Corylus en comunidades indígenas, mayoritariamente tolupanas, en los municipios de Victoria y Sulaco, y, desde el 2021, en el municipio de Yoro previendo expandirse hacia Yorito. Corylus ha conseguido que unas dos mil familias en Honduras puedan acceder a la electricidad y tengan sus necesidades energéticas satisfechas, mediante equipos solares fotovoltaicos.

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES

2023

SEN
SECRETARÍA DE ENERGÍA

DIRECCIÓN GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y MERCADOS



CONCLUSIONES

Los datos estadísticos funcionan como insumo para realizar estudios más especializados como los indicadores energéticos de un país, por lo tanto, la certeza de estos es de suma importancia al momento tomar decisiones y generar políticas públicas orientadas al subsector eléctrico nacional.

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN

La **potencia eléctrica** instalada en el país en 2024 fue de **3,310.83MW**, distribuida en aproximadamente 107 centrales generadoras, donde **1,315.60 MW (39.74 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,995.23 MW (60.26%)** corresponden a generación **renovable**.

En cuanto a la matriz de generación del país la cual es bastante diversificada, la generación térmica a base de combustibles bunker y diésel en 2024 tiene el mayor porcentaje de participación con un 40.50% (5,028.71 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 30.88% (3,834.13 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.21% (1,020.04 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 7.02 % (871.85 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 5.57% (691.71 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 5.36% (665.73 GWh) y 2.46% (304.84 GWh) respectivamente.

El Índice de renovabilidad de la generación de energía eléctrica para el año 2024 fue de 52.48%.

DEMANDA ELÉCTRICA

El día con demanda máxima para el año 2024 ocurrió el 27 de mayo, registrándose a las 12:13 h una demanda de 1,949.8MW. De las 8760 horas del año, el 46.06% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 50.38% estuvo entre 1000 MW y 1050 MW, y un 3.29% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

En el mes de diciembre del 2024 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima con 1,617.2 MW, por otro lado, en el mes de mayo se registró la mayor demanda en el sistema eléctrico con 1,949.80MW, sin embargo, en los meses de abril y mayo también se registraron demandas altas, esto se debe a la temporada seca del año ya que hay un mayor uso de equipos de refrigeración en centros comerciales y residencias.

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica – ENEE, es actualmente la única distribuidora que compra energía eléctrica a los generadores, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2024 el precio monómico o unitario de generación a partir de fuentes renovables ponderado anual más bajo fue de 0.125 USD/kWh para la tecnología renovable base de geotermia y el más alto fue la tecnología eólica con 0.156 USD/kWh, por otro lado, el precio monómico ponderado anual de la energía térmica a base de combustibles fósiles fue de 0.152 USD/kWh posicionándose como el precio monómico promedio por tecnología más alto. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue de

tecnologías a base de combustibles fósiles con 2463.68 GWh, seguidos de 1152.53GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.137USD/kWh.

SECTORES DE CONSUMO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.19 % del total de abonados los cuales consumieron 3,305.11 GWh lo que representa un 46.53% del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,728.04 GWh correspondiente a un 24.33% del consumo total y el sector industrial consumió 1,653.94 GWh equivalentes a un 23.29%.

A nivel residencial los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 59.85 % del total de clientes, los clientes que están en un consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 16.09%, en conjunto representa el 75.94% (1,475,552 clientes) de todos los abonados residenciales, por otra parte, solamente un 2.65% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh en 2024, ese porcentaje represento a diciembre de 2024 en 51,578 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 27.40% de la energía total consumida en el sector residencial.

COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2024 es de 86.36%, en el sector urbano ICE es de 94.00% y en el rural de 76.66%; los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (11.18%), El Paraíso (62.92%) y Olancho (72.05%) y en contraste con Islas de la Bahía (98.76%), Cortés (96.06%), y Francisco Morazán (96.27%) presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2024 es de 88.25% en todo el país, el primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.81% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.99% y 95.33% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 21.17%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

El valor de las tarifas para los usuarios regulados conectados al SIN se revisan y aprueban trimestralmente por parte la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de los pliegos tarifarios donde se especifica la tarifa eléctrica según el nivel de tensión al cual los clientes se conectan; esta categorización se define como servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. El 2024 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (5.194 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (6.758 L/kWh), servicio general en baja tensión (6.747L/kWh), servicio en media tensión (4.632 L/kWh) y servicio en alta tensión (4.389 L/kWh).

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el año 2024 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a reducción de carga y aperturas automáticas/manuales, ascendiendo a un valor de 24,726.61 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2024 fue el mes de mayo en donde la reducción de carga representó el mayor porcentaje de las causas, seguido de fallas, aperturas automáticas/manuales y mantenimientos.

Finalmente, del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2024, un 20.91% se debe a cortes por

mantenimiento, un 24.30% a fallas, un 27.49% a reducción de carga y el 27.30% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Los niveles de pérdidas eléctricas tienen un impacto significativo en las finanzas de las empresas distribuidoras. En enero de 2024 las pérdidas en el sistema fueron de 36.2%, y el año se cerró con un 34.5% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución, estos valores incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, los datos anteriores representan una reducción favorable de alrededor de 2.4% en 2024.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER

Honduras realiza transacciones de importación y exportación de energía eléctrica en el MER mediante las interconexiones con El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Históricamente nuestro país ha sido mayormente comprador de energía eléctrica. En el 2024 Honduras compró 158.8 GWh lo que representó un aumento de 6.83% en la compra de energía con respecto al 2023.

Las importaciones en el MER representaron alrededor de un 1.27% del total de la energía requerida para suplir la demanda eléctrica en el país.

SISTEMAS AISLADOS

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en los departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios, estos sistemas son RECO con (50.1 MW), UPCO (4.25MW), INELEM (1.2MW) y CEGASA (0.25MW), no obstante, se encuentran adicionalmente el proyecto Perla de Guanaja con 600kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 150kW/0.54MWh y un generador Diesel de 1.939kW, el proyecto Perla de Brus Laguna con 400kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2024 fue de 156.851 GWh y UPCO generó un total de 10.32GWh.

CONSIDERACIONES FINALES

1. Los datos estadísticos presentados en este informe provienen de fuentes de información que corresponden a diversas instituciones gubernamentales y no gubernamentales, las cuales describen el comportamiento dinámico del subsector eléctrico, por lo tanto dentro del marco legal correspondiente (Consejo de Secretarios de Estado, 2021)¹⁶ de la creación de la Secretaría de Energía en el literal “g” expresa como una de sus facultades el procesamiento de los datos estadísticos y elaboración de indicadores energéticos del país; por lo cual se recomienda crear convenios interinstitucionales con las fuentes de información para que los datos estadísticos sean enviados de manera oficial y periódicamente a la SEN; y así obtener un mayor dinamismo de la información para un procesamiento más eficiente en tiempo y forma.
2. La información estadística es de suma importancia, ya que es fundamental para explicar el comportamiento en el tiempo de las distintas variables que describen el subsector eléctrico, por lo cual es necesario que las diversas fuentes de información cuenten con un mejor almacenamiento y presentación de los datos estadísticos para el uso general y específico de la Secretaría de Energía, tanto para fines de estudio, así como la planificación del subsector eléctrico.
3. El estudio estadístico del subsector eléctrico en el país es sumamente amplio, por lo cual es necesario que las diversas fuentes de información implementen herramientas informáticas que sean compartidas con la SEN para el tratamiento de datos estadísticos para un uso más seguro y eficiente.

¹⁶ (Consejo de Secretarios de Estado, 2021)

INFORME
ESTADÍSTICO
ANUAL
DEL SUBSECTOR
ELÉCTRICO
NACIONAL

ANEXOS

ANEXOS

PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2024

A continuación, se presenta una lista de cada una de las generadoras activas durante el año 2024, clasificadas por tipo de tecnología; se muestra también su respectiva potencia instalada, generación bruta y el consumo propio.

PLANTA	TÉRMICA			
	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	11	18,234.76	96.16	18,138.60
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	20	27,085.45	444.18	26,641.27
ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA ROSA	22.04	1,408.05	82.20	1,325.85
BECOSA	105	871,852.50	513,740.57	358,111.93
BRASSAVOLA	120	44,298.59	1,006.99	43,291.60
CEIBA TÉRMICA	10	14,510.90	0.00	14,510.90
EL FARO	43	225,709.14	10,950.48	214,758.65
ELCOSA	80	226,563.08	2,839.14	223,723.94
EMCE CHOLOMA	48	64,486.33	1,098.39	63,387.94
ENERSA	259	1,708,267.07	287.29	1,707,979.78
ENERSA COGENERACIÓN	17	58,536.84	509.97	58,026.87
LA PUERTA	15	4,416.16	190.57	4,225.59
LAEISZ JUTICALPA	35	30,460.65	3.54	30,457.11
LAEISZ SAN ISIDRO	20	150,362.38	480.39	149,882.00
LAEISZ CEIBA TÉRMICA	20	111,930.05	167.99	111,762.06
LAEISZ REGULETO /LA ENSENADA	44	178,772.01	14,671.50	164,100.51
LUFUSSA III	240	1,439,531.34	7,314.87	1,432,216.46
LUFUSSA VALLE	84	183,296.76	3,101.92	180,194.84
PECSA	63.064	361,490.61	266,584.81	94,905.80
PARK ENERG	14	110,447.86	107.96	110,339.90
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	27	23,569.47	242.36	23,327.11
SANTA FÉ	1.5	786.13	37.10	749.03
TÉRMICA VILLANUEVA	17	44,548.48	26,735.68	17,812.80
TOTAL TÉRMICO	1,210.60	5,028.71	444.81	4,583.9

Tabla 24 - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

PLANTA	HIDROELÉCTRICA			
	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
ARENAL	62.8	203.28	1.84	201.44
CAÑAVERAL	29	128.50	0.12	128.38
EL CAJON	300	1,478.75	-0.00	1,478.75
LA VEGONA	40	216.55	2.36	214.19
PATUCA III	104	345.88	5.74	340.14
RÍO LINDO	80	470.36	1.07	469.29
SHOL	33.75	110.47	1.37	109.10
AGUA VERDE	1	6.56	0.03	6.53
BABILONIA	4.4	28.33	0.14	28.19
CANJEL	2.75	9.50	0.02	9.47
CECECAPA	3.04	14.24	0.13	14.11
CHACHAGUALA	13.9	9.03	0.20	8.83
CHAMELECÓN	11.8	53.87	0.02	53.85
CHURUNE	6.6	18.43	0.44	17.98
CORONADO	7	34.29	1.22	33.07
CORRAL DE PIEDRAS	2.75	2.41	0.07	2.34
CORTECITO	5.5	16.24	0.51	15.73
CUYAGUAL	7	16.76	0.44	16.32
CUYAMAPA	12.8	51.74	0.43	51.31
CUYAMEL	10.57	23.09	0.20	22.89
EI NISPERO	22.5	67.90	0.04	67.87
EI NISPERO II	6	4.99	0.10	4.89
GENERA LOS LAURELES	4.8	24.30	0.12	24.18
HIDRO YOJOA	0.7	1.69	0.20	1.49
LA AURORA	9.36	29.84	0.17	29.67
LA ESPERANZA	14	38.13	0.66	37.47
LAS GLORIAS	6.2	28.85	0.31	28.54
LOS LAURELES	3.5	3.88	0.05	3.83
MANGUNGO	1.445	8.73	0.03	8.70
MATARRAS	1.704	7.67	0.09	7.58
MEZAPA	9	46.41	1.17	45.24
MORJAS	10.2	29.49	0.31	29.18
NACAOME	28.05	48.58	0.65	47.93
PENCALIGUE	17.24	54.12	0.22	53.91
PEÑA BLANCA	2.05	14.54	0.03	14.51
RÍO BETULIA	9.46	7.92	0.09	7.82
RÍO BLANCO	5.3	32.53	0.17	32.36
RÍO FRÍO	3.8	12.46	0.57	11.89
RÍO GUINEO	1	2.53	0.01	2.53
RÍO QUILIO	1.3	4.68	0.12	4.56

HIDROELÉCTRICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
SAN ALEJO	2.2	5.85	0.34	5.51
SAN CARLOS	4.2	12.63	0.05	12.59
SAN JUAN PUEBLO	6.96	37.77	0.24	37.53
SAN MARTÍN	3	16.65	0.19	16.46
SANTA MARÍA DEL REAL	1.2	-	-	-
SAZAGUA	9.9	35.98	0.90	35.08
ZACAPA	0.56	3.05	0.15	2.90
ZINGUIZAPA	3.1	14.67	0.39	14.28
TOTAL HIDROELECTRICO	927.389	3,834.13	23.70	3,810.43

Tabla 25 - Generación de plantas hidroeléctricas 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

EÓLICAS				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
CERRO DE HULA	126	343.49	0.65	344.14
CHINCHAYOTE	48.3	164.09	0.50	164.59
PLANTA SAN MARCOS	63.8	158.16	0.52	158.68
TOTAL EOLICO	238.1	665.73	1.67	667.41

Tabla 26 - Generación de plantas eólicas 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

SOLAR				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA [MWh]	CONSUMO PROPIO [MWh]	GENERACIÓN NETA
CHOLUTECA I	20	58.12	0.41	57.71
CHOLUTECA II	30	41.18	1.57	39.61
CIHESA	46	36.99	0.41	36.58
CINCO ESTRELLAS	50	97.00	1.05	95.95
COHESA	50	106.43	0.58	105.85
EL POLLITO	20	25.45	0.17	25.28
ENERBASA	21.12	35.09	0.35	34.75
FOTERSA	20	40.08	0.17	39.91
FRAY LÁZARO	5	4.94	0.02	4.92
HELIOS	25	57.14	0.67	56.47
LAS LAJAS	10.19	16.71	0.14	16.57
LLANOS DEL SUR	13.75	23.76	0.08	23.68
MARCOVIA	40.5	72.69	0.51	72.17
MECER	25.6	53.84	0.24	53.60
NACAOME I	44.5	98.53	6.28	92.24

NACAOME II	49.5	86.54	3.80	82.73
PRADOS SUR	28.75	57.67	0.34	57.34
SOPOSA	50	107.88	0.50	107.38
TOTAL SOLAR	549.91	1,020.04	17.28	1,002.76

Tabla 27 - Generación de plantas solares 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	BIOMASA		
		GENERACIÓN BRUTA [MWh]	CONSUMO PROPIO [MWh]	GENERACIÓN NETA
ACEYDESA	4.8	14.64	13.98	0.66
AZUNOSA	19.3	32.25	13.64	18.61
BIOGAS Y ENERGIA	3.21	5.20	0.29	4.91
CAHSA	30	88.03	47.55	40.47
CARACOL KNITS PLANT	18.1	140.36	134.22	6.13
CELSUR	18.5	174.11	59.42	114.69
CHUMBAGUA	20	54.25241	22.05993	32.19248
ECOPALSA	5.616	2.92	2.73	0.189965554
GREEN POWER PLANT	43.8	5.9662	0.475	5.4912
LA GRECIA	25.5	0.00	0.00	0.00
LOS PINOS	2.38	0	0	0
MERENDÓN POWER PLANT	18.1	66.04	66.04148	0.00
TRES VALLES	30	107.95065	56.37561072	51.57503928
YODECO	0.52	0.00	0.00	0.00
TOTAL EOLICO	239.826	691.71	416.78	274.93

Tabla 28 - Generación de plantas a base de biomasa 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GEOTÉRMICA		
		GENERACIÓN BRUTA [MWh]	CONSUMO PROPIO [MWh]	GENERACIÓN NETA
GEOPLATANARES	40	304.84	63.36	241.48

Tabla 29 - Generación de plantas geotérmicas 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	CARBÓN (COQUE DE PRETROLEO)		
		GENERACIÓN BRUTA [MWh]	CONSUMO PROPIO [MWh]	GENERACIÓN NETA [MWh]
BECOSA	105	871.85	513.74	358.11

Tabla 30 - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

DATO	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN TOTAL 2024		
		GENERACIÓN BRUTA [kWh]	CONSUMO PROPIO [kWh]	GENERACIÓN NETA [kWh]
TOTAL	3,310.83	12,417.01	1,481.34	10,939.03

Tabla 31 - Generación total 2024

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

BIBLIOGRAFÍA

- Centro Nacional de Despacho. (2024). *Informe Anual de la Operación del Mercado Eléctrico Nacional*. Tegucigalpa: CND.
- Consejo de Secretarios de Estado, L. G. (12 de Marzo de 2021). *PCM 048-2017*. Obtenido de <http://www.consejosecretariosdeestado.gob.hn/2017/PCM%20048-2017.pdf>
- Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, S. d. (20 de Enero de 2024). Histórico de precios Spot de Fuel Oil y Diésel. (D. G. Mercados, Entrevistador) Obtenido de Index Mundi: <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=300>
- Ejecutivo, P. (2017). *Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2015). *Reglamento de operación y administración del mercado mayorista*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2016). *Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2019). *Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (s.f.). *CREE*. Recuperado el 5 de Junio de 2020, de <https://www.cree.gob.hn/informe-trimestral-de-tarifas/>
- Eléctrica, E. N. (s.f.). *ENEE*. Recuperado el 15 de Mayo de 2020, de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>
- Ente Operador Regional. (2025). *Actualización de valores de máximas capacidades de transferencia de potencia*. EOR.
- Figuroa, G. c. (2017). *La Geotermia en Honduras*. Diagnóstico de clima de inversión.
- Gaceta, L. (12 de Marzo de 2022). *enee.hn*. Obtenido de http://www.enee.hn/Portal_transparencia/2015/Regulacion/Diario%20oficial%20la%20gaceta/DIARIO%20LA%20GACETA%20DECRETO%2048-1957.pdf
- Honduras, C. N. (2010). *República de Honduras Visión de País 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022*. Tegucigalpa: Diario Oficial la Gaceta.
- Legislativo, P. (1994). *Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Legislativo, P. (2009). *Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Legislativo, P. (2014). *Ley General de la Industria Eléctrica*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- (2022). *Plan de Gobierno para Refundar Honduras 2022-2026*. Tegucigalpa, M.D.C.
- Poder Legislativo. (2022). *LEY ESPECIAL PARA GARANTIZAR EL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA COMO UN BIEN PÚBLICO DE SEGURIDAD NACIONAL Y UN DERECHO HUMANO DE NATURALEZA ECONÓMICA Y SOCIAL*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- SEN, S. d. (2023). *Estadísticas del Subsector Eléctrico Hondureño*. Tegucigalpa.



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

