

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Dirección General de Electricidad y Mercados

Unidad de Análisis de Mercados Eléctricos

El Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2023 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.

Las imágenes utilizadas para el diseño gráfico de este informe fueron obtenidas de la página de imágenes gratuitas Freepik.

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

Diseño Gráfico: Lic. Jonathan Mendoza

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

Redacción del informe: Ing. Lilian George, MSc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro.

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



EQUIPO TÉCNICO

Secretaría de Energía (SEN)



DR. ING. ERICK TEJADA

Secretario de Estado en el Despacho de Energía



ING. TOMÁS RODRÍGUEZ

Subsecretario de Estado en el Despacho de Energía



DR. MARCO FLORES

Subsecretario de Estado en el Despacho de Energía



DR. ING. MIGUEL FIGUEROA

Director General de Electricidad y Mercados



Msc. ING. JAIR NAZAR A.

Especialista Energético



ING. LILIAN GEORGE

Analista de mercados eléctricos



LIC. ANDREA RODAS

Economista



ING. DANIEL ESCOTO

Analista de mercados eléctricos

MENSAJE DEL SECRETARIO DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Con instrucciones de la Presidenta Constitucional de la República, Iris Xiomara Castro Sarmiento, se nos ha encomendado la misión de recuperar el subsector eléctrico que pasa por el rescate de su empresa pública en el subsector. Para alcanzar esta compleja misión que implica decisiones y acciones contundentes, es necesario fortalecer la recopilación de estadísticas energéticas y que estas sean un insumo importante que permita la formulación de políticas públicas y planificación energética orientada bajo las líneas descritas en el Plan de Gobierno para la Refundación de Honduras. La Secretaría de Energía, tal como se describe en el decreto PCM-048-2017, es designada como la institución rectora del sector energético y formuladora de política pública en materia de energía. Por lo tanto, sobre esta recae la responsabilidad de guiar el desarrollo del sector energético. En consecuencia, esta entidad del Estado analiza el sector energético del país, incluyendo subsectores tales como electricidad, energía renovable e hidrocarburos. Por supuesto, para el adecuado desarrollo del sector energético, la SEN se apoya en otras instituciones públicas, empresa privada, sociedad civil y cooperación internacional.

El presente documento constituye una publicación anual elaborada dentro de nuestra Secretaría de Estado, a través de la Dirección General de Electricidad y Mercados (DGEM) y dicho informe técnico tiene como objetivo principal integrar y consolidar todas las fuentes de información relacionada con la estructura y actividades del subsector eléctrico del país, generando un contenido sumamente relevante con los principales datos estadísticos del subsector electricidad de Honduras hasta diciembre del 2023 con información histórica, representando un documento consolidado el cual para su elaboración se ha coordinado con muchos actores del subsector y fuentes de información. Esta es una actividad que se viene realizando dentro de las facultades otorgadas a la Secretaría de Energía en cuanto al procesamiento de los datos estadísticos y elaboración de indicadores energéticos del país los cuales se ponen a disposición de instituciones del sector público, privado, academia, cooperantes y público en general. Este informe cuenta con infografía acerca de los datos más relevantes del subsector eléctrico, también se cuenta con mapas georreferenciados de las subestaciones y centrales generadoras del país. Por lo tanto, siendo la energía eléctrica uno de los principales motores de la economía y además considerada de acuerdo con la reforma energética (decreto legislativo No. 46-2022) un bien público, de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social, se identifica un crecimiento acelerado en algunas de las principales variables eléctricas en torno a potencia y energía eléctrica.

Nos sentimos muy satisfechos de publicar este importante documento, el cual consideramos una valiosa herramienta estadística del subsector eléctrico de Honduras y se integra a un Sistema de Información Energética de Honduras (SieHonduras) que es también un gran logro de la Secretaría de Energía.

Finalmente, agradezco a toda las direcciones técnicas y unidades operativas de esta Secretaría, así como a otras instituciones y organizaciones aliadas que han contribuido directa e indirectamente para la construcción de este Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN 2023).



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

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	6
Índice de tablas.....	9
Índice de gráficas.....	9
Índice de ilustraciones.....	11
GLOSARIO DE TÉRMINOS	12
Siglas.....	12
Unidades de medida.....	12
RESUMEN EJECUTIVO	13
Capacidad instalada y matriz de generación.....	13
Clientes del servicio.....	14
Índice de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad (datos a diciembre 2022).....	14
Tarifas eléctricas.....	14
Energía eléctrica no suministrada.....	15
Pérdidas eléctricas.....	15
Mercado eléctrico regional (MER).....	15
Sistemas aislados.....	15
ABSTRACT	16
PRESENTACIÓN	17
CAPÍTULO 1 - SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO	19
1.1 Marco institucional y normativo.....	22
1.2 Organización del subsector eléctrico.....	24
1.3 Estructura del mercado eléctrico de Honduras.....	27
CAPÍTULO 2 - SISTEMA DE GENERACIÓN	29
2.1 Potencia instalada.....	30
2.1.1 Potencia instalada por capital de origen.....	32
2.1.2 Evolución histórica de la potencia instalada.....	32
2.2 Energía eléctrica generada.....	35
2.2.1 Generación de energía por tipo de empresa.....	36
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).....	46
2.4 Energía eléctrica comprada.....	50
2.4.1 Energía eléctrica mensual comprada mercado de contratos.....	50
2.5 Energía eléctrica mensual comprada mercado de oportunidad nacional.....	51
CAPÍTULO 3 - ANÁLISIS GEOGRÁFICO	55
3.1 Mapas georreferenciados de centrales generadoras por tecnología.....	56
3.2 Mapas del potencial de energía renovable.....	56
3.3 Potencia instalada no renovable.....	64
CAPÍTULO 4 - SISTEMA INTRCONECTADO NACIONAL	67
4.1 Niveles de tensión de transmisión del SIN.....	68
4.2 Índice de cobertura eléctrica (ICE).....	70
4.3 Histórico del índice de cobertura eléctrica.....	70
4.4 Índice de acceso a la electricidad.....	72
4.5 Mapa de acceso a la electricidad.....	72

CAPÍTULO 5 - DEMANDA ELÉCTRICA.....	75
5.1 Demanda eléctrica diaria.....	76
5.2 Curva de duración de carga máxima.....	78
5.3 Demanda eléctrica mensual máxima del 2023.....	78
5.4 Evolución histórica de la demanda máxima del país.....	79
5.5 Proyección de la demanda eléctrica del país.....	80
CAPÍTULO 6 - PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	83
6.1 Precios monómicos promedio de la energía.....	84
6.2 Precios mensuales de la energía vendida por las empresas generadoras.....	85
6.3 Precios históricos de la energía eléctrica vendida por los generadores.....	85
6.4 Precios de la plantas del mercado de oportunidad nacional.....	88
6.5 Costos marginales del SIN.....	89
6.5.1 Costo marginal promedio diario.....	90
6.5.2 Costo marginal promedio mensual.....	93
CAPÍTULO 7 - CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	95
7.1 Número de clientes por sector de consumo.....	96
7.2 Consumo de energía eléctrica por sector de consumo.....	96
7.3 Venta de energía por regiones del país.....	97
7.4 Consumo per cápita.....	99
CAPÍTULO 8 - TARIFAS ELÉCTRICAS.....	101
8.1 Precios trimestrales de la tarifa eléctrica 2023.....	102
8.2 Histórico de precios trimestrales de la tarifa eléctrica.....	104
8.3 Costos bases de generación.....	105
CAPÍTULO 9 - ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	111
9.1 Energía eléctrica no suministrada en 2023.....	112
9.2 Cálculo de pérdidas eléctricas.....	113
9.3 Pérdidas eléctricas.....	115
9.4 Confiabilidad en el servicio de energía eléctrica.....	118
CAPÍTULO 10 - INTERCONEXIONES.....	121
10.1 Histórico de transacciones en el MER.....	123
10.2 Sistema de interconexión eléctrica para los países de américa central (SIEPAC).....	124
10.3 Límites de capacidad de transmisión.....	125
10.4 Agentes del mercado eléctrico regional.....	125
10.5 Inyecciones, retiros y precios de energía en el del MER.....	126
CAPÍTULO 11 - GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS.....	129
11.1 Roatán electric company - RECO.....	130
11.1.1 Generación y demanda de RECO.....	130
11.1.2 Valores reportados de consumo de combustibles para generación eléctrica.....	131
11.2 Valores reportados de clientes por sector de consumo RECO 2023.....	132
11.3 Datos de demanda por sector de consumo - RECO.....	132
11.4 Útila Power Company S.A. de C.V. - UPCO.....	133
11.4.1 Generación y demanda de UPCO.....	133
11.4.2 Valores reportados de consumo de combustibles para generación eléctrica.....	134
11.4.3 Valores reportados de clientes por sector de consumo UPCO 2023.....	134
11.4.4 Datos de demanda en energía por sector de consumo - UPCO.....	135

11.5	Bonacco electric company – BELCO.....	135
11.5.1	Potencia, generación y demanda de BELCO.....	135
11.5.2	Valores reportados de consumo de combustibles para generación eléctrica.....	136
11.6	Inversiones eléctricas de la mosquitia (INELEM).....	137
11.6.1	Potencia, generación y demanda de INELEM.....	137
11.6.2	Usuarios de la empresa INELEM.....	138
11.6.3	Índice de cobertura eléctrica de la empresa INELEM.....	139
11.7	Compañía de Energía Gas y Agua, Sociedad Anónima (CEGASA).....	139
11.7.1	Potencia, energía generada, consumo de combustible y demanda máxima.....	139
11.7.2	Clientes CEGASA.....	140
11.7.3	Cobertura eléctrica y planes de expansión.....	140
CAPÍTULO 12 - ENERGÍA DISTRIBUIDA.....		141
12.1	Energía distribuida fuera de la red.....	142
12.1.1	Energizing Development (ENDEV).....	142
12.1.2	Proyecto de Infraestructura Rural (PIR-IDECOAS).....	142
12.1.3	Programa Nacional de Desarrollo Rural Sostenible (PRONADERS).....	143
12.1.4	Proyectos de electrificación desarrollados de forma privada.....	143
12.1.5	Village Infrastructure Angels (VIA).....	144
12.1.6	Energía Sin Fronteras (ESF).....	144
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.....		145
CONCLUSIONES.....		146
	Potencia eléctrica instalada y renovabilidad de la matriz de generación.....	146
	Demanda eléctrica.....	146
	Precios de la energía eléctrica.....	146
	Sectores de consumo.....	146
	Cobertura eléctrica y acceso a la electricidad (datos 2019).....	147
	Tarifas eléctricas.....	147
	Energía no suministrada.....	147
	Pérdidas eléctricas.....	147
	Importaciones y exportaciones en el MER.....	148
	Sistemas aislados.....	148
CONSIDERACIONES FINALES.....		148
ANEXOS.....		149
	Plantas generadoras en el año 2023.....	150
BIBLIOGRAFÍA.....		155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2023.....	30
Tabla 2 – Generación de energía eléctrica [GWh] 2023.....	35
Tabla 3 – Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2023.....	52
Tabla 4 – Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.....	69
Tabla 5 – Histórico de demanda de energía eléctrica anual.....	77
Tabla 6 – Intervalos de duración de carga.....	78
Tabla 7 – Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh].....	89
Tabla 8 – Clientes por sector de consumo 2023.....	96
Tabla 9 – Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2023.....	96
Tabla 10 – Estadísticas históricas de consumo per cápita.....	99
Tabla 11 – Tarifas trimestres del 2023 [L/kWh].....	103
Tabla 12 – Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2023).....	117
Tabla 13 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica.....	120
Tabla 14 – Capacidad de interconexión en el SIEPAC de Honduras.....	125
Tabla 15 – Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur).....	125
Tabla 16 – Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur – Norte).....	125
Tabla 17 – Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh].....	127
Tabla 18 – Precios promedio ex - ante 2022 del MER [USD/MWh].....	127
Tabla 19 – Potencia instalada [MW] de RECO.....	130
Tabla 20 – Clientes por sector de consumo [MW] de RECO.....	132
Tabla 21 – Histórico de potencia instalada de UPCO [MW].....	133
Tabla 22 – Número de clientes por sector de UPCO [MW].....	134
Tabla 23 – Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2023.....	150
Tabla 24 – Generación de plantas hidroeléctricas 2023.....	152
Tabla 25 – Generación de plantas eólicas 2023.....	152
Tabla 26 – Generación de plantas solares 2023.....	153
Tabla 27 – Generación de plantas a base de biomasa 2023.....	154
Tabla 28 – Generación de plantas geotérmicas 2023.....	154
Tabla 29 – Generación de plantas a base de coque de petróleo 2023.....	154
Tabla 30 – Generación total 2023.....	154

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente.....	31
Gráfica 2 – Potencia instalada por capital de origen.....	32
Gráfica 3 – Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2023.....	33
Gráfica 4 – Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2023.....	34
Gráfica 5 – Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2023.....	34
Gráfica 6 – Porcentaje de renovabilidad (energía generada).....	35
Gráfica 7 – Energía generada por capital de origen 2023.....	36
Gráfica 8 – Comparación de energía neta generada y consumo propio 2023 [GWh].....	37
Gráfica 9 – Consumo de bunker para generación de electricidad 2023.....	38
Gráfica 10 – Consumo de diésel para generación de electricidad 2023.....	38
Gráfica 11 – Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2023.....	39
Gráfica 12 – Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2023.....	40
Gráfica 13 – Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras – Energía genera 2008-2023.....	41
Gráfica 14 – Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología.....	41
Gráfica 15 – Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.], Base P.U.= 237.8 MW.	42
Gráfica 16 – Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.], Base P.U.= 510.51 MW.....	43
Gráfica 17 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.].....	43
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.].....	44
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.].....	45
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].....	47
Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh].....	48
Gráfica 26 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh].....	48
Gráfica 27 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh].....	49
Gráfica 28 - Curva de generación anual de una planta geotérmica en Honduras [GWh].....	49
Gráfica 29 - Energía total generada mensual en el año 2023 en Honduras [GWh].....	50
Gráfica 30 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2023 [GWh].....	51
Gráfica 31 - Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2022.....	52
Gráfica 32 - Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2023 [MWh].....	53
Gráfica 33 - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2023.....	58
Gráfica 34 - Número de centrales eólicas por departamento 2023.....	60
Gráfica 35 - Número de centrales solares por departamento 2023.....	62
Gráfica 36 - Número de centrales de biomasa por departamento 2023.....	63
Gráfica 37 - Número de centrales fósiles por departamento.....	65
Gráfica 38 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2022.....	70
Gráfica 39 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2022.....	71
Gráfica 40 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2022.....	72
Gráfica 41 - Demanda eléctrica diaria promedio 2023 en Honduras [MW].....	76
Gráfica 42 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2023 en Honduras.....	77
Gráfica 43 - Curva de máxima duración de carga 2023 [MW].....	78
Gráfica 44 - Demanda máxima mensual en Honduras 2023 [MW].....	79
Gráfica 45 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2023.....	79
Gráfica 46 - Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2022.....	80
Gráfica 47 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2023-2035.....	80
Gráfica 48 - Variación porcentual anual de la proyección de demanda de energía en Honduras.....	81
Gráfica 49 - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh].....	84
Gráfica 50 - Precios/cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh].....	84
Gráfica 51 - Precio monómico mensual por tecnología 2023.....	85
Gráfica 52 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh].....	86
Gráfica 53 - Precios históricos promedio del galón de búnker [USD/GAL].....	87
Gráfica 54 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL].....	87
Gráfica 55 - Precios promedio de las plantas del Mercado de Oportunidad Nacional [USD/MWh].....	88
Gráfica 56 - Costo marginal promedio por hora 2023 [USD/MWh].....	90
Gráfica 57 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal horario vrs Demanda horaria.....	91
Gráfica 58 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh].....	92
Gráfica 59 - Costo marginal máximo mensual del nodo Chichicaste [USD/MWh].....	92
Gráfica 60 - Costo marginal mensual promedio 2023 [USD/MWh].....	93
Gráfica 61 - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía.....	93
Gráfica 62 - Comparación entre los nodos con los costos marginales promedio más altos [USD/MWh].....	94
Gráfica 63 - Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2023.....	97
Gráfica 64 - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial 2023.....	98
Gráfica 65 - Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial.....	98
Gráfica 66 - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/Hab día].....	99
Gráfica 67 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2023.....	102
Gráfica 68 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2023.....	103
Gráfica 69 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2023.....	104
Gráfica 70 - Histórico de tarifa de la energía eléctrica.....	105
Gráfica 71 - Costos bases de Generación por trimestre del 2023.....	107
Gráfica 72 - Costos bases de Generación por tipo de mercado por trimestre del 2023.....	108
Gráfica 73 - Contribución por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos.....	109
Gráfica 74 - Costo base de generación ajustado para cada trimestre de 2023 y el primer trimestre de 2023.....	110

Gráfica 75 - Histórico de energía no suministrada 2011-2023 [MWh].....	112
Gráfica 76 - Energía mensual no suministrada en Honduras [MWh] 2023.....	113
Gráfica 77 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2023.....	116
Gráfica 78 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas.....	118
Gráfica 79 - Energía mensual importada por Honduras en 2023 [MWh].....	122
Gráfica 80 - Energía mensual importada por Honduras por tipo en el MER en 2023 [MWh].....	123
Gráfica 81 - Histórico de compras y ventas en el de energía eléctrica en el MER [GWh].....	123
Gráfica 82 - Cantidad de agentes del Mercado Eléctrico Regional por país del MER.....	126
Gráfica 83 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2023 [USD/MWh].....	128
Gráfica 84 - Histórico de generación de RECO 2015-2023[GWh].....	130
Gráfica 85 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal].....	131
Gráfica 86 - Energía por sector de consumo RECO [GWh].....	132
Gráfica 87 - Histórico de generación de UPCO [GWh].....	133
Gráfica 88 - Consumo de diésel UPCO [kGal].....	134
Gráfica 89 - Energía por sector de consumo UPCO [GWh].....	135
Gráfica 90 - Histórico de generación de BELCO [GWh].....	136
Gráfica 91 - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal].....	136
Gráfica 92 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh].....	137
Gráfica 93 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh].....	138
Gráfica 94 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022.....	138
Gráfica 95 - Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2022.....	139
Gráfica 96 Número de clientes por consumo CEGASA.....	140

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2023.....	13
Ilustración 2 - Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras.....	21
Ilustración 3 - Organización del subsector energético de Honduras.....	26
Ilustración 4 - Estructura del Mercado Eléctrico de Honduras.....	27
Ilustración 5 - Potencia eléctrica instalada 2023.....	31
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 16 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	68
Ilustración 17 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2022.....	71
Ilustración 18 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2022.....	73
Ilustración 19 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas.....	114
Ilustración 20 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC.....	124
Ilustración 21 - Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2023.....	126
Ilustración 22 - Retiros de energía por país del MER 2022 [MWh].....	127

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SIGLAS

BELCO: Bonacco Electric Company
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
IDECOAS: 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: Liquefied 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: Útila 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 2023, 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 2023 fue de **3,086.67 MW**, distribuida en aproximadamente **108 centrales** generadoras, donde **1,152.20 MW (37.33 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,934.47 MW (62.67%)** corresponden a potencia instalada de generación renovable.

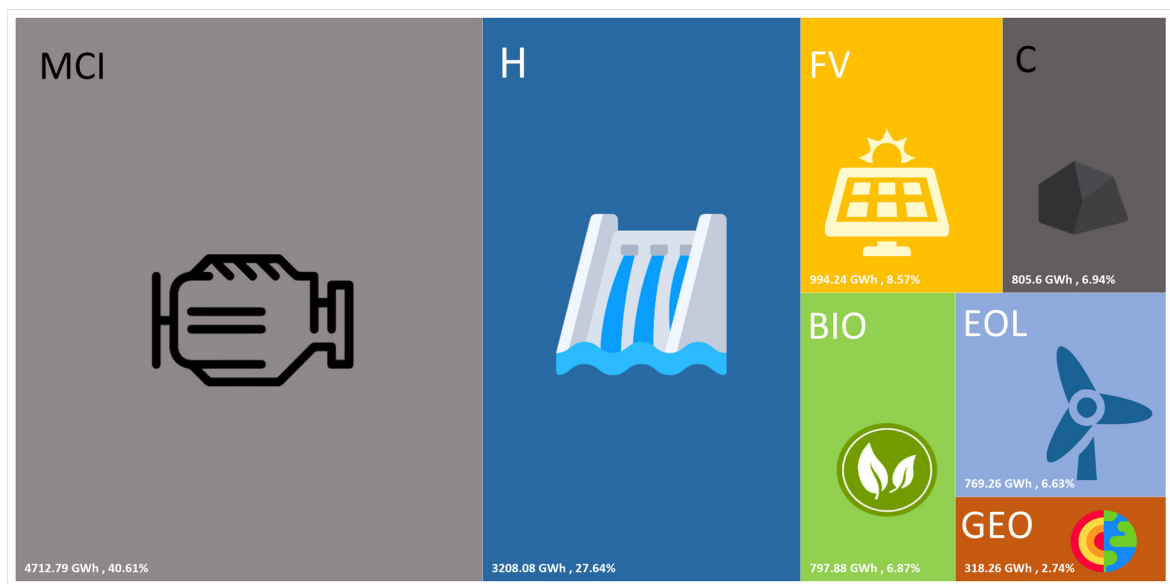


Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, en cuanto a la matriz de generación del país, la cual es bastante diversificada, la generación térmica a base de combustibles fósiles (bunker y diésel) en 2023 tiene el mayor porcentaje de participación con un 40.61% (4,712.79 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 27.64% (3,208.08 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.57% (994.24 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de carbón coque con un 6.94% (805.6 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 6.87% (797.88 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 6.63% (769.26 GWh) y 2.74% (318.26 GWh) respectivamente.

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 2023 el precio monómico o unitario de generación 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 0.154 USD/kWh, por otro lado, el precio monómico ponderado anual de la energía térmica a base de combustibles fósiles disminuyó con relación a 2022, siendo de 0.1525 USD/kWh posicionándose con un valor cercano y menor que la tecnología eólica. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 2,490.97 GWh a un precio antes mencionado, seguidos de 922.18 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.139USD/kWh.

CLIENTES DEL SERVICIO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.35 % del total de abonados los cuales consumieron 2,837.54 GWh lo que representa un 45.04 % del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,705.02 GWh correspondiente a un 27.06% del consumo total y el sector industrial consumió 1,386.18 GWh equivalentes a un 22.00%.

A nivel residencial los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 57.49 % del total de clientes, los clientes que están en un consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 15.98%, en conjunto representa el 73.46% (Alrededor de 1,353,441 clientes) de todos los abonados residenciales, por otra parte, solamente un 3.49% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh en 2023, ese porcentaje represento a diciembre de 2023 en 64,284 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 25.27% de la energía total consumida en el sector residencial.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2022)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2022 es de 85.63%, en el sector urbano ICE es de 94.49% y en el rural de 74.47%. Los departamentos con menor ICE son Gracias a Dios (12.64%), Intibucá (66.25%) y Lempira (70.9%). Por otro lado, Islas de la Bahía (98.45%), Cortés (96.23%), y Francisco Morazán (93.05%) son los departamentos que presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2022 es de 87.45% en todo el país. El departamento de Islas de la Bahía cuenta con el IAE más alto del país con un 98.5%, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.57% y 93.45% respectivamente. Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 28.83%.

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 2023 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (4.347 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (5.656 L/kWh), servicio general en baja tensión (5.665 L/kWh), servicio en media tensión (3.702 L/kWh) y servicio en alta tensión (3.492 L/kWh).

ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA

En el año 2023 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/manuales ascendiendo a un valor de 36,196.85 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2023 fue el mes de junio en donde la reducción de carga representó el mayor porcentaje de causas, seguido de fallas, aperturas automáticas/manuales y mantenimientos.

Finalmente, el total de energía eléctrica no suministrada del año 2023 fue de 90,109.85 MWh, de este total un 28.34% se debe a cortes por mantenimiento, un 26.06% a fallas, un 5.43% a reducción de carga y el 40.17% 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 2023 las pérdidas en el sistema fueron de 33.76%, y el año se cerró con un 36.9% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución, estos valores incluyen pérdidas técnicas y no técnicas.

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 2023 Honduras compró 148.64 GWh lo que representó una disminución del 23.97% en la compra de energía con respecto al 2022.

SISTEMAS AISLADOS

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en: La isla de Roatán Bajo la administración eléctrica de RECO - Roatán Electric Company en la isla de Roatán con una potencia instalada de 48.1MW, UPCO - Útila Power Company en la Isla de Útila con 3.74 MW, BELCO - Bonacco Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35MW (2022) sumando estas tres un total de 54.19 MW en Islas de la Bahía. Y por último INELEM- Inversiones Eléctricas de La Mosquitia en el departamento de Gracias a Dios con 1.2 MW instalados (2021).

La energía eléctrica generada por RECO en el 2023 fue de 139.995 GWh. UPCO generó un total de 9.38 GWh, BELCO 6.13 GWh (2022) e INELEM 1.031 GWh (2022).

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 2023 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 2023, y representa un documento consolidado que describe a su cabalidad el comportamiento del subsector eléctrico nacional durante 2023.

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.



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 1

SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

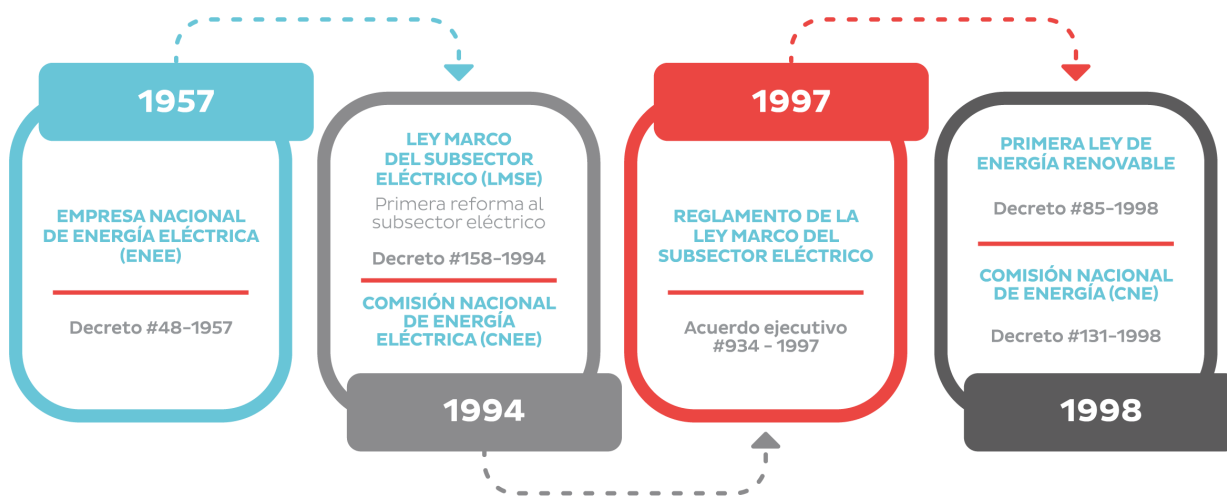
2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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. 48-1957 .

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)

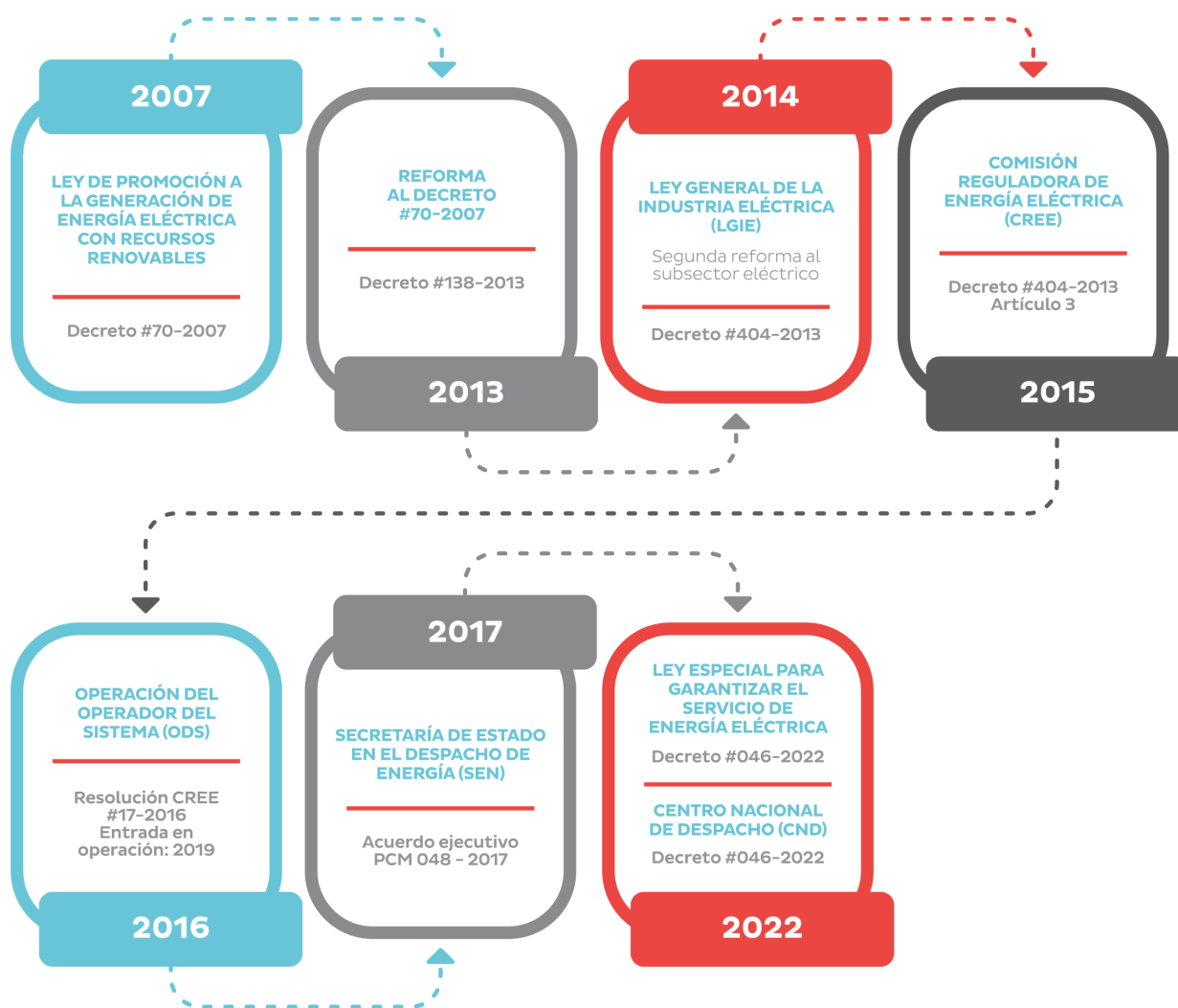


Ilustración 2 - Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras

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

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

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

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

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

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.
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. (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 La ley empieza con una declaratoria de emergencia y 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 Faculta 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 creará 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 estará encargada de proponer las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético. Asimismo, estará 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 desarrollará políticas y estrategias para el uso eficiente de la bioenergía, considerando que la leña es la mayor fuente de energía del país. Esta tarea será 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 hidrocarburíferos 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.

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. La CREE cumple el rol de ente regulador, independiente, desconcentrado y adscrito al Gabinete de Regulación Económica.

Por otro lado, 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.

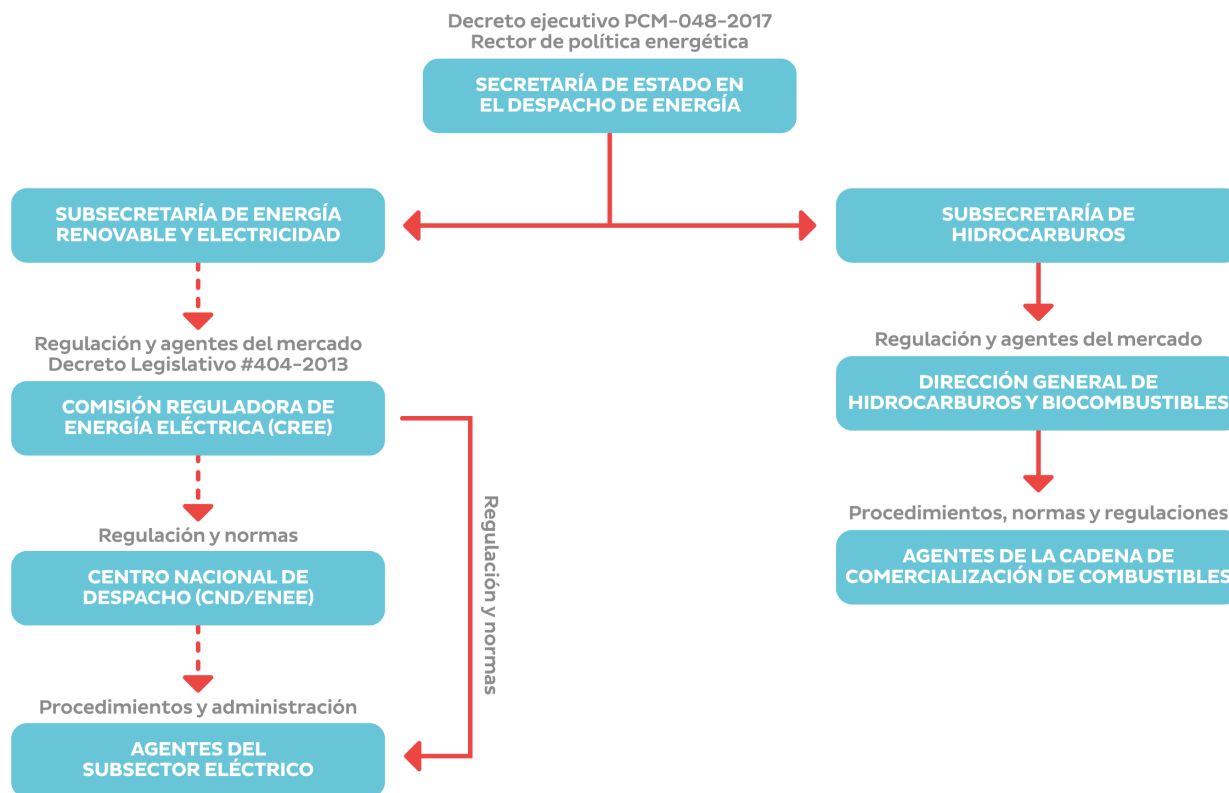


Ilustración 3 - Organización del subsector eléctrico de Honduras

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

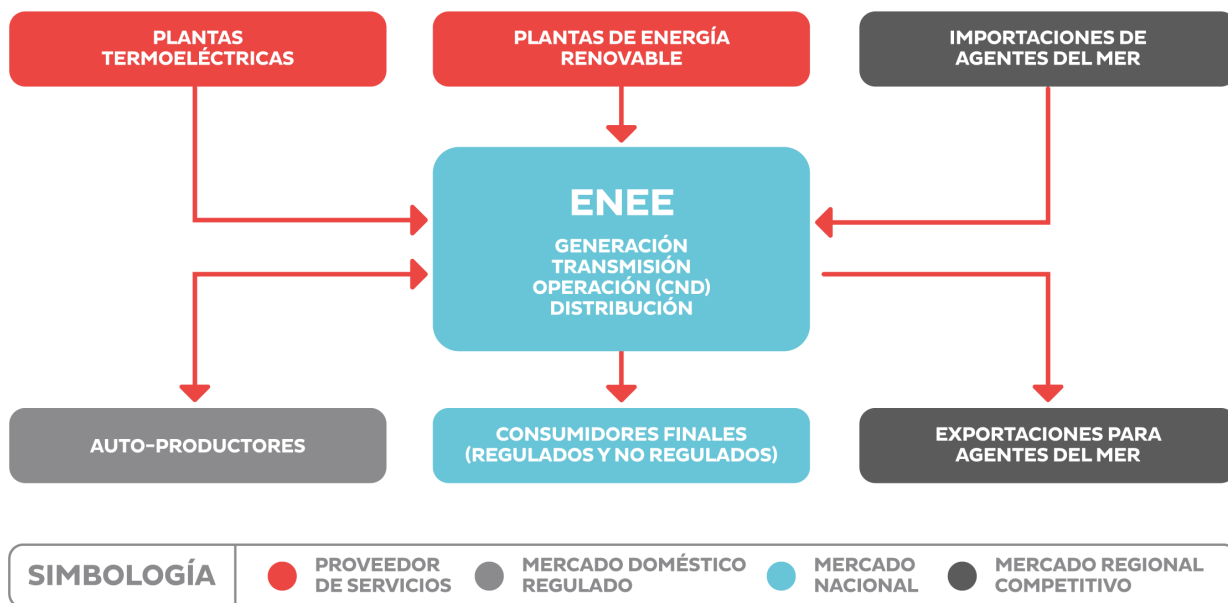


Ilustración 4 - Estructura del mercado eléctrico de Honduras

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 Río 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.



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE GENERACIÓN



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 2023 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

2.1 POTENCIA INSTALADA

POTENCIA INSTALADA AÑO 2023			
TIPOS DE GENERACIÓN	MW	PORCENTAJE	No. DE PLANTAS
FÓSIL	1047.2	33.93%	20
HIDROELÉCTRICA	916.338	29.69%	51
SOLAR	510.51	16.54%	17
EÓLICAS	237.8	7.70%	3
BIOMASA	219.82	7.12%	15
CARBÓN	105	3.40%	1
GEOTÉRMICA	50	1.62%	1
TOTAL	3086.668	100.00%	108

Tabla 1 - Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2023

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 33.93% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 29.69% de la matriz total de potencia instalada. Es importante aclarar que la producción de energía eléctrica a partir del carbón se refiere al carbón pet coque o coque de petróleo y al carbón mineral.

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 33.68% de la potencia instalada es de plantas térmicas o termoeléctricas a base de combustibles fósiles (bunker y diésel).

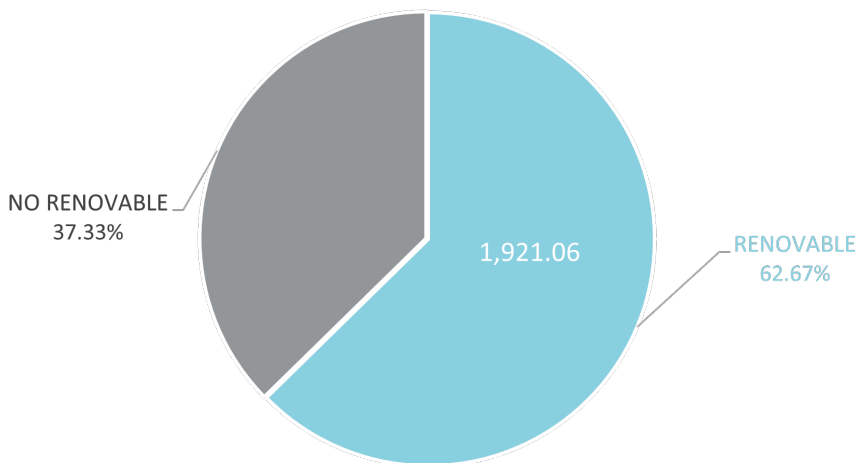


Ilustración 5 - Potencia eléctrica instalada 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Del total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica para el año 2023, el 62.67% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía a base de recursos renovables (agua, sol, viento, geotermia, biomasa); y el resto (37.33%) 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

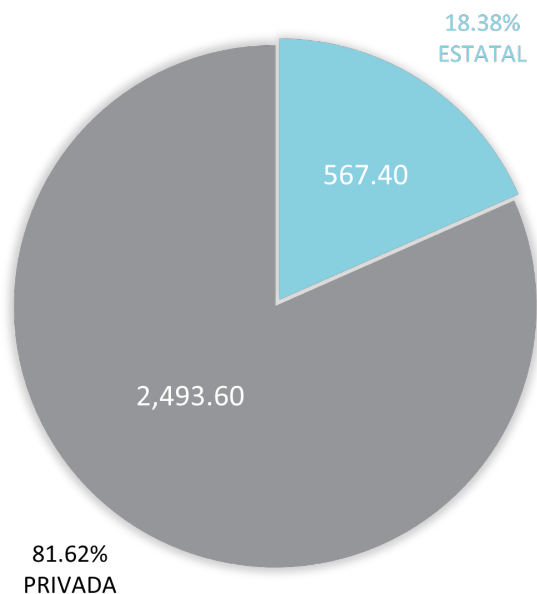
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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 2022-20226. (Plan de Gobierno para Refundar Honduras 2022-20226, 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 18.38% de la capacidad instalada en el país, y el otro 81.62% representa a empresas eléctricas generadoras de capital privado.

POTENCIA POR CAPITAL DE ORIGEN [MW]



Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen

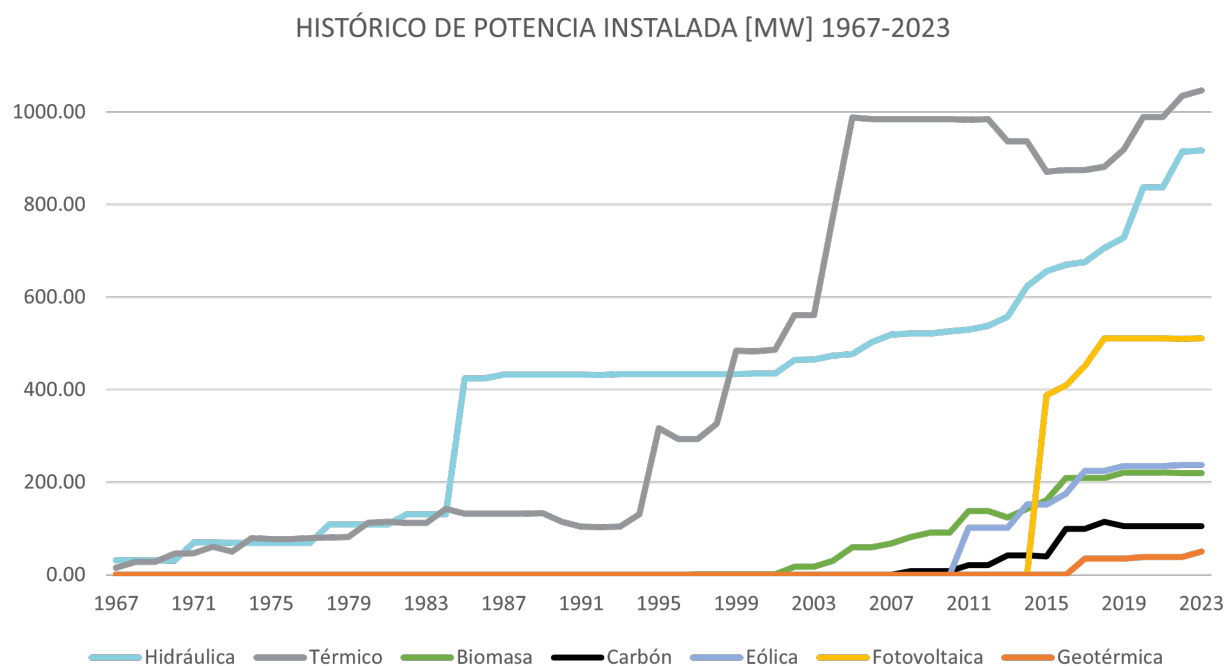
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA

En Tegucigalpa, 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. 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.



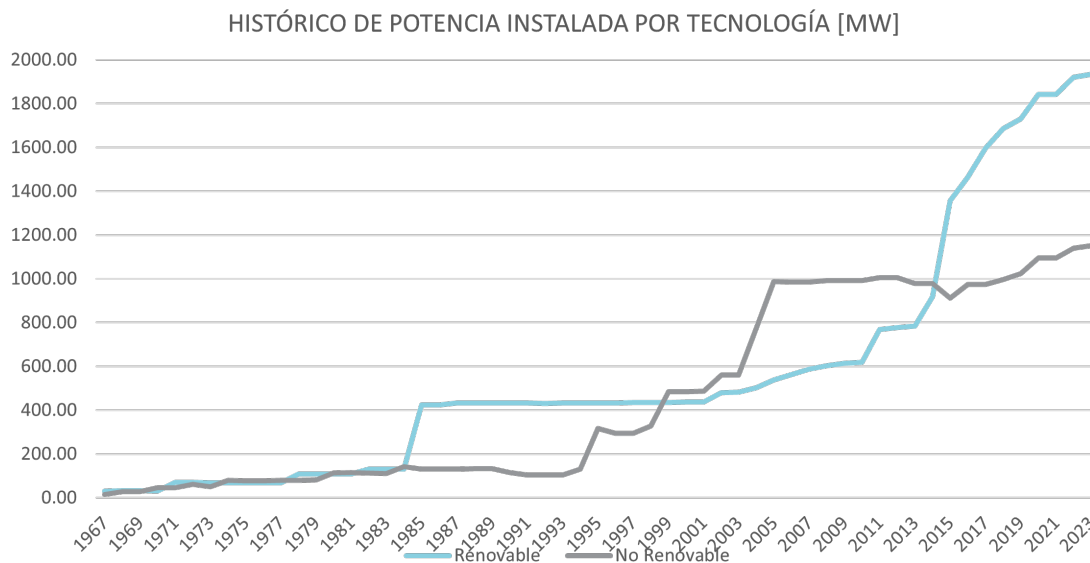
Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

El racionamiento hizo necesaria la participación de la empresa privada en generación de energía eléctrica, aprobándose la Ley Marco del 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 posicionó 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.

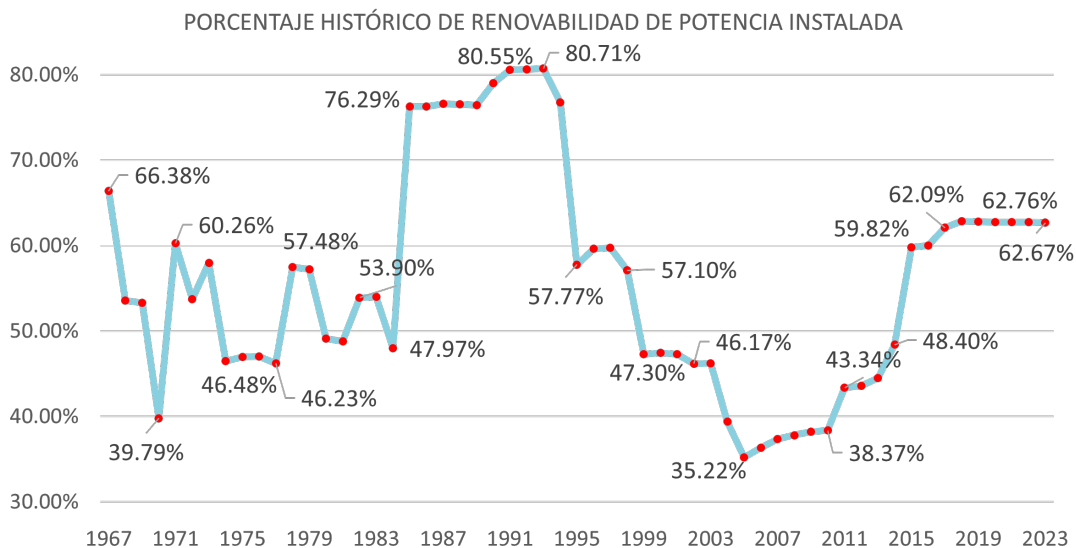
En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada con fuentes renovables y no renovables en Honduras entre los años 1967 y 2023.



Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2023 es de 62.67% 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 2023.



Gráfica 5 - Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

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 2023 desagregada por tipo de tecnología.

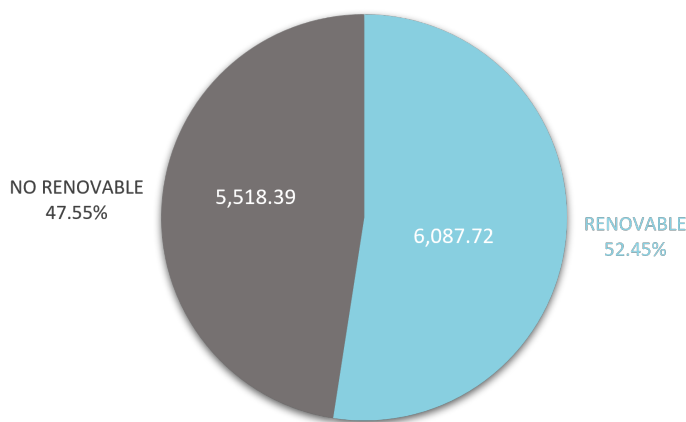
TIPOS DE GENERACIÓN	GEN. BRUTA	GEN. NETA	CONSUMO PROPIO	PORCENTAJE
HIDRAÚLICA	3,208.08	3,174.95	33.13	27.64%
FÓSIL	4,712.79	4,423.19	289.60	40.61%
BIOMASA	797.88	520.28	277.60	6.87%
CARBÓN (COQUE)	805.60	329.63	475.97	6.94%
EÓLICO	769.26	767.33	1.93	6.63%
FOTOVOLTAICA	994.24	988.27	5.97	8.57%
GEOTÉRMICA	318.26	254.52	63.74	2.74%
TOTAL	11,606.11	10,458.17	1,147.94	100.00%

Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

El mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica para el año 2023 fue a base de combustibles fósiles (bunker y diésel) con un total de 40.61% (4,712.79 GWh) seguido por generación hidroeléctrica con un 27.64% (3,208.08 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 2023.

PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD 2023 [GWh]



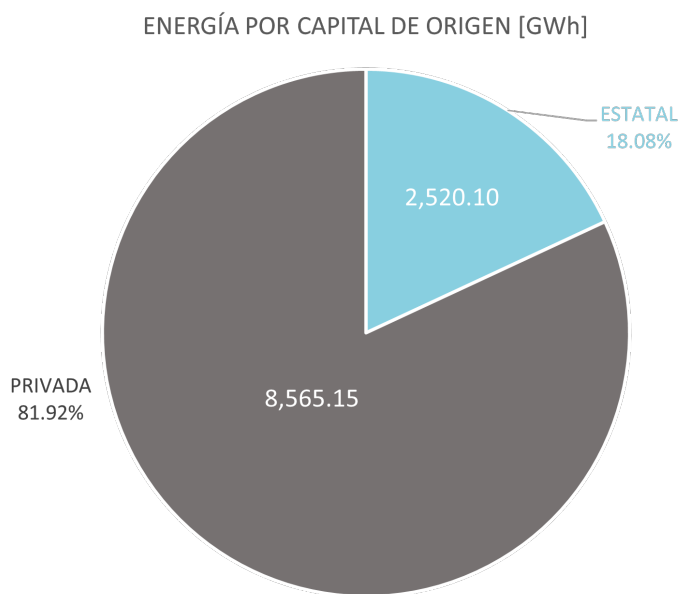
Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el año 2023 el 52.45% de la generación fue a base de fuentes de energía renovables y un 39.90% 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 empresas del sector privado.



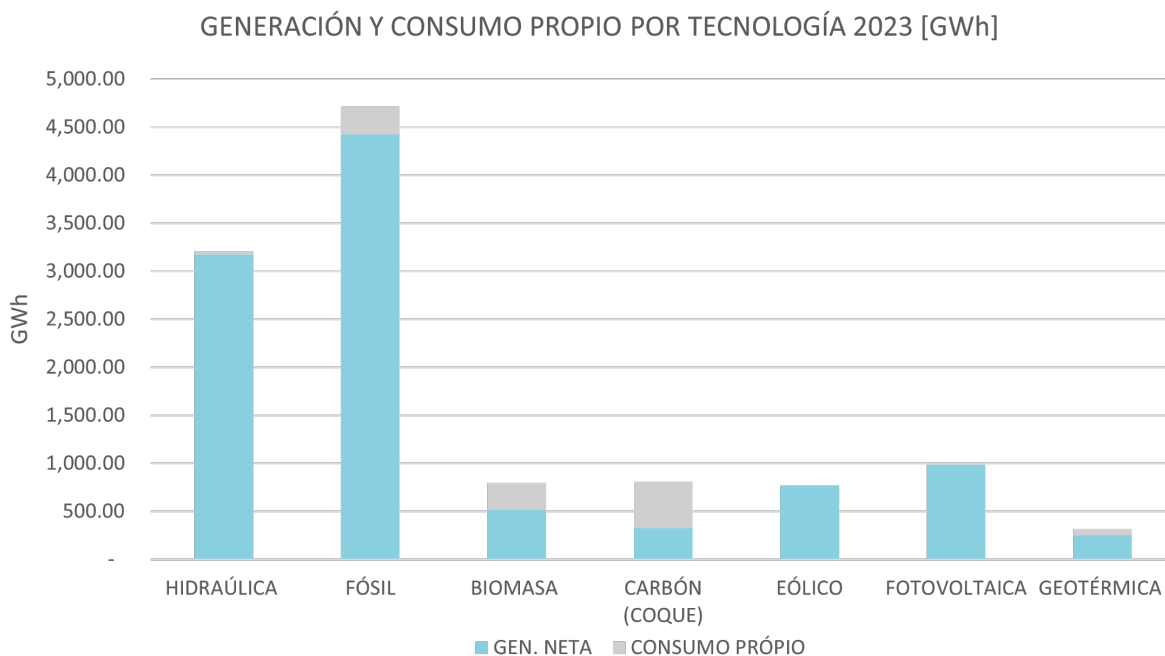
Gráfica 7 - Energía generada por capital de origen 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el gráfico anterior se muestra que el 81.92% de la generación en Honduras proviene de empresas del sector privado, el 18.08% 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 2023.



Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2023 [GWh]

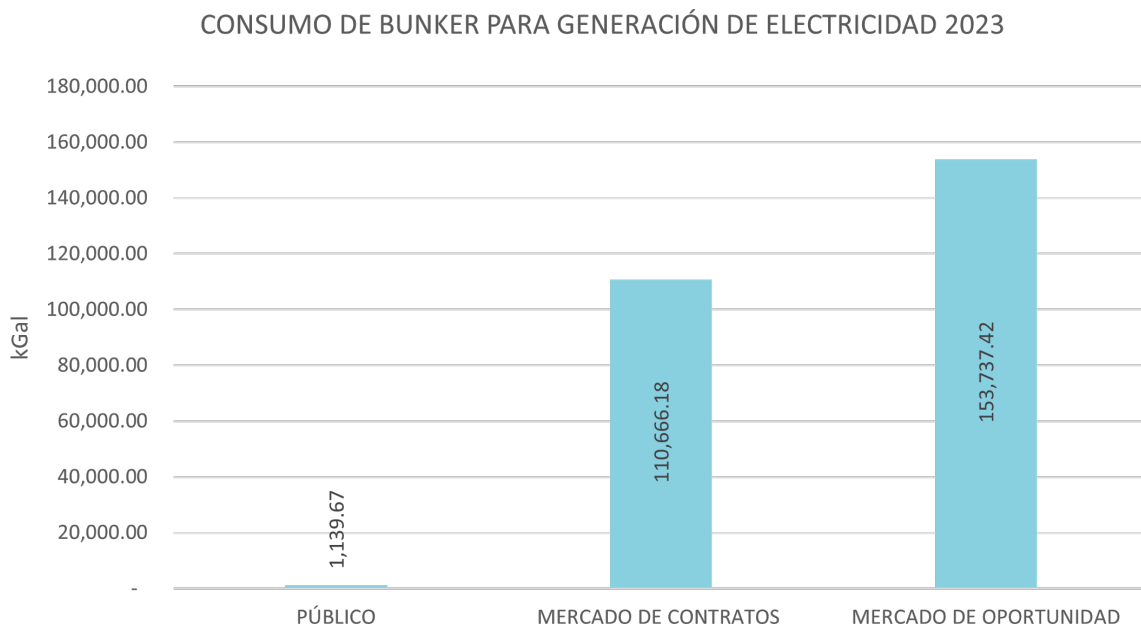
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Se observa que la tecnología de generación a base de biomasa y fósiles (bunker y diésel) presentan un consumo propio visible, esto es por su naturaleza de generación ya que en su mayoría son ingenios azucareros en el caso de la tecnología biomasa, estos que 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 la generación de energía eléctrica se produce a base de 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.

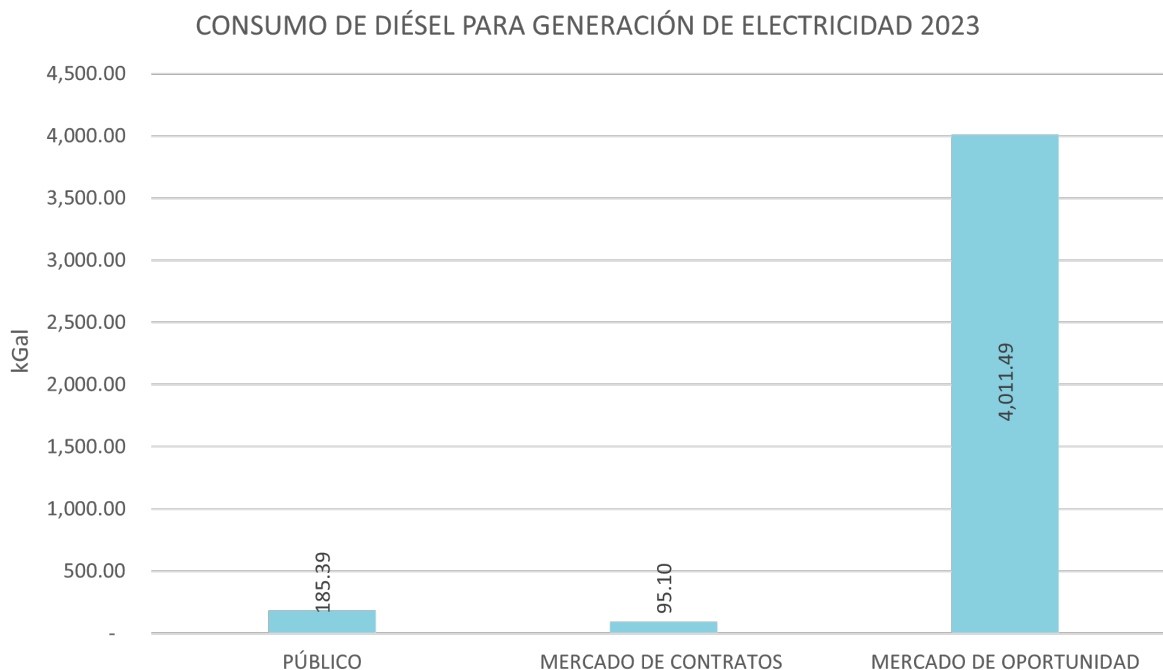
En el siguiente gráfico se observa cual fue el consumo de combustible para generación de energía eléctrica, según el tipo de combustible y el modelo de venta de energía.



Gráfica 9 - Consumo de bunker para generación de electricidad 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Como podemos observar para 2023 el consumo total de bunker para generación de electricidad fue de 265,543.27 kilo galones, siendo el mayor consumo en el mercado de oportunidad.



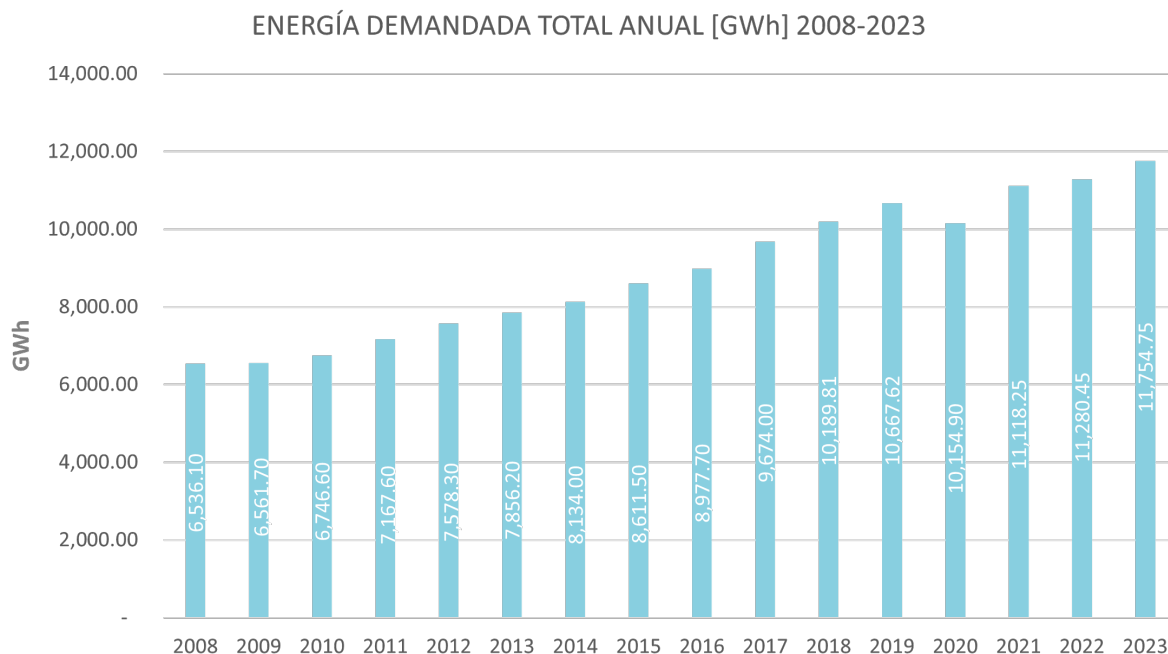
Gráfica 10 - Consumo de diésel para generación de electricidad 2023

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 4,291.98 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 anual desde 2008 a 2023.

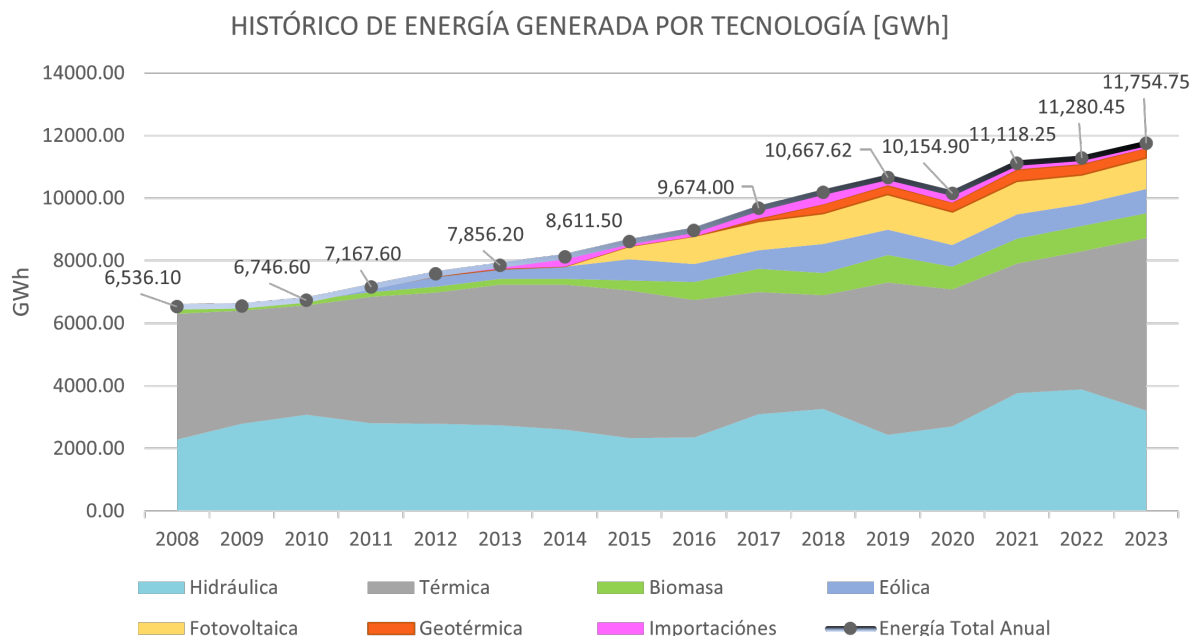


Gráfica 11 - Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2023

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

El gráfico anterior muestra que existe un crecimiento de demanda y la generación de energía eléctrica total, año a año la generación crece por que la demanda va creciendo, 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.

A continuación, en el siguiente gráfico de áreas apiladas se presenta la generación histórica por tecnología de acumulada desde el 2008 hasta el 2023, en donde se puede observar que la participación de tecnologías renovables no convencionales (eólicas, solares, biomasa, hidroeléctricas de pasada y geotérmica), 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 también se incluye la importación de energía eléctrica con el fin de reflejar la energía total para suplir la demanda de energía eléctrica total.

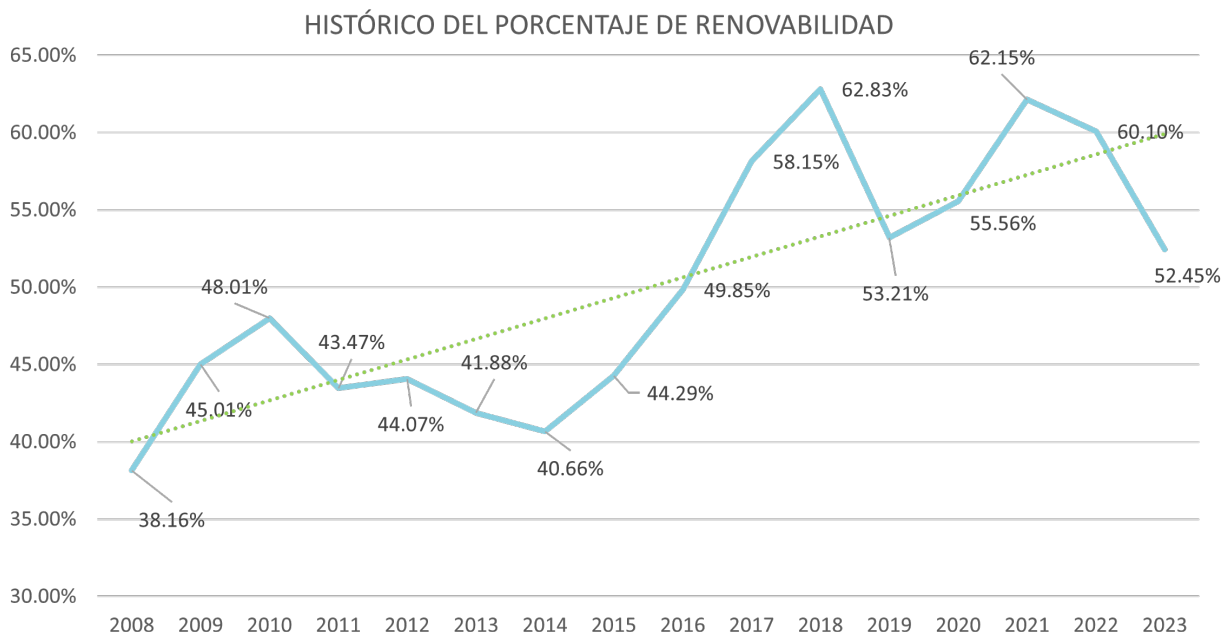


Gráfica 12 - Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2023

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 1.3% del total para 2023.

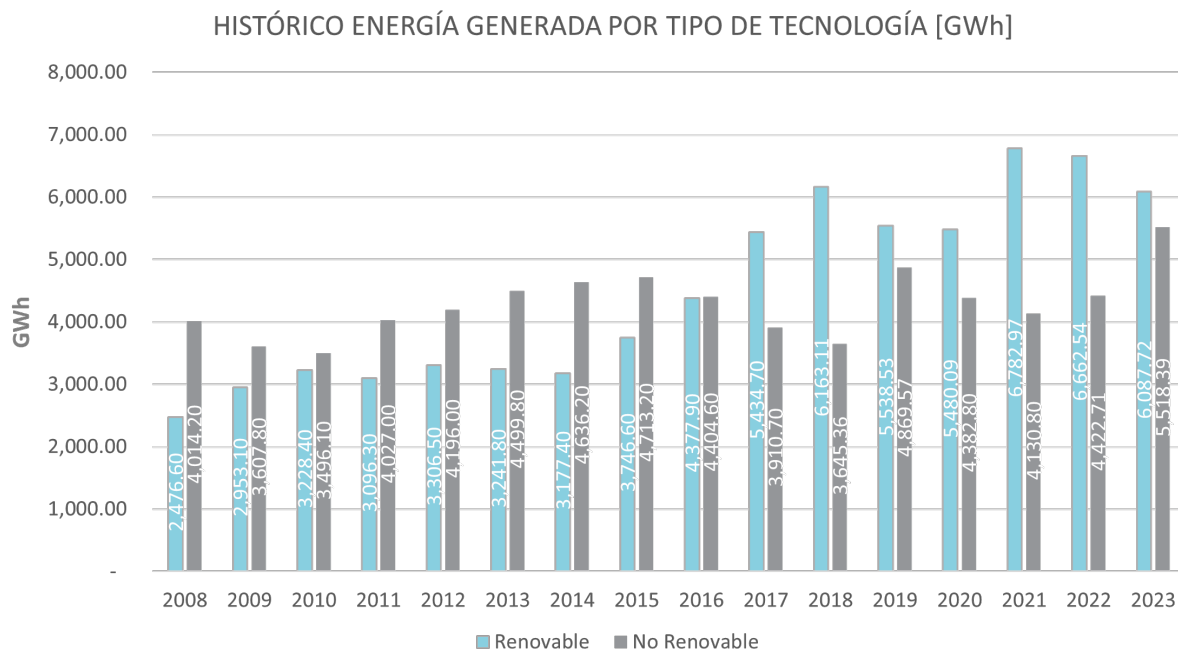
A continuación, se muestra el gráfico histórico del porcentaje de renovabilidad con respecto a la generación de energía eléctrica en Honduras. Se puede notar en el 2015 un aumento de la tendencia de la curva de renovabilidad lo cual se atribuye a la incorporación de los parques solares a la matriz de 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%, esto es debido a que fue un año de bastante exigencia de energía térmica, debido al crecimiento natural de la demanda y fenómenos hidrológicos estacionales.



Gráfica 13 - Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras - Energía generada 2008-2023

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.



Gráfica 14 - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología

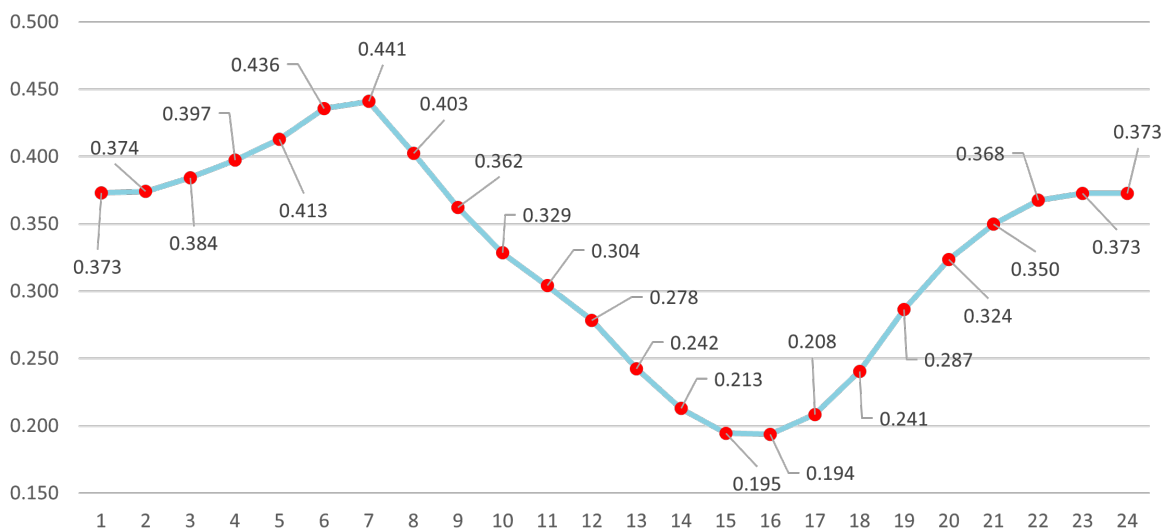
Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

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 sus máximos 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.]

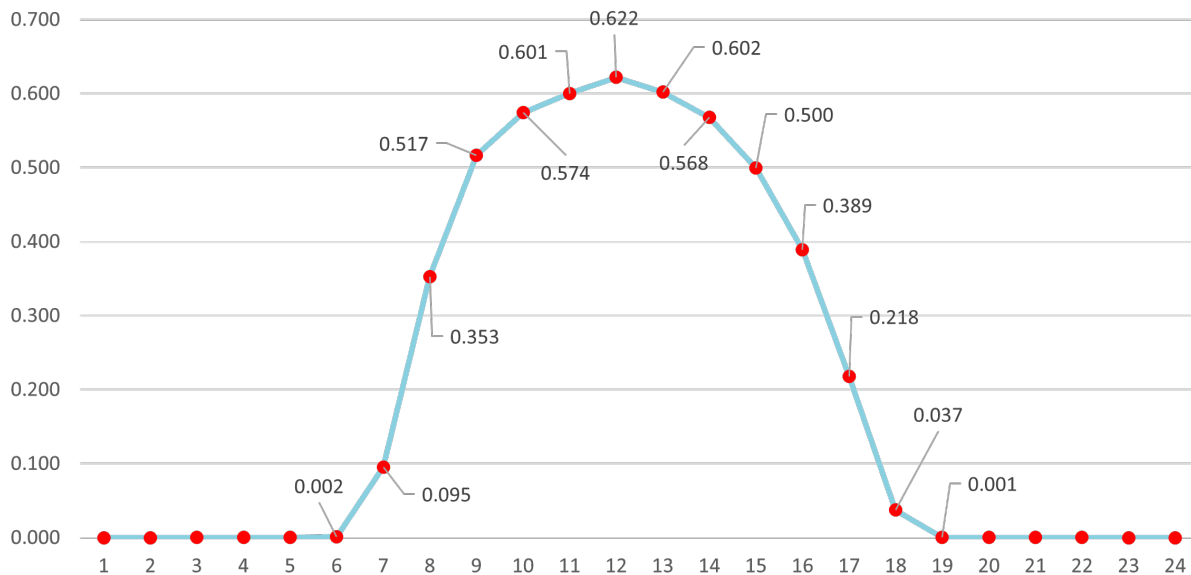


Gráfica 15 - Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.], Base P.U.= 237.8 MW.

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.

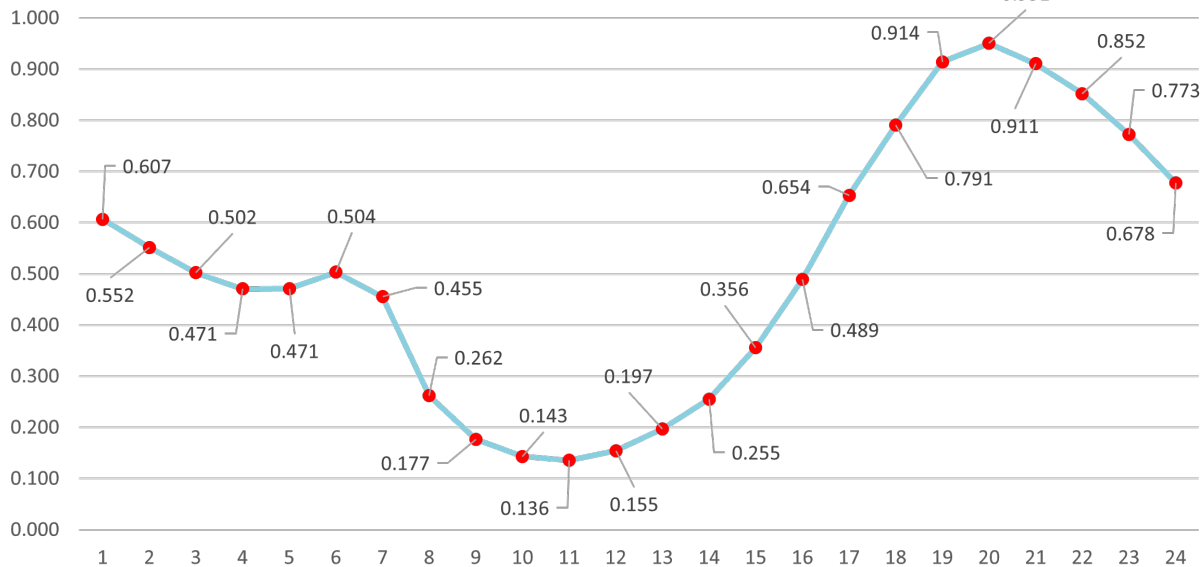
CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE UN GENERADOR SOLAR [P.U.]



Gráfica 16 - Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.], Base P.U.= 510.51 MW
 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.

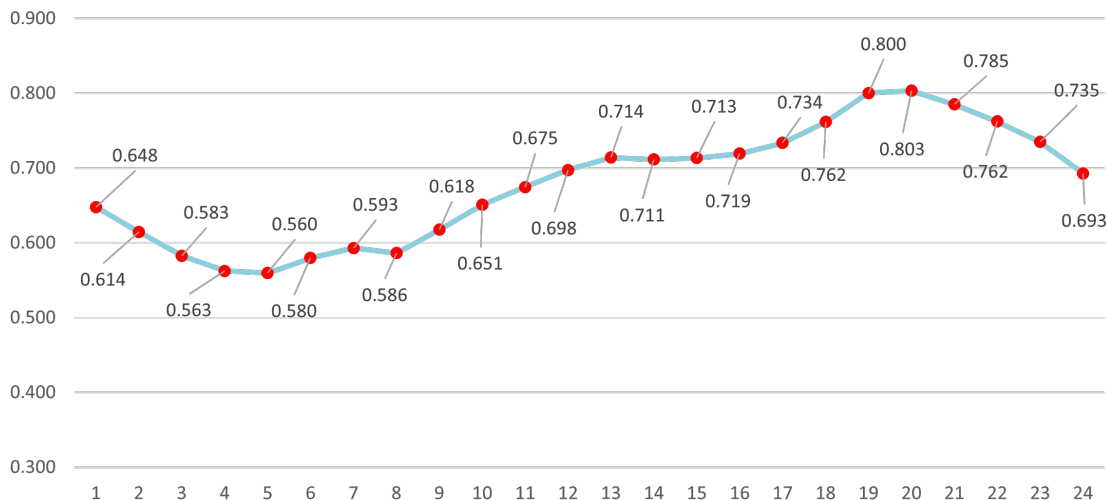
CURVA DE GENERACIÓN FÓSIL (BUNKER) ZONA SUR [P.U.]



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 es durante el pico de la noche y un declive a horas del pico de día, aunque se debe mencionar que su uso es bastante regular.

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

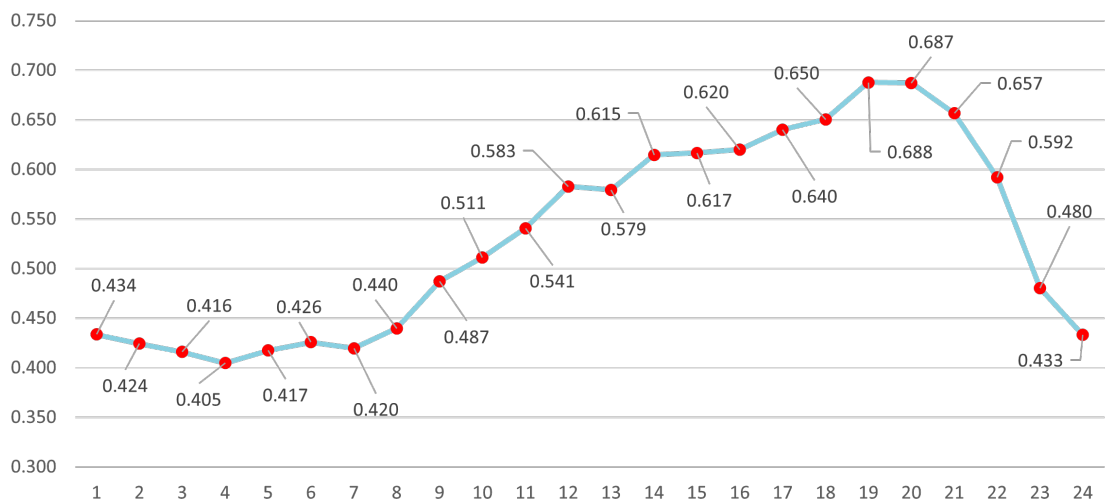


Gráfica 18 - Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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.

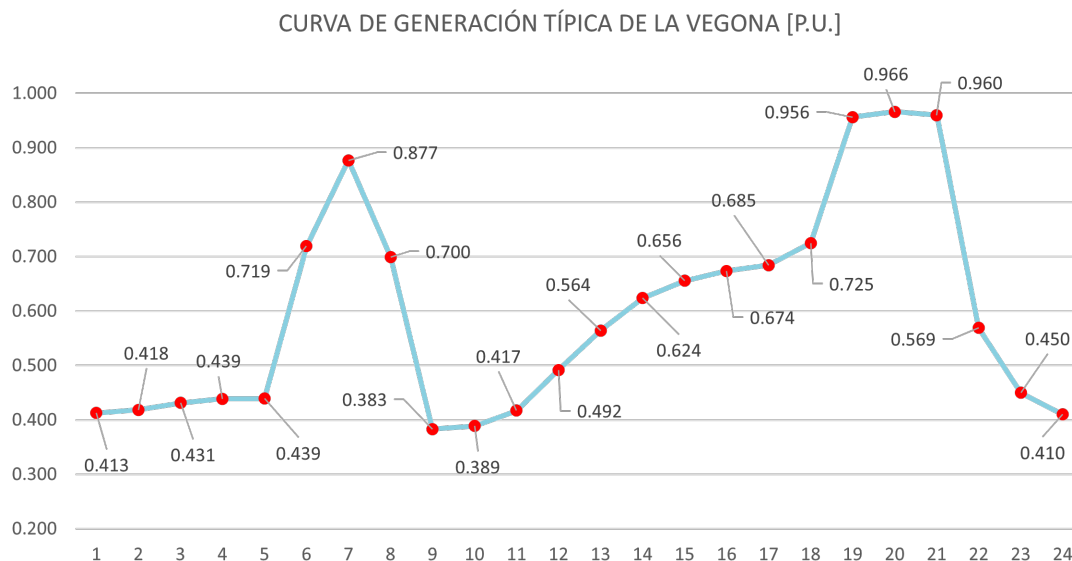
CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE LA CENTRAL F.M [P.U.]



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

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

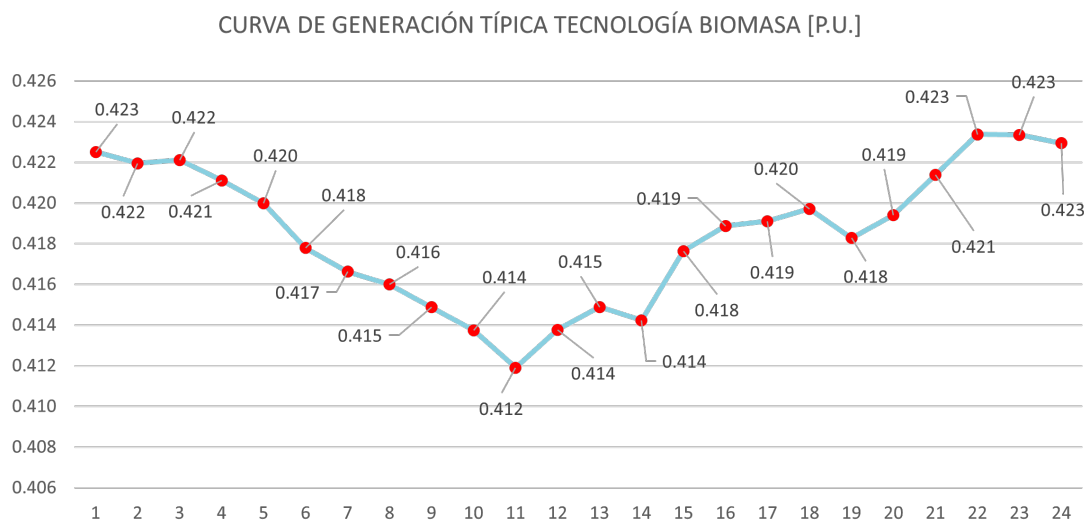
Por otro lado, en la generación con potencia firme y renovables del país, se encuentran centrales hidroeléctricas denominadas “Regulables” o dado que cuentan con un pequeño embalse que les permite contar con un mejor manejo del recurso hídrico, almacenándolo para ser despachado en horas punta de máxima 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:



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

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

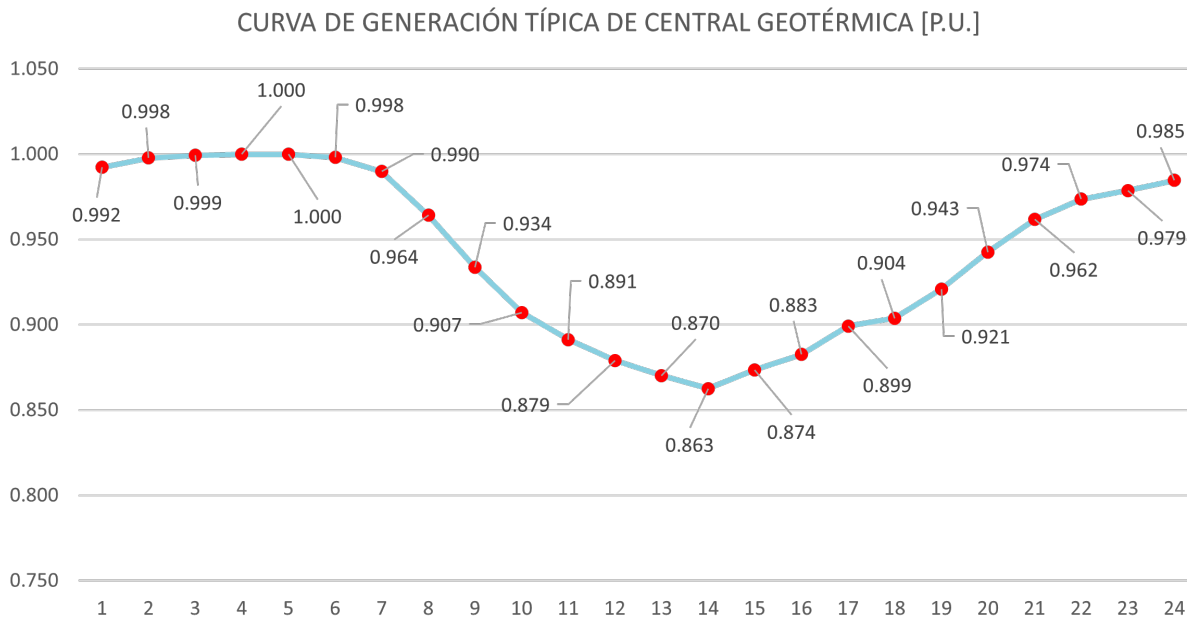
En cuanto al comportamiento de una planta a base de biomasa se caracteriza por ser muy variable para cada hora, esto depende bastante del recurso y la autoproducción. De todas las plantas instaladas en Honduras, no existe un patrón normalizado, a continuación, se muestra una curva donde se refleja de mejor manera el comportamiento de su generación promedio en 2023.



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:

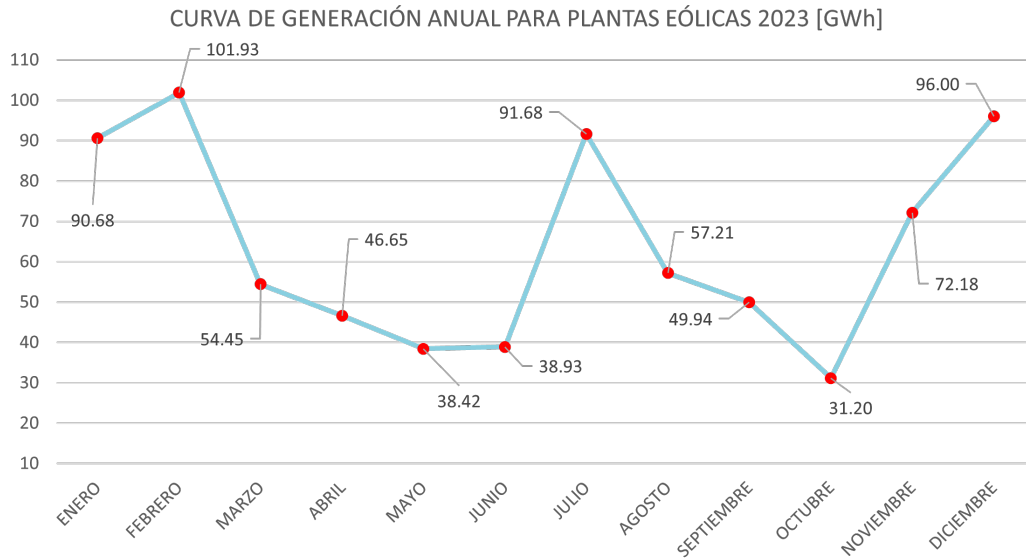


Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]
 Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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)

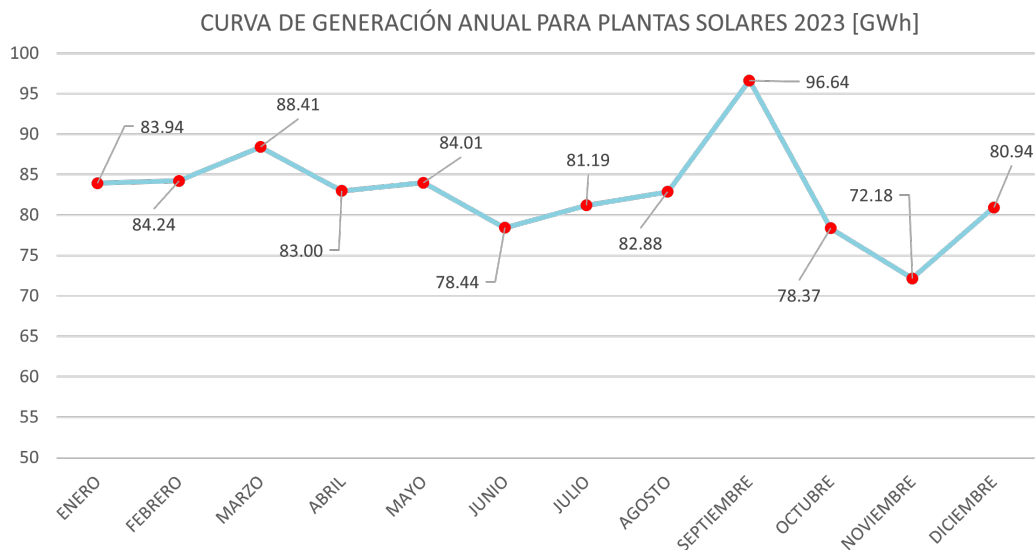
En esta sección se hace un análisis del comportamiento de la curva de generación mensual por cada tipo de tecnología, se observa el comportamiento anual de la generación y así analizar su estacionalidad para el año 2023. Para el caso de la tecnología eólica se tiene una mayor generación a inicio del 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)

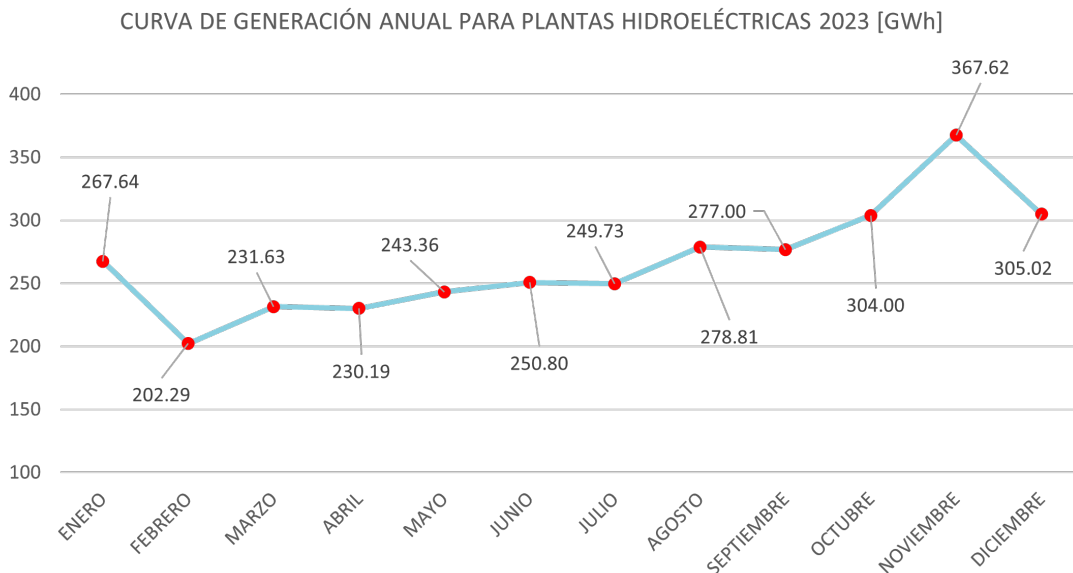
En cuanto a la curva mensual generación solar fotovoltaica, en 2023 en el mes de septiembre se observa un pico de generación, sin embargo, el resto del año se observa que su comportamiento es bastante constante.



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

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

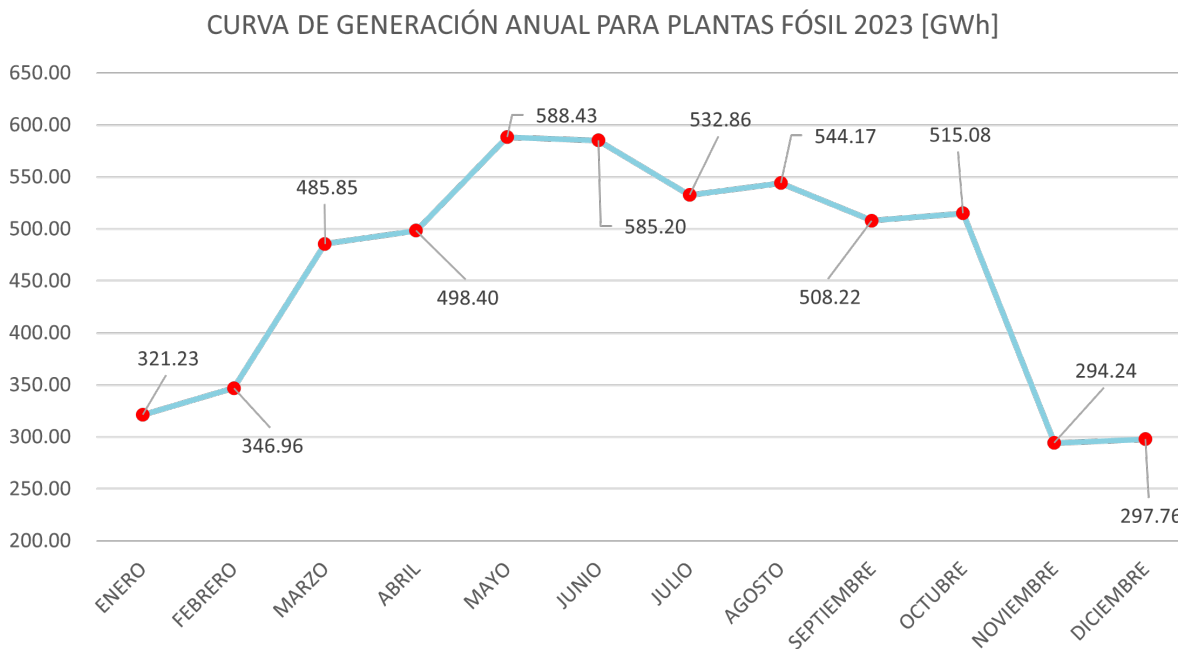
En la estación más seca (verano) los caudales de los ríos bajan considerablemente por lo tanto la producción de energía hidroeléctrica se reduce, sin embargo, al final de la estación lluviosa se tiene un repunte de generación ya que los caudales de los ríos se han restaurado y los embalses vuelven a 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)

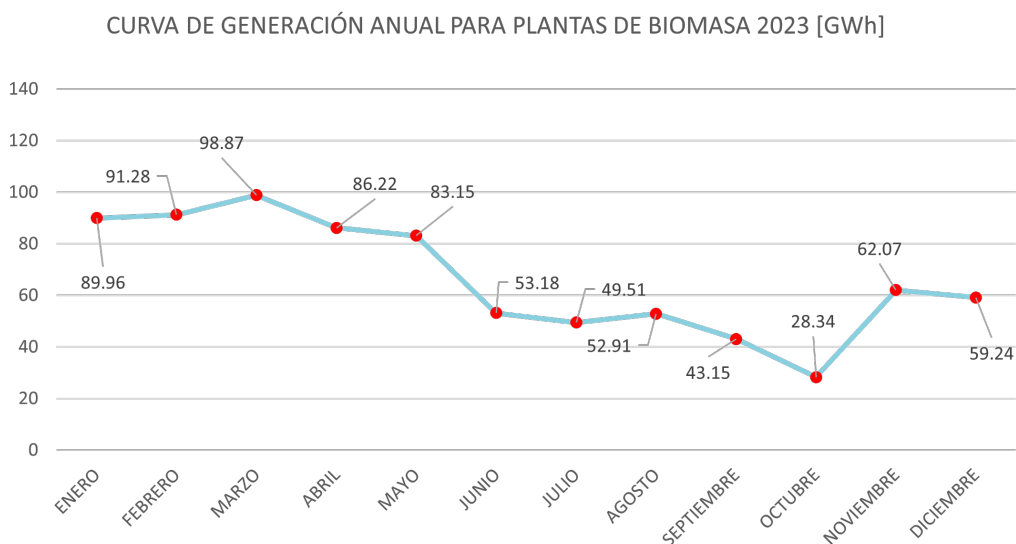
Las plantas generadoras a base de combustibles fósiles tienen su pico de generación en los meses de abril y mayo que es cuando se registran los picos de demanda debido al verano. Además, los embalses están a bajo nivel y se necesita potencia firme especialmente durante el pico de la noche.



Gráfica 26 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

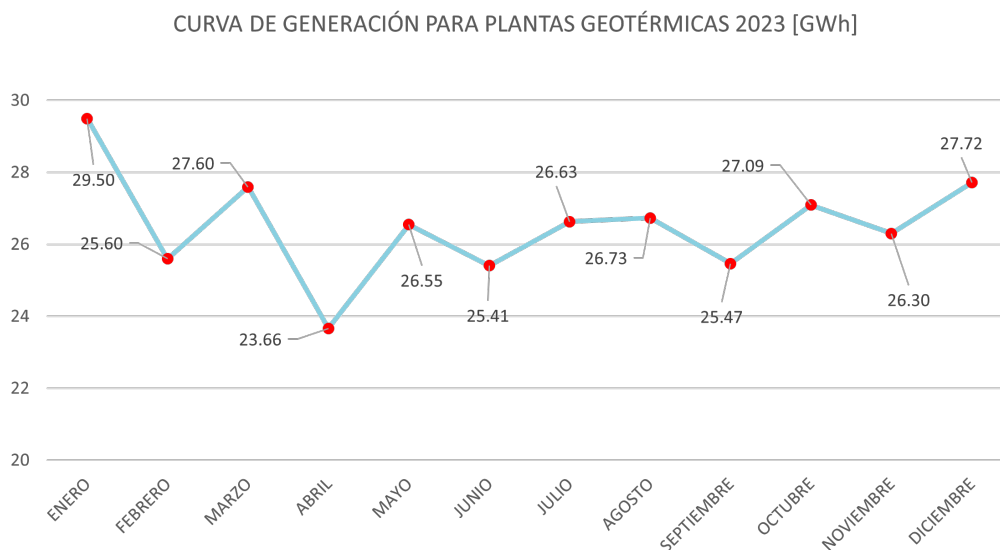
En el caso de la curva anual de generación para las plantas a base de biomasa se observa un patrón de estacionalidad muy marcado, es decir, se registran los valores de generación más altos en los primeros meses del año debido a que la mayoría de la biomasa utilizada por las azucareras para la generación 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.



Gráfica 27 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

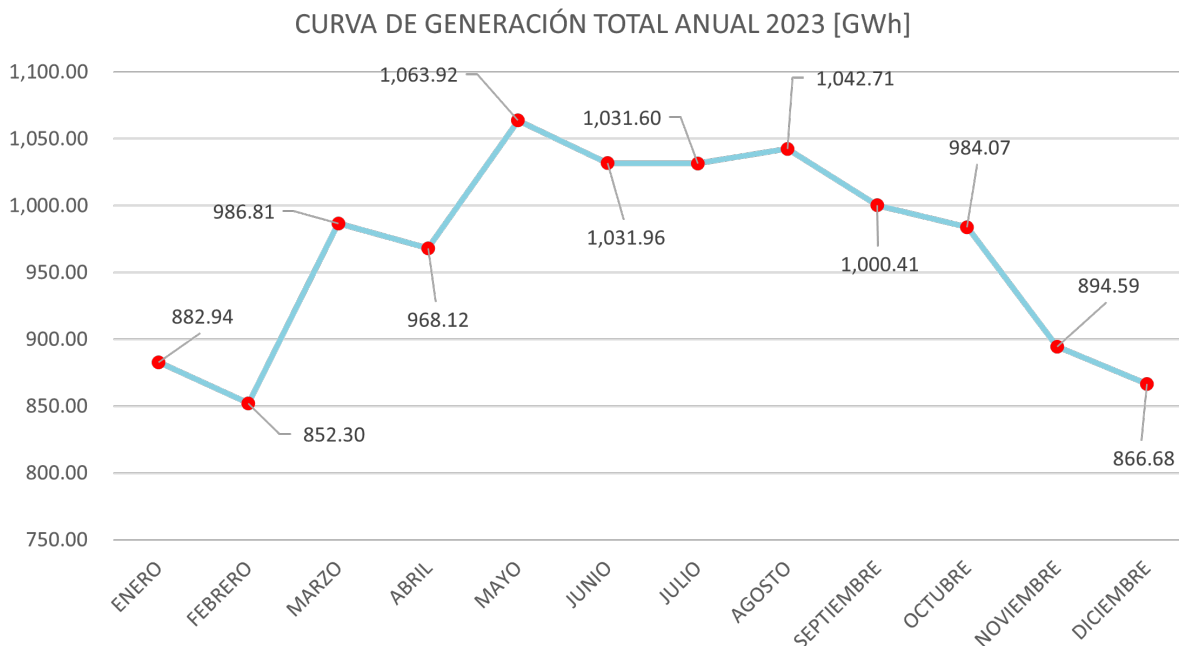
Finalmente se presenta la curva de generación de una planta geotérmica, se puede observar que es casi constante durante el año debido a su alto factor de planta durante todo el año siendo este entre 97% y 99% mensual.



Gráfica 28 - 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 2023. El valor de descenso en febrero se debe a que ese mes se genera menos por su naturaleza de contar con solo 28 días.



Gráfica 29 - Energía total generada mensual en el año 2023 en Honduras [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

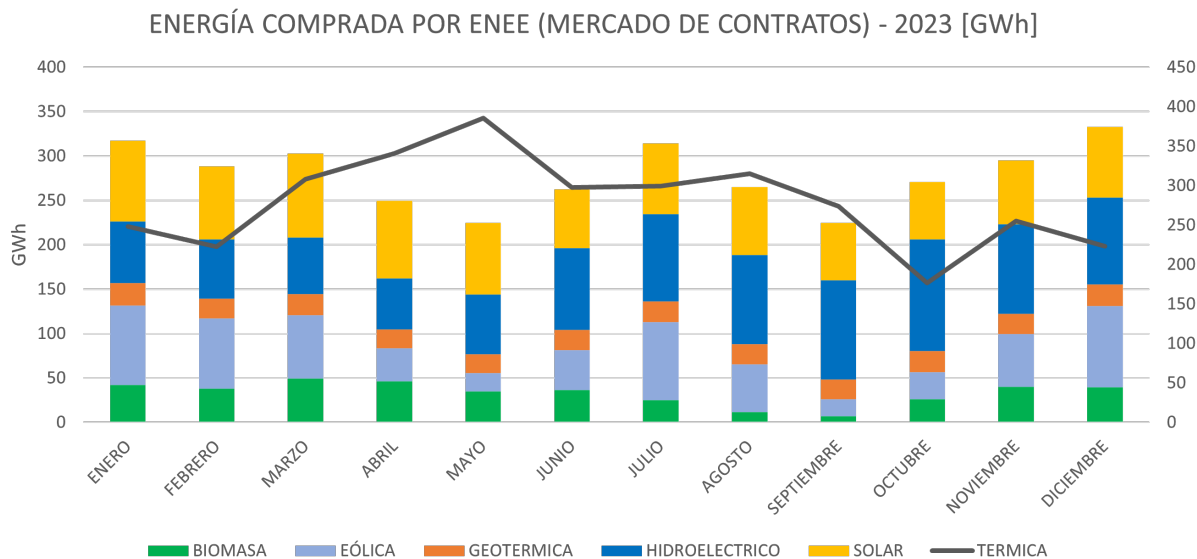
El mes de mayor pico de generación en 2023 ocurrió en mayo, mes de alta exigencia térmica producto la temporada seca del año, y como es de esperarse en los meses de enero y diciembre la generación es más baja debido a que son los meses con menor demanda eléctrica.

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 2023 se registró la compra de 5,876.86 GWh, de los cuales 3,385.89 GWh (57.61%) provienen de fuentes no renovables (búnker, diésel y pet coque) y 2,490.97 GWh (42.38 %) 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 30 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2023 [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 2023 próximamente más de un 50% de las compras de energía eléctrica que realiza la ENEE fue a esta tecnología, especialmente en el mes de mayo, debido a condiciones ambientales.

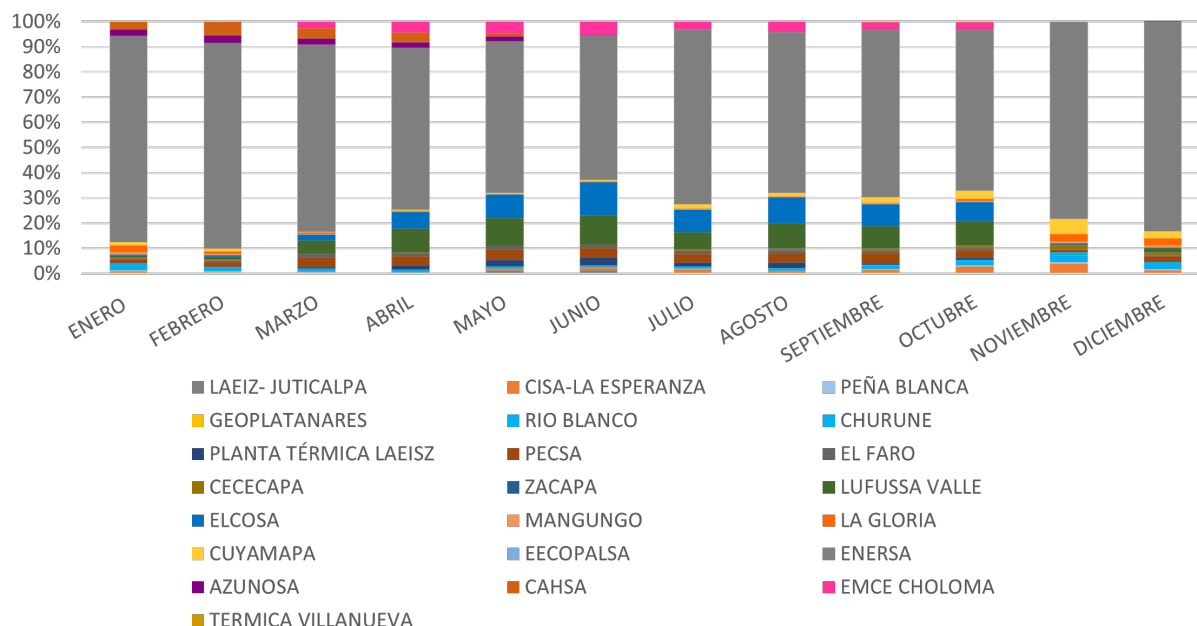
Sin embargo, estas compras de energía por parte de ENEE distribución son solamente del mercado de contratos, a continuación, se mostrará el comportamiento para el mercado de oportunidad nacional.

2.5 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Dentro del mercado de oportunidad nacional en 2023 participaron veintidós centrales de generación de índole privado, las cuales son LAEIZ-Juticalpa, CISA-La Esperanza, Peña Blanca, Geoplatares, 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. A continuación, se muestra una gráfica ilustrativa que refleja el porcentaje de participación por planta en el año 2023⁶.

⁶(Centro Nacional de Despacho, 2023)

PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LAS PLANTAS GENERADORAS EN EL MON



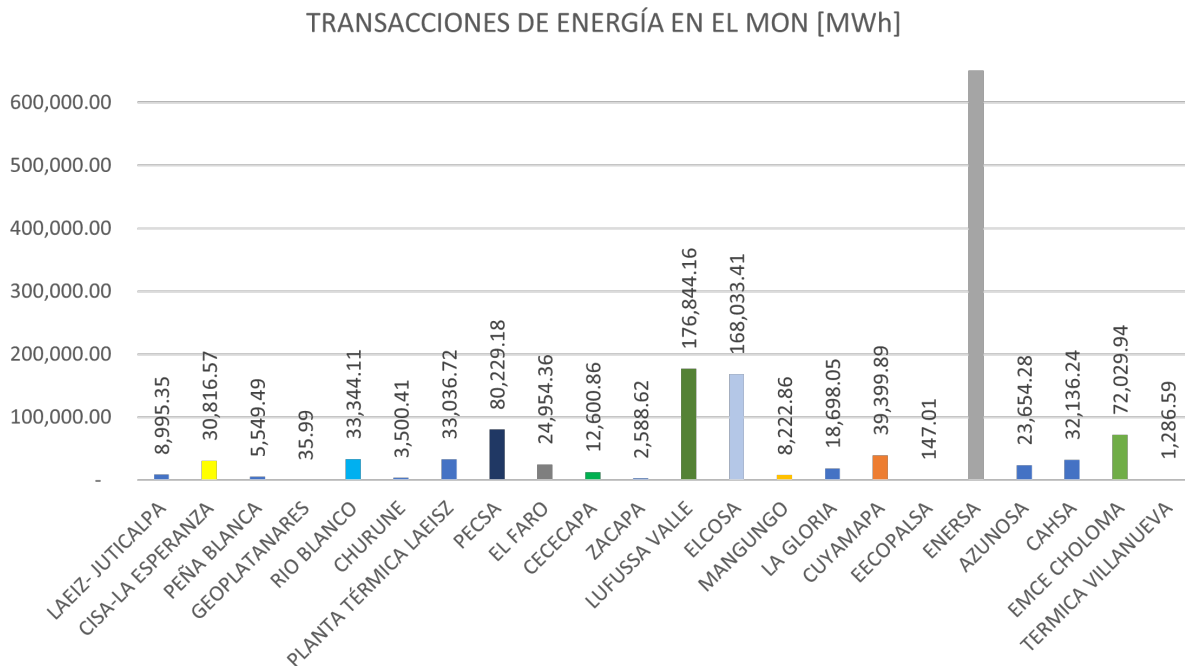
Gráfica 31 – Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La planta que mayor porcentaje de participación tuvo en 2023 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.

PLANTA	ENERGÍA (MWH)	PLANTA	ENERGÍA (MWH)
LAEIZ- JUTICALPA	8,995.35	LUFUSSA VALLE	176,844.16
CISA-LA ESPERANZA	30,816.57	ELCOSA	168,033.41
PEÑA BLANCA	5,549.49	MANGUNGO	8,222.86
GEOPLATANARES	35.99	LA GLORIA	18,698.05
RIO BLANCO	33,344.11	CUYAMAPA	39,399.89
CHURUNE	3,500.41	EECOPALSA	147.01
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	33,036.72	ENERSA	1,676,842.55
PECSA	80,229.18	AZUNOSA	23,654.28
EL FARO	24,954.36	CAHSA	32,136.24
CECECAPA	15,545.51	EMCE CHOLOMA	72,029.94
ZACAPA	2,588.62	TERMICA VILLANUEVA	1,286.59

Tabla 3 – Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2023



Gráfica 32 - Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2023 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En 2023 se cerró con la participación de 22 plantas en el mercado de oportunidad o llamadas también plantas mercantes, la planta con mayor participación en 2023 fue la planta térmica ENERSA con 1,676,842.55 MWh lo cual representó el 68.27% de toda la energía comprada en el MON.



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS GEOGRÁFICO



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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.

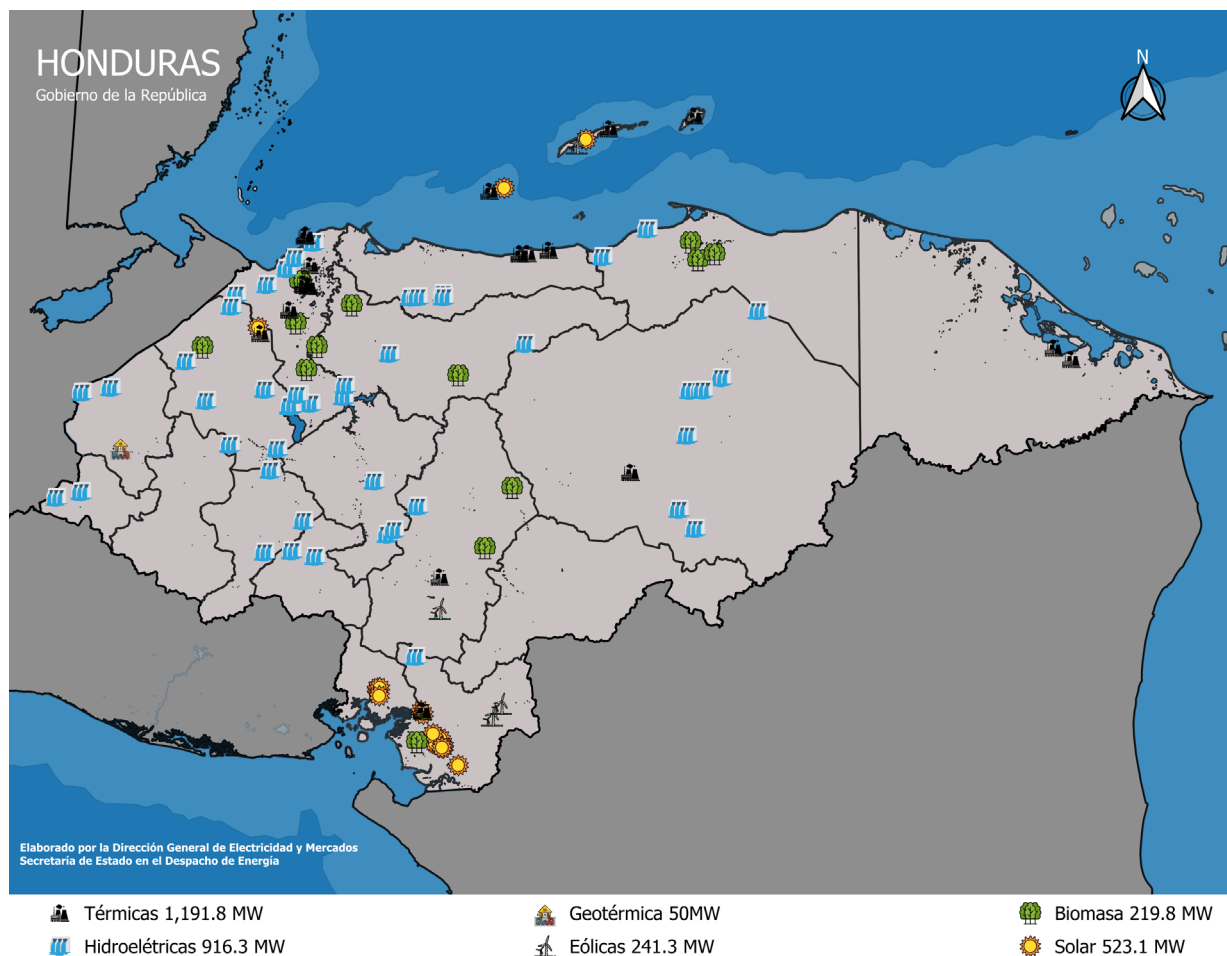


Ilustración 6 - Mapa de potencia instalada georreferenciado

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:

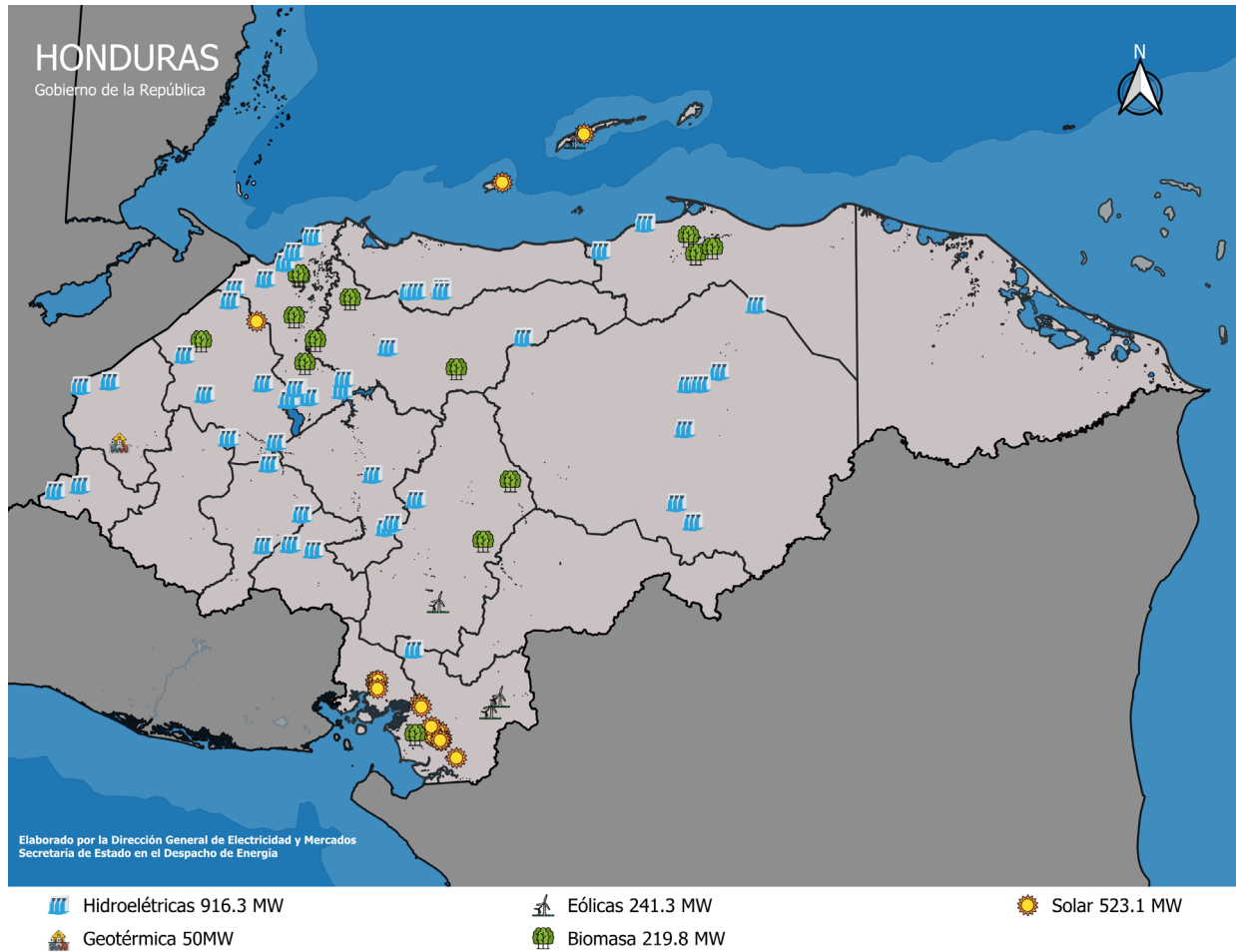
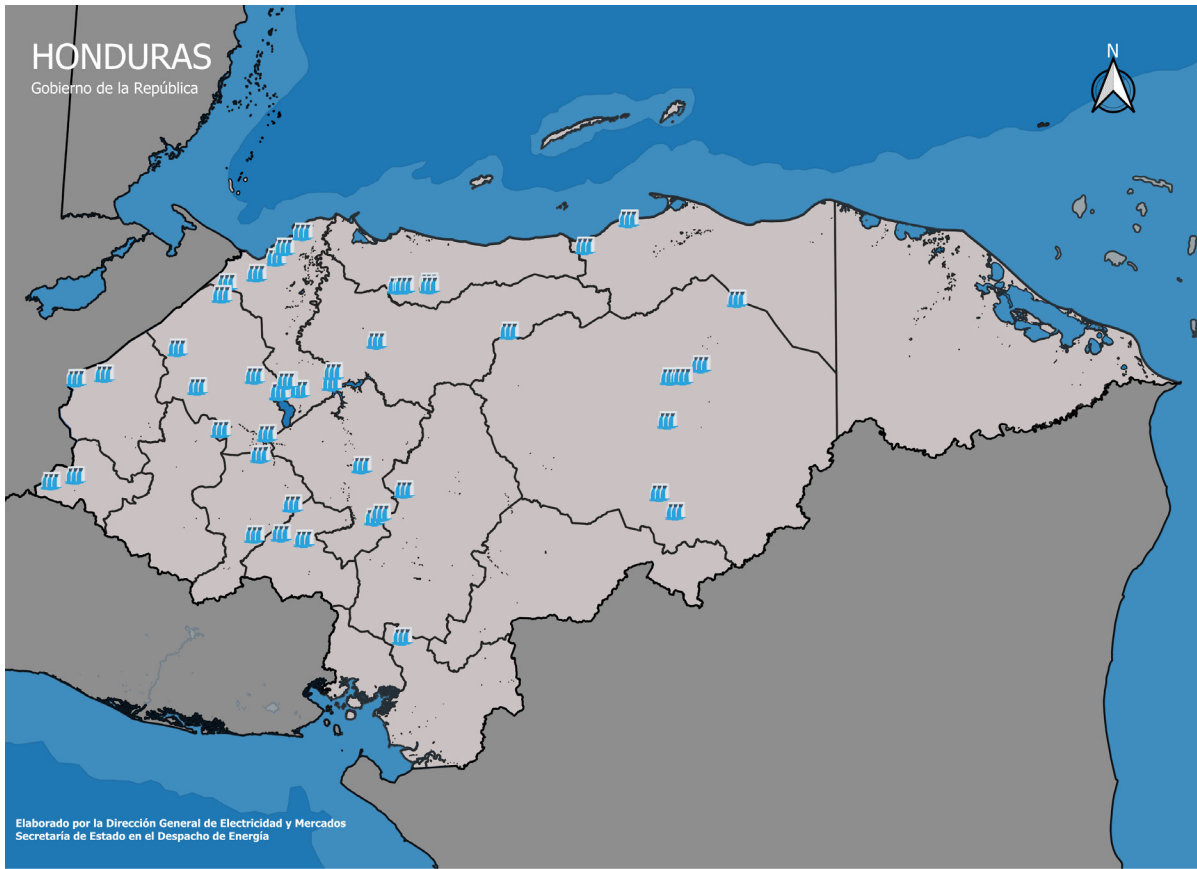


Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable

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 51, 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.

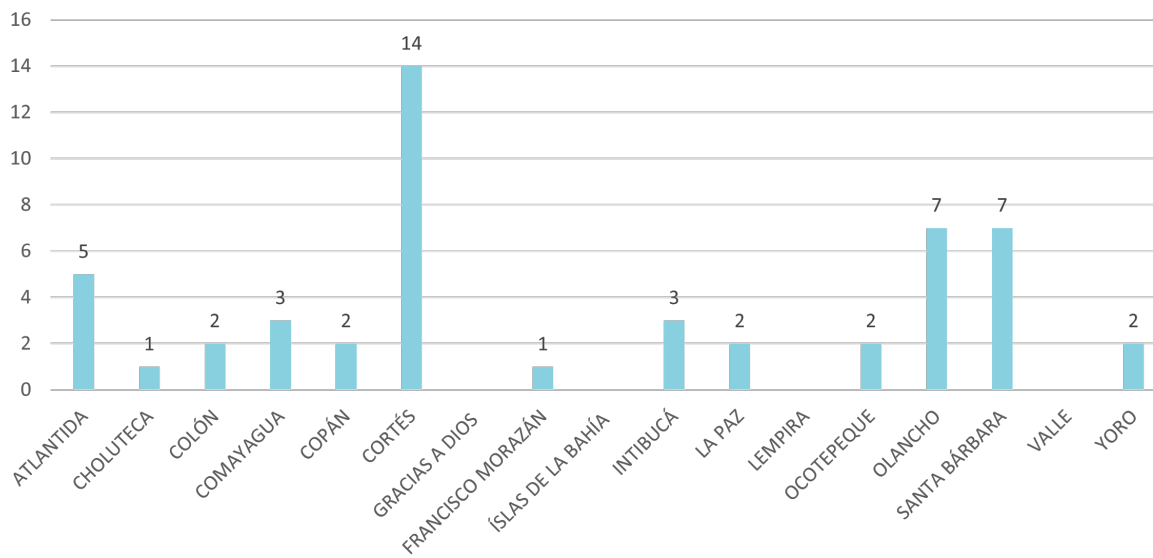


Hidroeléctricas 916.3 MW

Ilustración 8 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

NÚMERO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS POR DEPARTAMENTO 2023



Gráfica 33 - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En el siguiente mapa se muestra el potencial eólico del país, el cual se concentra en la zona centro sur del país.

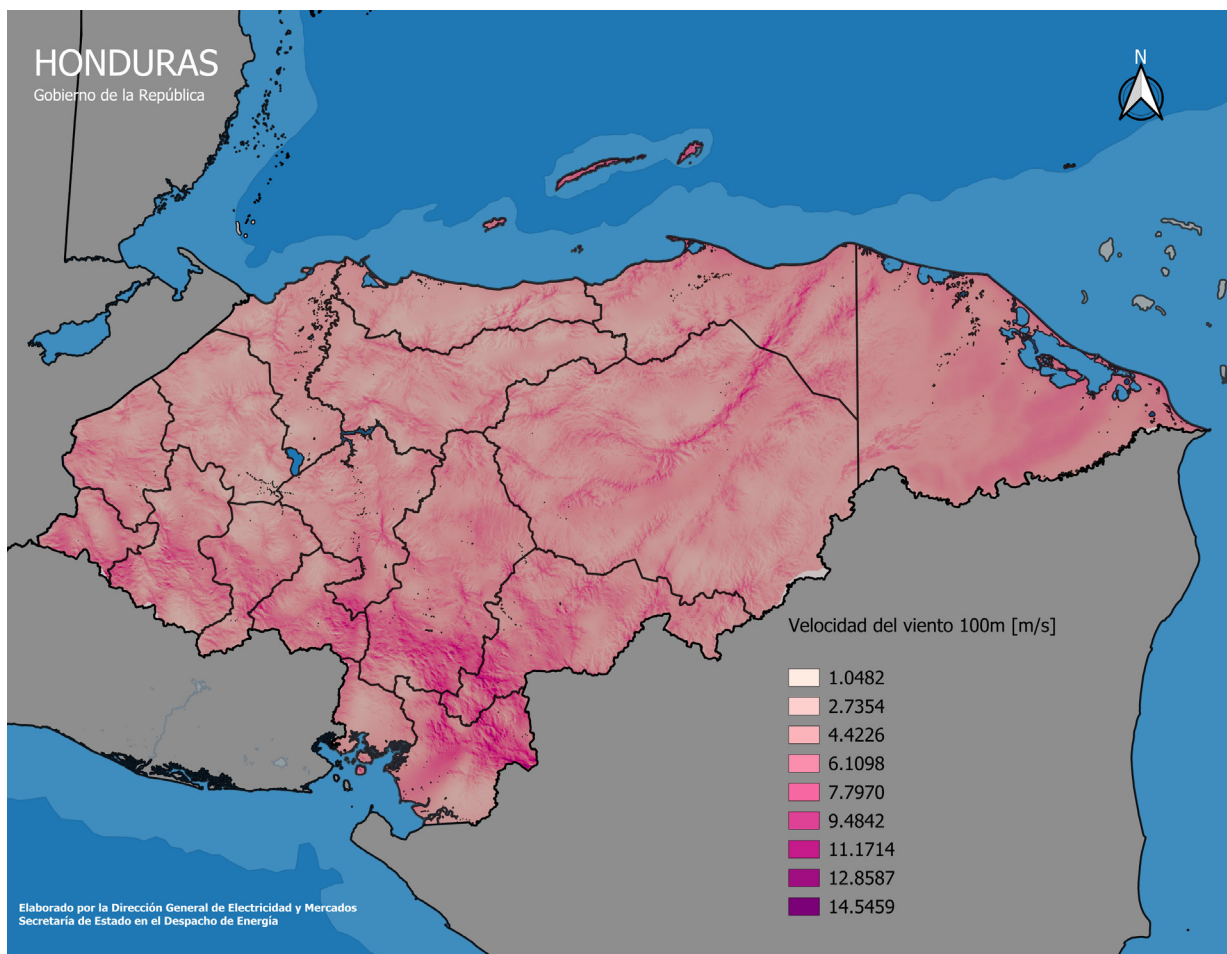
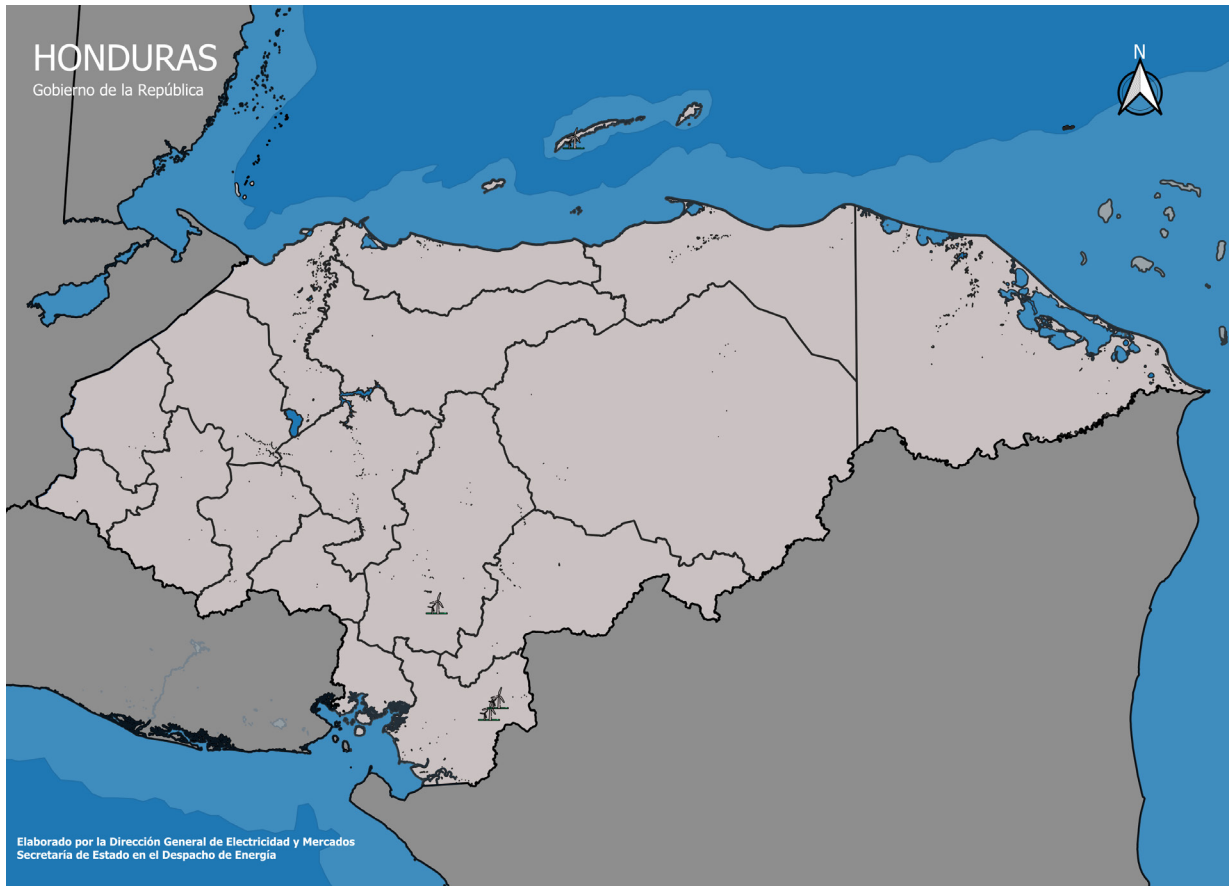


Ilustración 9 - Mapa de potencial eólico de Honduras

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 3.9 MW de capacidad instalada.




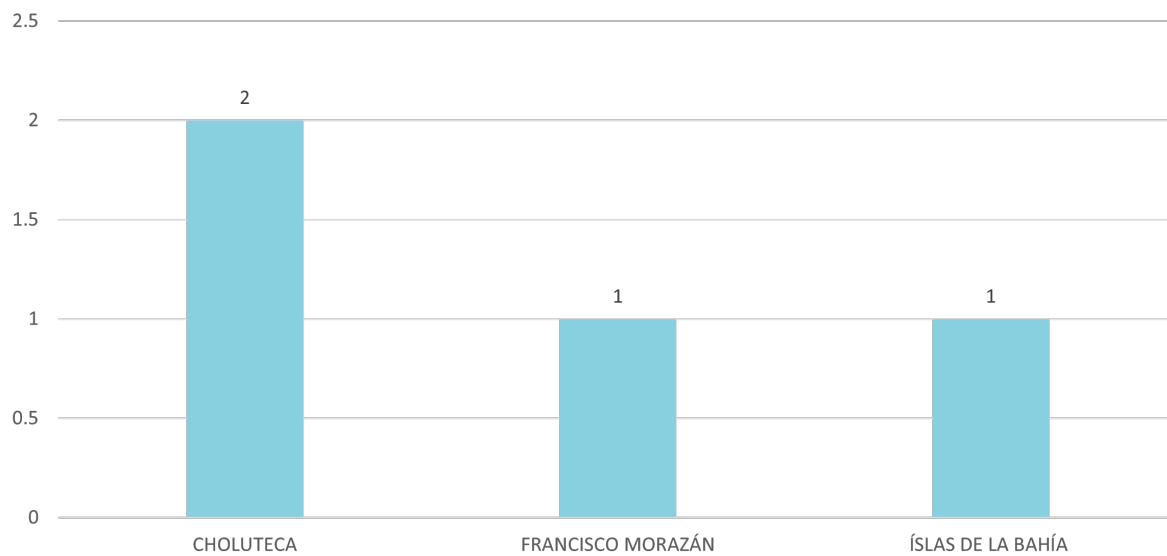
 Eólicas 241.3 MW

Ilustración 10 - Mapa georreferenciado de centrales eólicas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

NÚMERO DE CENTRALES EÓLICAS POR DEPARTAMENTO 2023



Gráfica 34 - Número de centrales eólicas por departamento 2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En el siguiente mapa se muestra el potencial solar del país. De forma similar al potencial eólico, se puede ver que el mayor potencial solar se ubica en la zona sur del país.

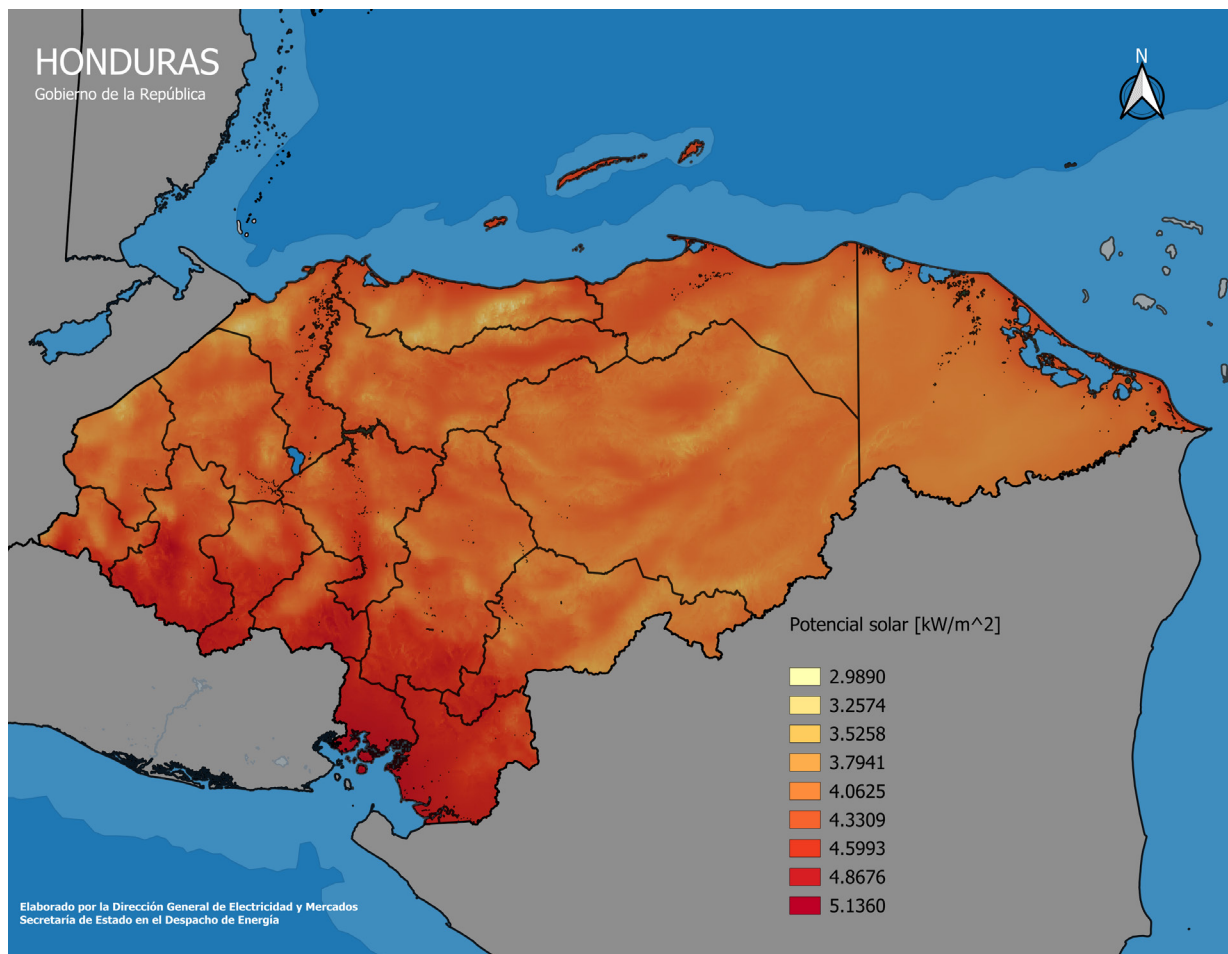
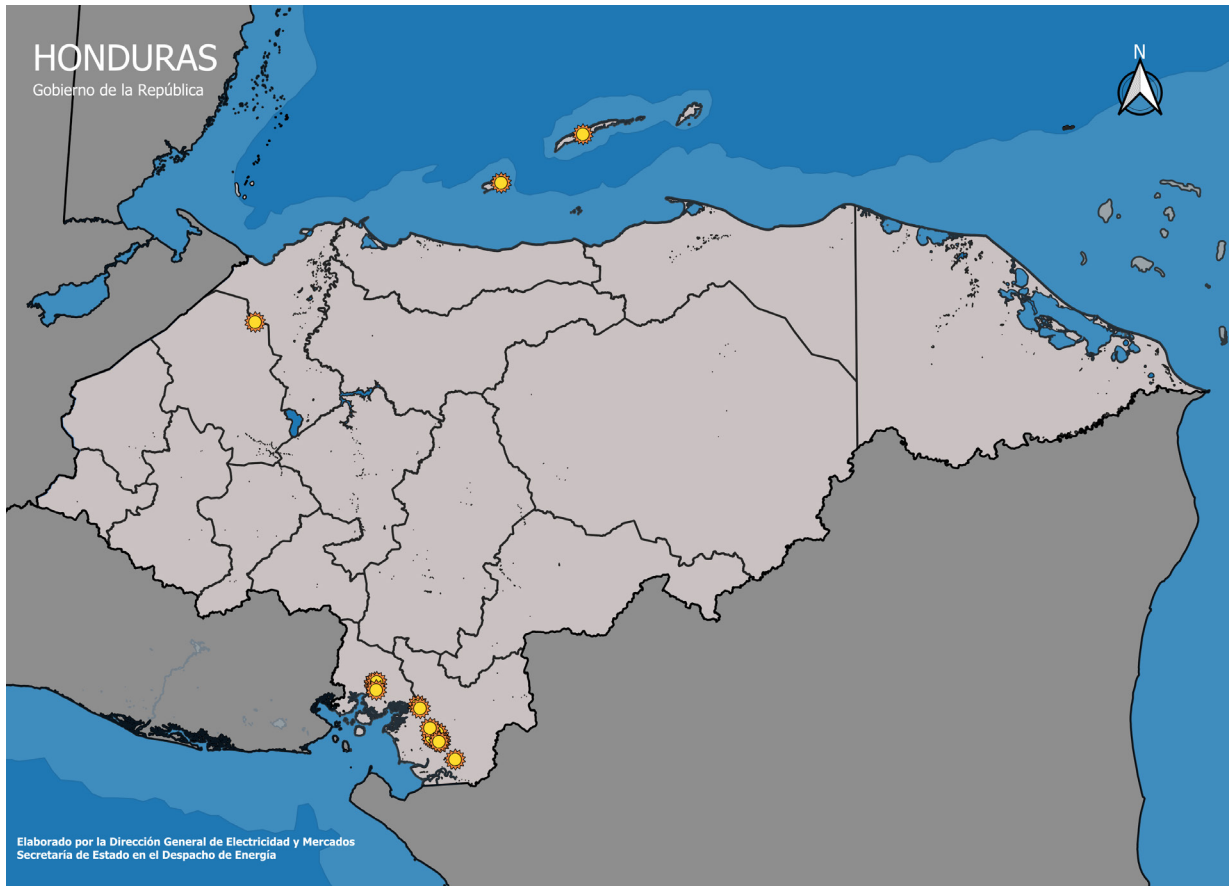


Ilustración 11 - Mapa de potencial solar de Honduras

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA 2018

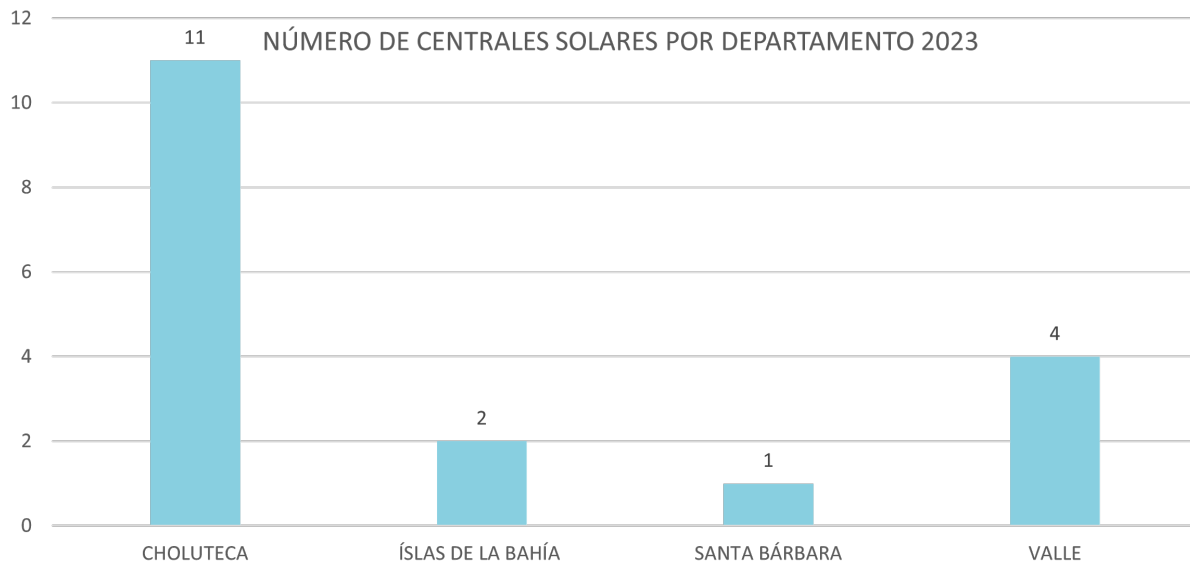
Las centrales de generación solar en su mayoría están ubicadas en la región sur del país donde se presenta la mayor irradiación solar. Estas se encuentran distribuidas principalmente en los dos departamentos, 11 centrales en el departamento de Choluteca y 4 en el departamento de Valle, sin embargo, hay una central en el norte del país y otras en el sistema aislado de las Islas de la Bahía.



Solar 523.1 MW

Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales solares

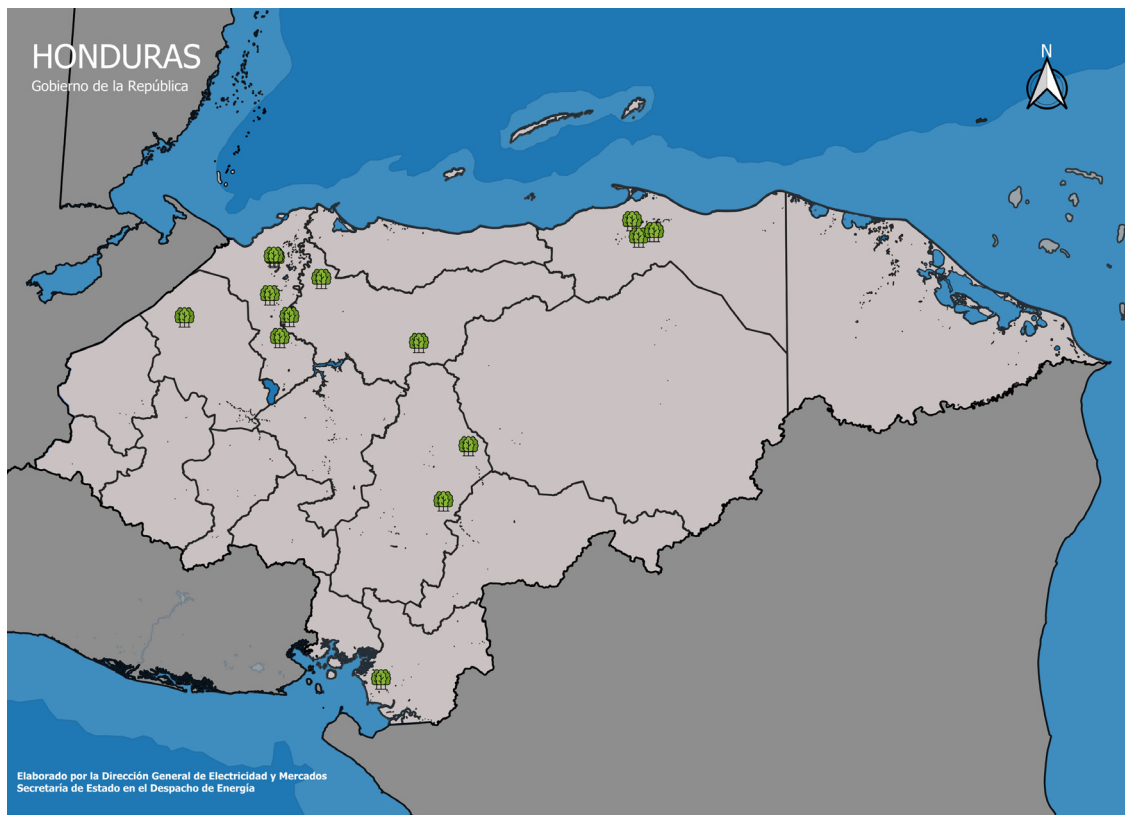
Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 35 - Número de centrales solares por departamento 2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

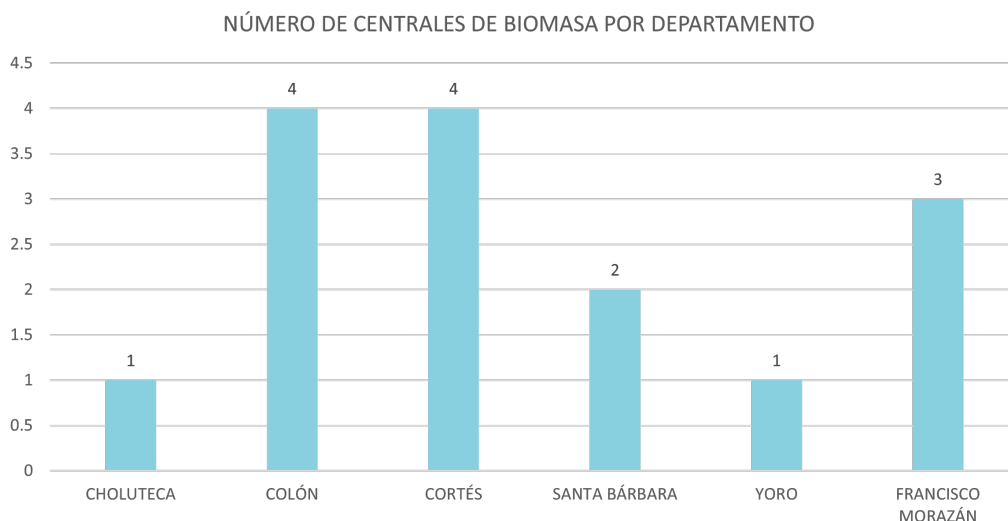
Las centrales a base de biomasa se encuentran en distintas regiones del país. Estas centrales en su mayoría son ingenios azucareros. El total hay 15 plantas y mayormente están ubicadas en la zona norte del país.



Biomasa 219.8 MW

Ilustración 13 - Mapa georreferenciado de centrales de biomasa

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 36 - Número de centrales de biomasa por departamento 2023

Fuente: Elaboración propia (SEN)

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

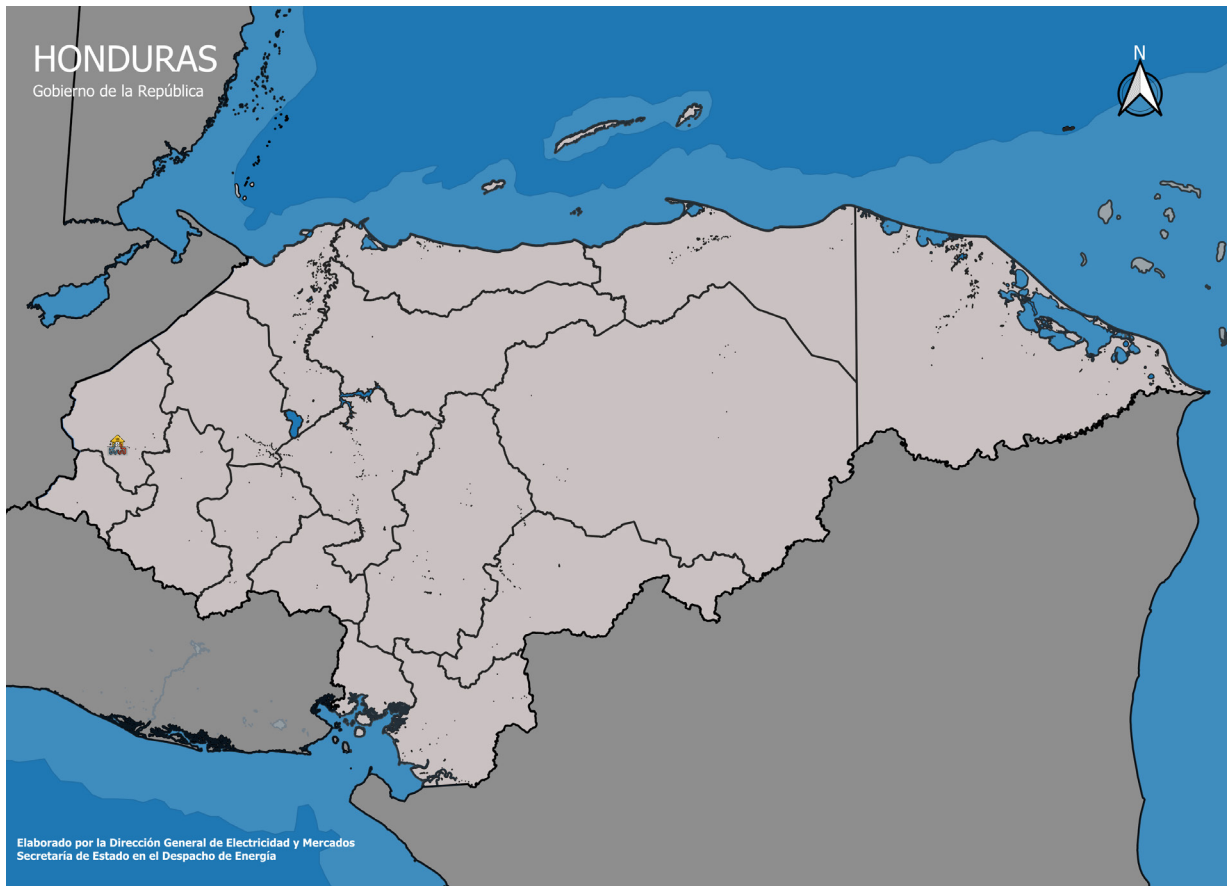
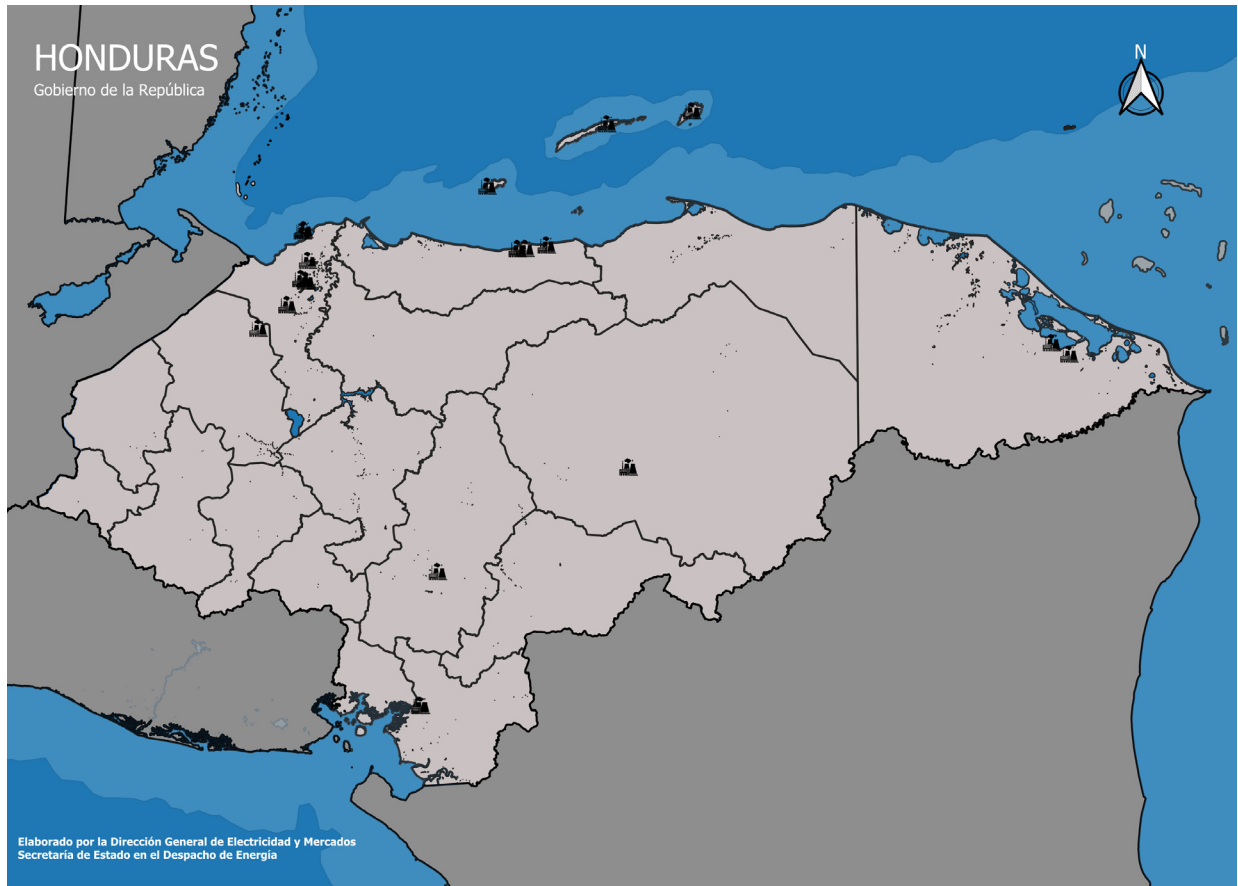


Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas

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 o diésel), la mayoría están ubicadas en la zona norte, sur y en el litoral atlántico.

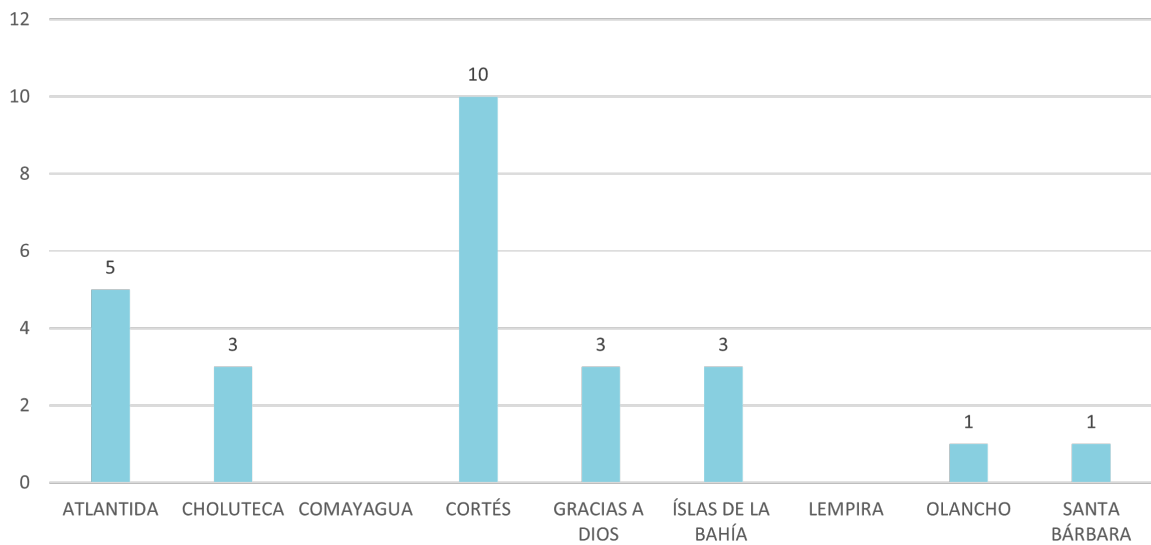


Térmicas 1,191.8 MW

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

Fuente: Elaboración propia (SEN)

NÚMERO DE CENTRALES FÓSILES POR DEPARTAMENTO



Gráfica 37 - Número de centrales fósiles por departamento

Fuente: Elaboración propia (SEN)



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 4

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IFASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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.

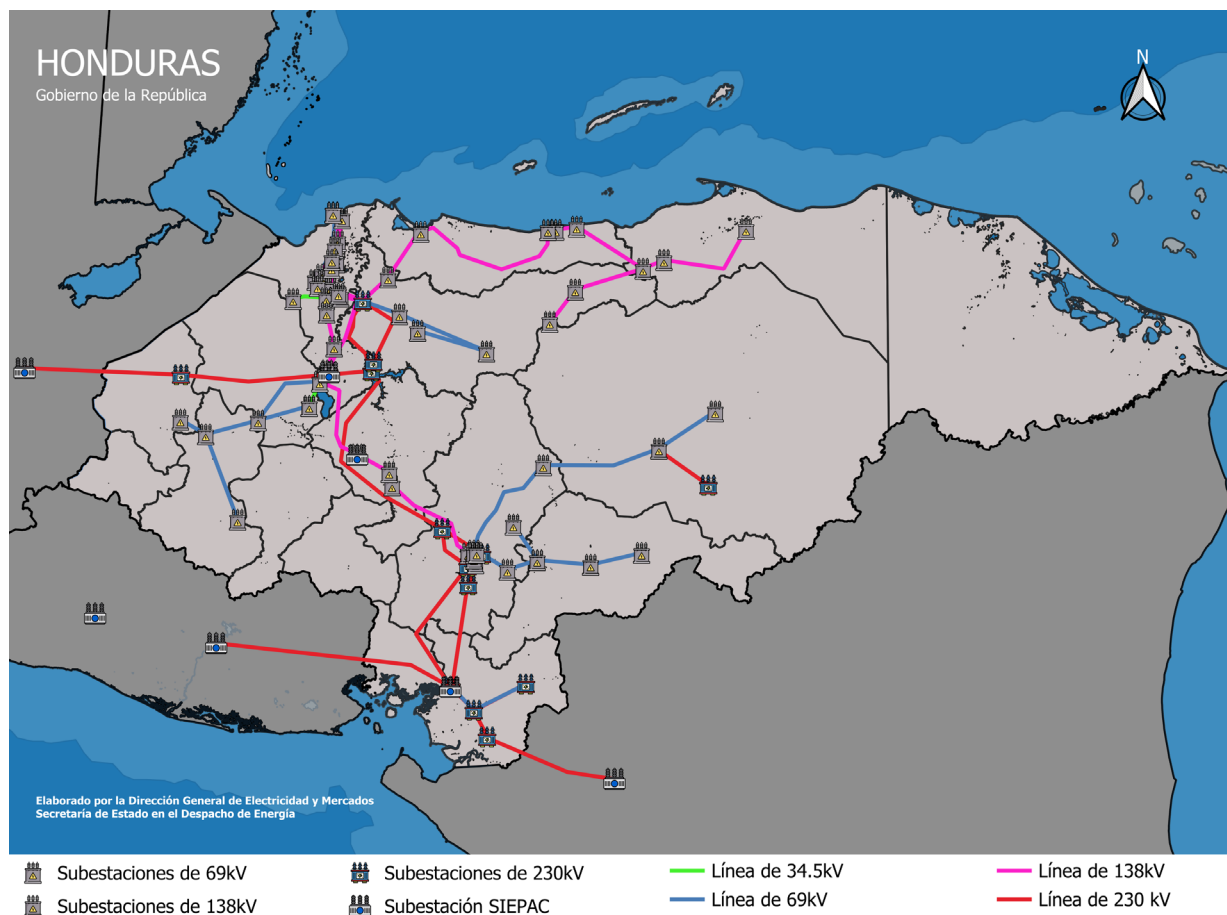


Ilustración 16 - Sistema Interconectado Nacional (SIN)

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 transmisión se encuentran 102 subestaciones y 2854.54 km de líneas; donde 890.76 km son líneas de 69 kV, 948.42 km son de 138 kV y finalmente 1015.36 km son de 230 kV.

A continuación, se presenta un cuadro con las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional y su respectivo código de abreviación.

LISTA DE SUBESTACIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL							
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO
Agua Caliente	AGC	Comayagua	CYG	La Vegona	VEG	Río Nance	RNA
Agua Fría	AGF	Coyoles Central	CCE	La Vegona 230kV	VEG	San Buenaventura	SBV
Agua Prieta	AGP	Cuyamapa	CUY	La Victoria	TER	San Buenaventura2	SBV
Alsthom	TAL	Danlí	DAN	Lainez	LNZ	San Isidro	SIS
Amarateca 13.8kV	AMT	El Bijagual	EBI	Las Flores	LFL	San Pedro Sula Sur	SPS
Amarateca 138kV	AMT	El Cajón	CJN	Lufussa II	LUV	Santa Fe 138kV	SFE
Amarateca 230kV	AMT	El Nispero	NIS	Lufussa III	LUT	Santa Fe 69kV	SFE
Arenal	ARN	El Porvenir	PVR	Masca	MAS	Santa Lucía	SLU
Becosa	BCO	El Retorno	RET	Merendón	MER	Santa Lucía 34.5kV	SLU
Bellavista	BVI	El Zamorano	ZAM	Miraflores	MFL	Santa Lucía Terciario	TER
Bermejo 138kV	BER	Elcatex	ETX	Morazán	MOR	Santa Marta	SMT
Bermejo 69kV	BER	Elcosa	ELC	Naco	NCO	Santa Rosa	SRS
Bijao	BIJ	Erandique	ERA	Nueva Nacaome	NVA	Shol	SHL
Bonito Oriental	BOR	Guaimaca	GMC	Ojo de Agua	ODA	Siguatopeque	SGT
Cahsa	CAH	Guaimas	GUA	Patuca III 230kV	PAT	Sulzer	TSZ
Cañaveral	CRL	Isletas	ISL	Pavana 230kV	PAV	Suyapa 13.8kV	SUY
Cañaveral 69kV	CRL	Juticalpa	JUT	Pavana 34.5kV	PAV	Suyapa 138kV	SUY
Caracol	CAR	Juticalpa II 230kV	JUD	Piedras Azules	PAZ	Suyapa 230kV	SUY
Caracol Knits	CKP	Juticalpa II 69kV	JUD	Prados 230kV	PRD	Suyapa 69kV	SUY
Catacamas	CAT	La Cañada	CDA	Prados 34.5kV	PRD	Tela	TEL
Cerro de Hula	CDH	La Ceiba	CTE	Progreso 138kV	PGR	Tocoa	TOC
Chichicaste	CHI	La Ensenada	END	Progreso 230kV	PGR	Toncontin 138kV	TON
Chinchayote	CHY	La Entrada	SNC	Progreso 69kV	PGR	Toncontin 230kV	TON
Choloma	CHM	La Leona	LLN	Pueblo Nuevo	PNU	Villanueva	VNU
Choloma 13.8kV	CHM	La Lima	LIM	Reguleto	RGU	Yoro	YOR
Circunvalación	CIR	La Puerta	LPT	Río Lindo	RLN		

Tabla 4 - Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional

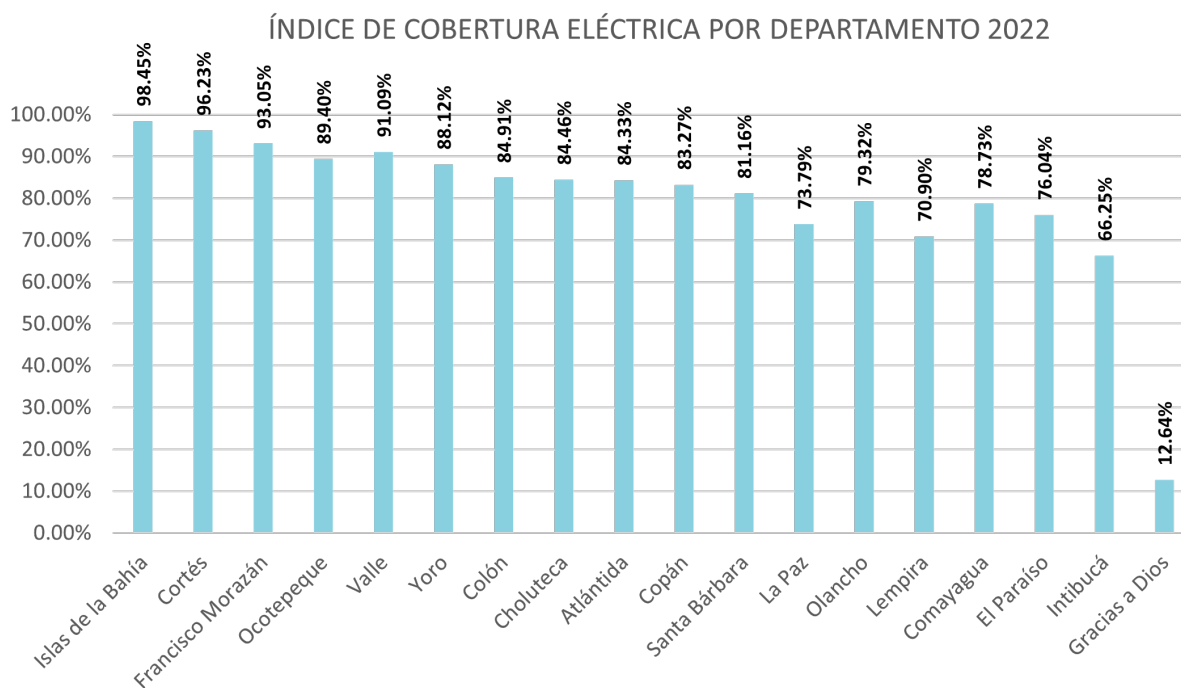
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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 2022.



Gráfica 38 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2022

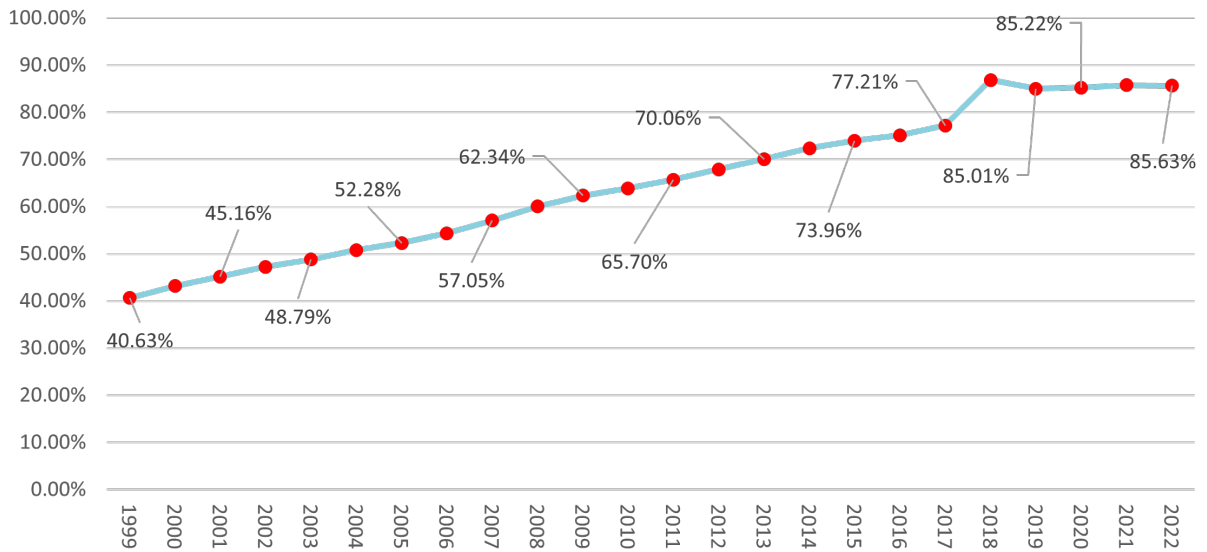
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

En la gráfica anterior se observa que los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (12.64%), Intibucá (66.25%) y Lempira (70.90%). En contraste con Islas de la Bahía (98.45%), Cortés (96.23%), y Francisco Morazán (93.05%) presentan los primeros lugares de cobertura.

4.3 HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta un histórico de cobertura eléctrica desde el año 1999 al 2022, donde se puede apreciar una tendencia creciente de la cobertura para cada año.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE COBERTURA ELÉCTRICA



Gráfica 39 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2022

En el gráfico anterior se observa la tendencia creciente del índice de cobertura eléctrica en Honduras desde el año 1999 hasta el año 2022. El índice de cobertura eléctrica 2022 fue de 85.63%. A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de la red de distribución de media tensión de la ENEE a 2022.

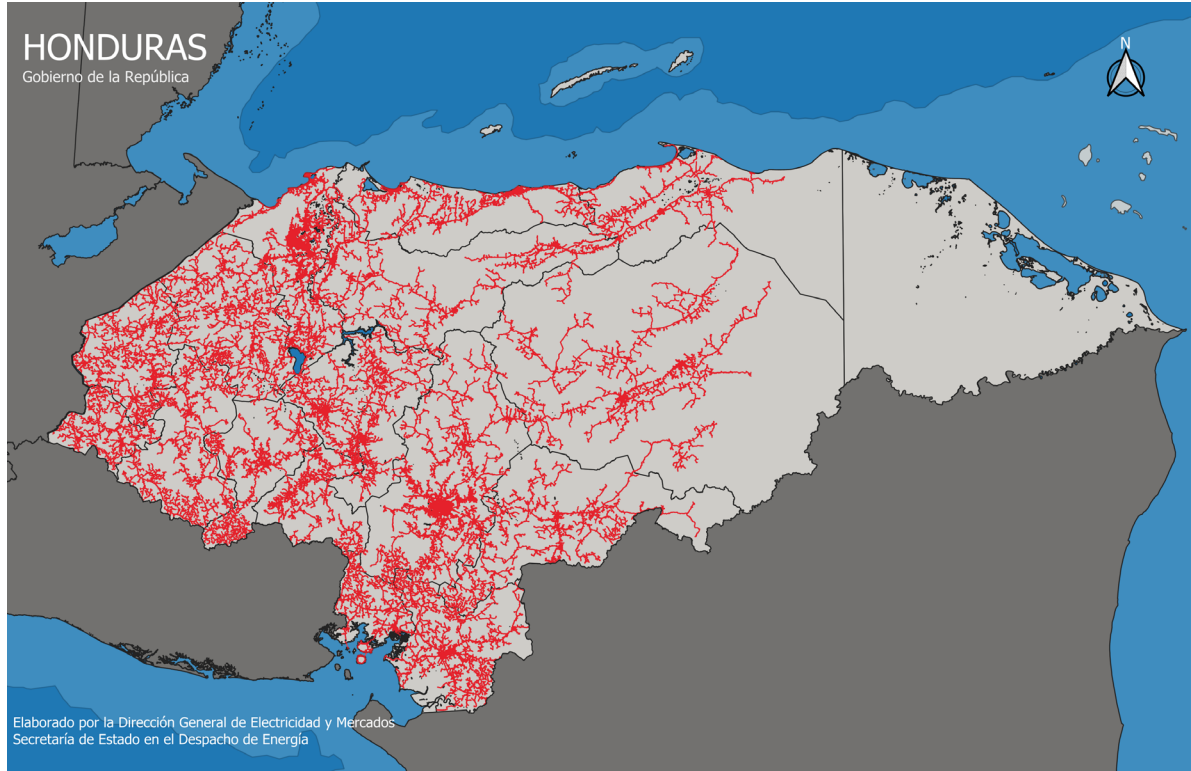
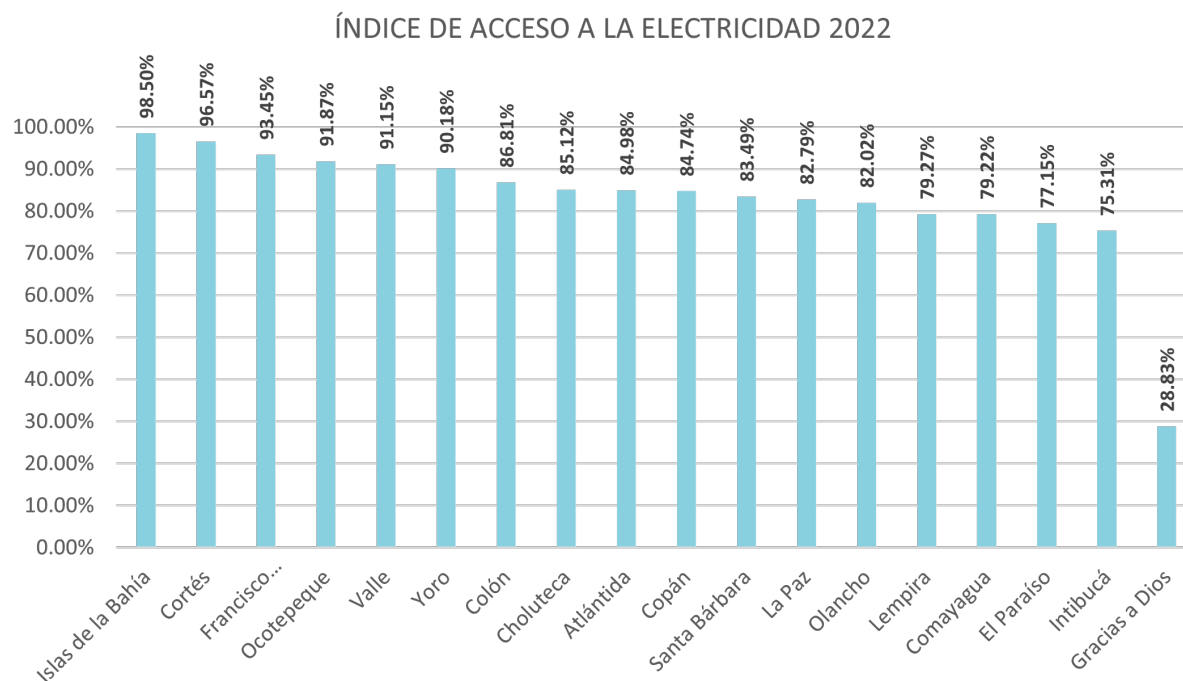


Ilustración 17 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2022

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 se incluye las viviendas que tienen acceso a la electricidad ya sea por la red de distribución o por sistemas aislados desconectados de la red. El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2022 fue de 87.45% en todo el país.



Gráfica 40 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2022

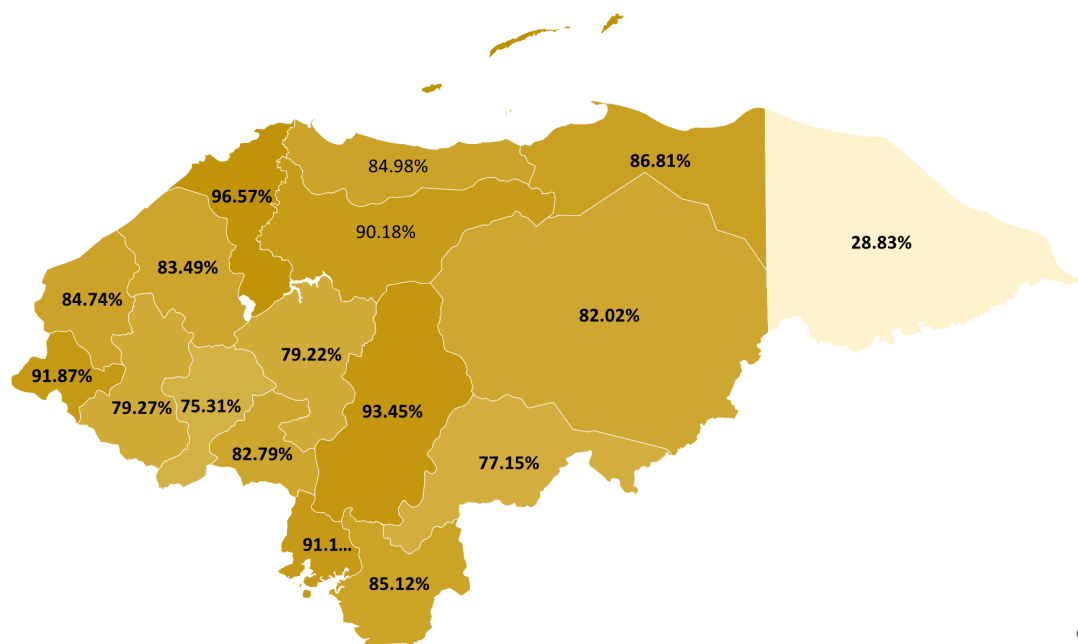
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

El primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.50% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.57% y 93.45% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 28.83%.

4.5 MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

A continuación, se muestra un mapa de la cobertura eléctrica por departamento de Honduras para el año 2022, los departamentos con color más oscuro representan los que tienen mayor índice de cobertura eléctrica.

ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD



Con tecnología de Bing
© Microsoft, TomTom

Ilustración 18 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2022

Fuente: Elaboración propia (SEN)



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 5

DEMANDA ELÉCTRICA



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IFASEN

2023

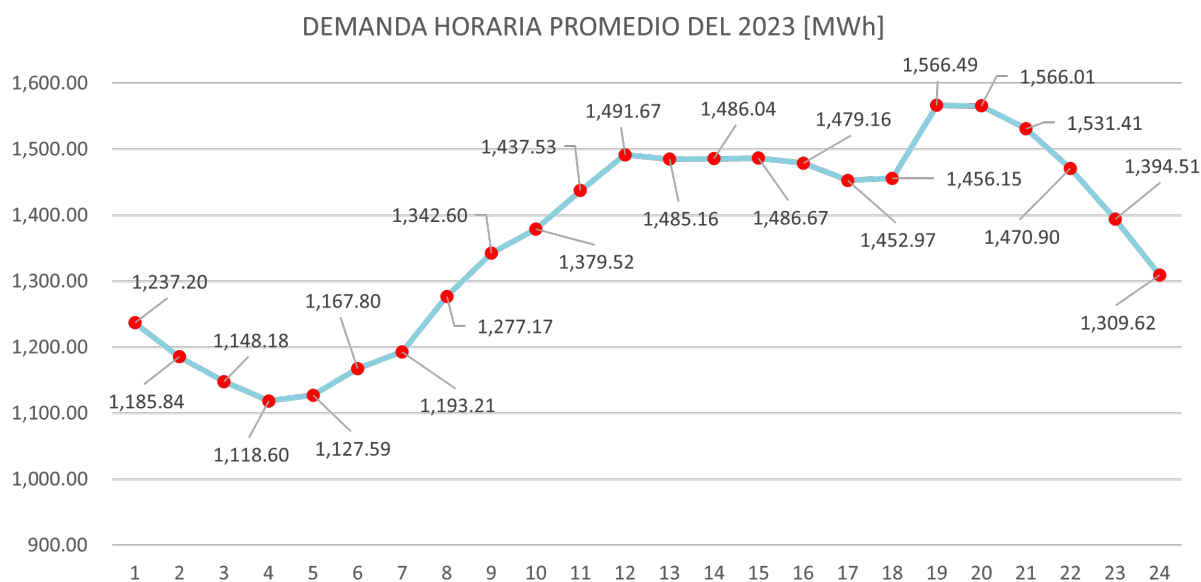
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 2023, 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 2023 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 2023.



Gráfica 41 - Demanda eléctrica diaria promedio 2023 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 2023.

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%
2012	865.10	7,578.30	1,282.00	67.48%

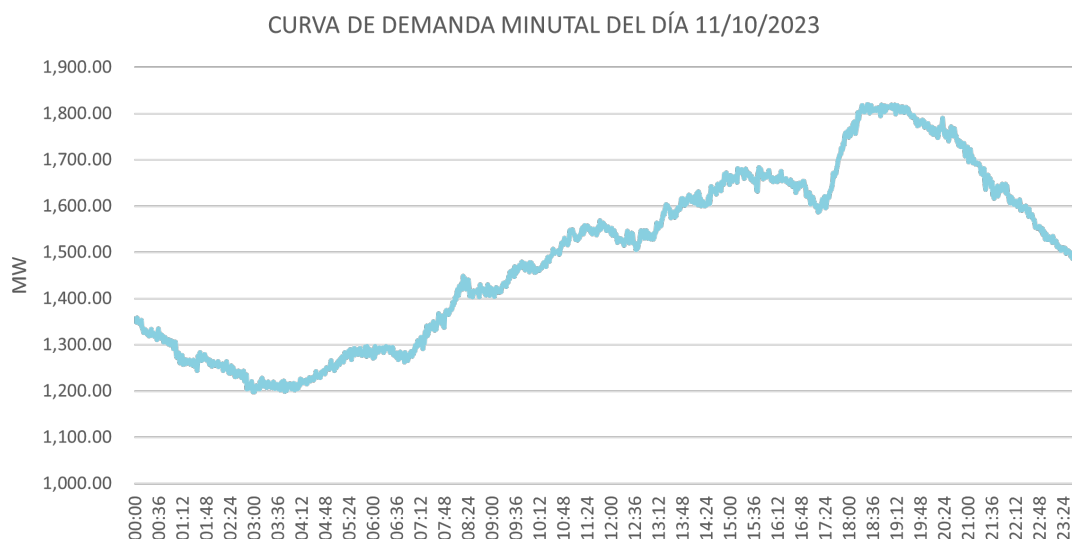
HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉCTRICA ANUAL				
AÑO	MW-AÑO	GWh	DEM. MAX [MW]	FACTOR DE CARGA
2013	896.83	7,856.20	1,336.00	67.13%
2014	928.54	8,134.00	1,382.80	67.15%
2015	983.05	8,611.50	1,445.50	68.01%
2016	1,024.85	8,977.70	1,514.80	67.66%
2017	1,104.34	9,674.00	1,560.50	70.77%
2018	1,163.22	10,189.81	1,602.00	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%

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.

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 2023 ocurrió el 11 de octubre, registrándose a las 18:00 h una demanda de 1,819.95 MW.

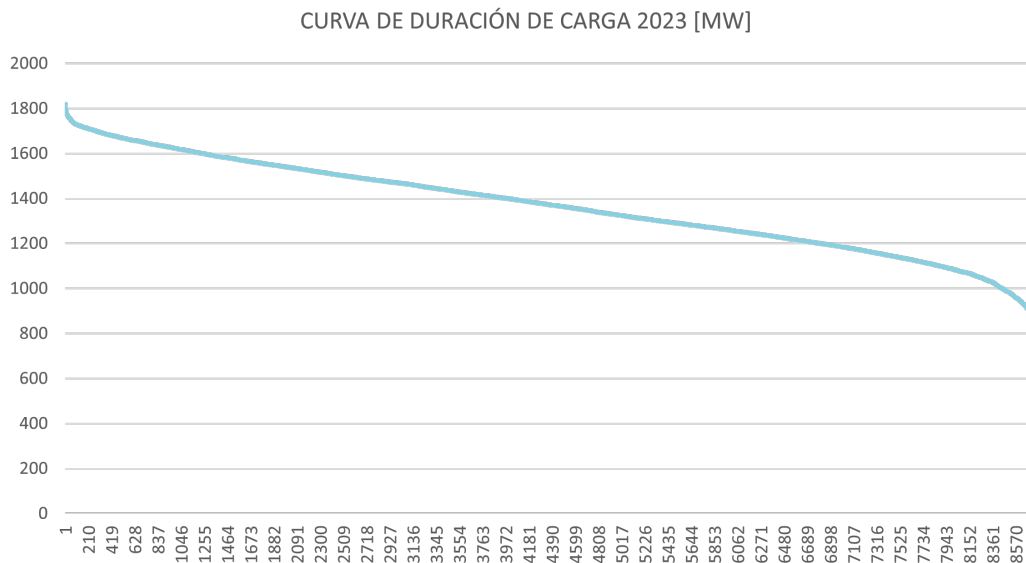


Gráfica 42 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2023 en Honduras

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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 2023. Al ordenar de mayor a menor los datos de demanda horaria se obtiene la siguiente curva:



Gráfica 43 - Curva de máxima duración de carga 2023 [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 37.21% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 59.22% estuvo entre 1000 MW y 1050 MW, y un 3.56% 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	3,260.00	37.21%
1000 MW<DEM<1450 MW	5,188.00	59.22%
DEM<1000 MW	312.00	3.56%

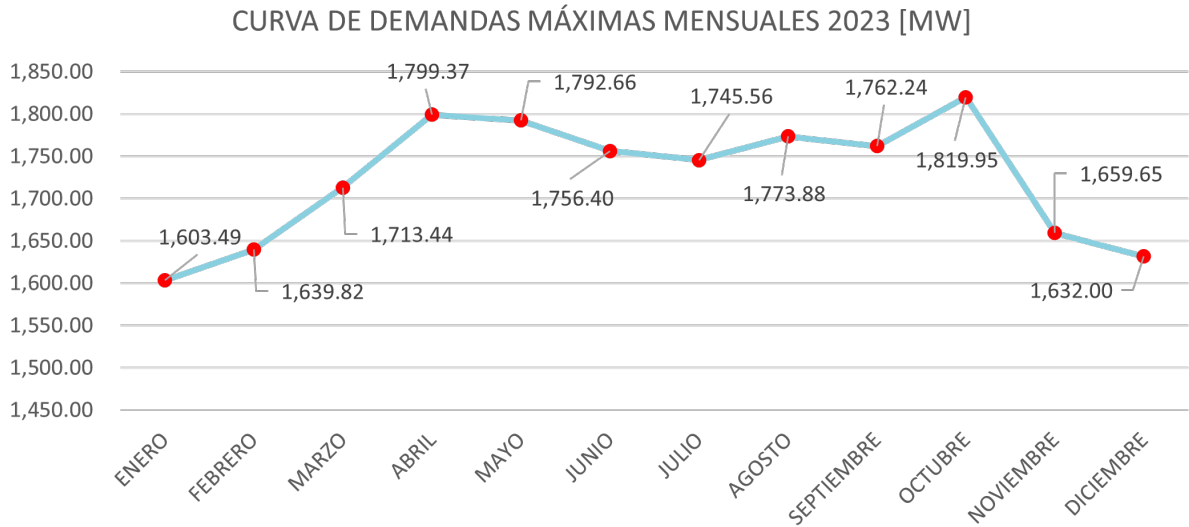
Tabla 6 - Intervalos de duración de carga

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Si analizamos estos datos con el 2023 se puede notar que el porcentaje de la demanda por encima de los 1450 MW incremento 11.22% (25.99% en 2022) de igual forma la demanda entre 1000 MW y 1450 MW disminuyó en 9.07% (68.29% en 2022), lo cual es algo esperado debido al crecimiento natural de la demanda.

5.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2023

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.



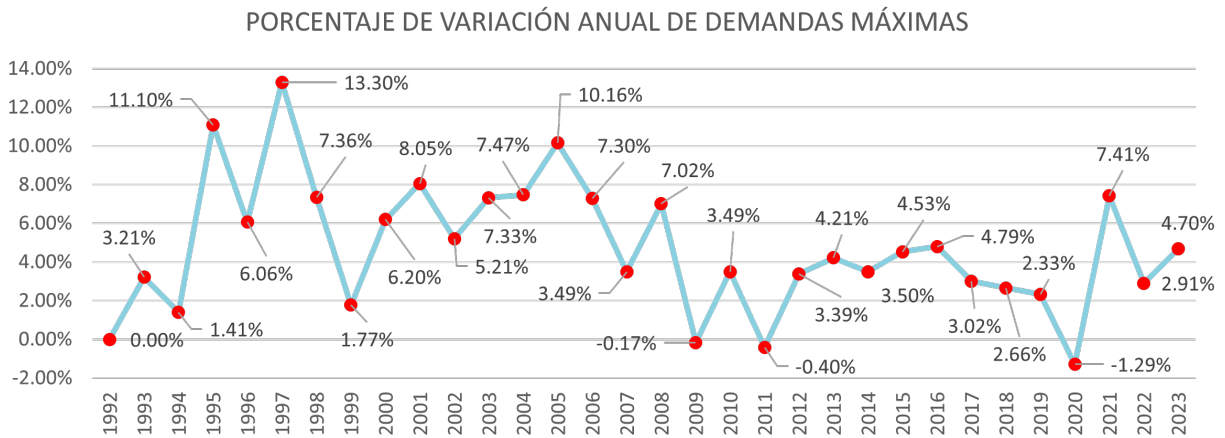
Gráfica 44 - Demanda máxima mensual en Honduras 2023 [MW]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el mes de diciembre del 2023 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima con 1,632 MW, por otro lado, en el mes de octubre se registró la mayor demanda en el sistema eléctrico con 1,819.95 MW, 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.

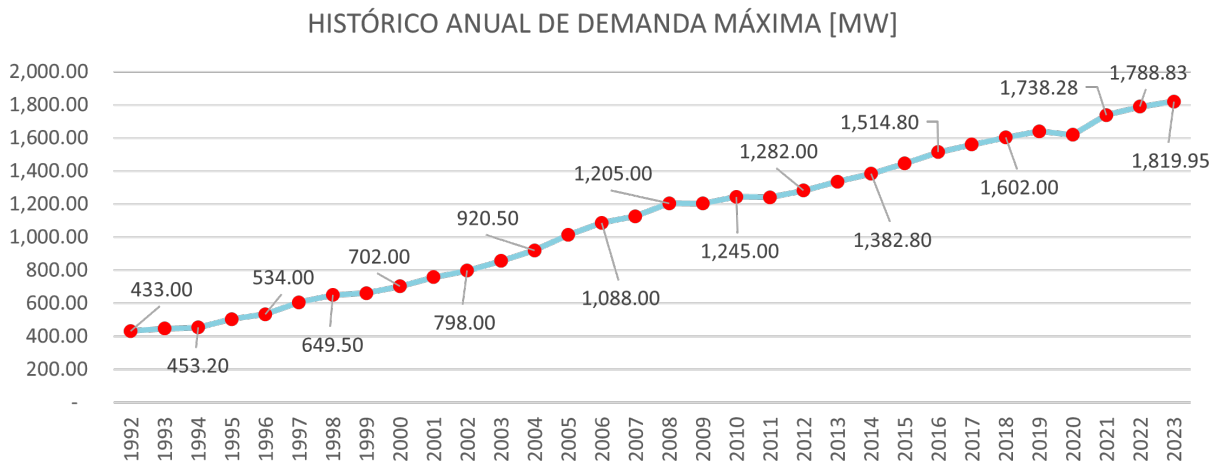


Gráfica 45 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La demanda en 2023 tuvo crecimiento normal con respecto al 2022 siendo de alrededor de un 4.70%.

Adicionalmente se muestra un histórico del comportamiento de las demandas máximas en MW por año desde 1992 hasta 2023.



Gráfica 46 - Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2022

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

5.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS

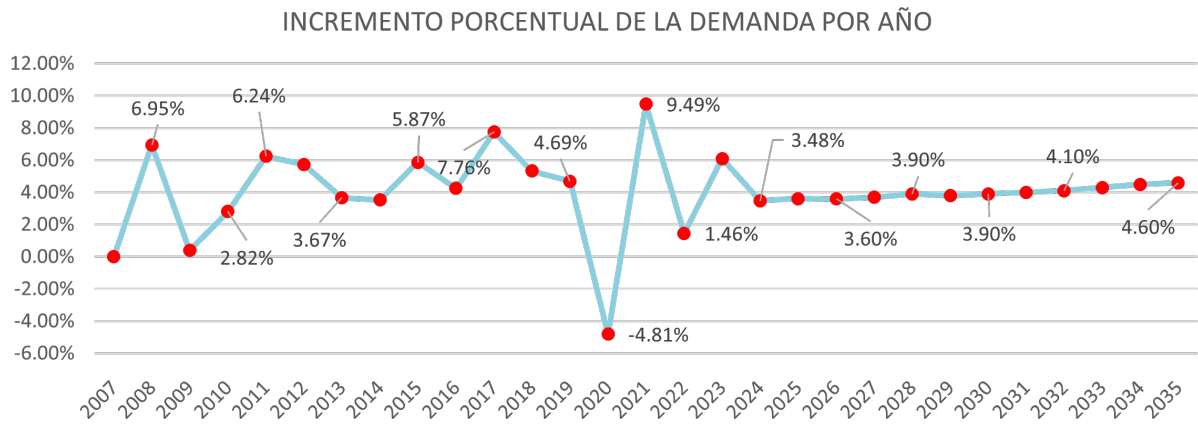
En la siguiente gráfica se puede observar la proyección de la demanda eléctrica realizada por la Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial, de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).



Gráfica 47 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2023-2035

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.



Gráfica 48 - 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% anual.

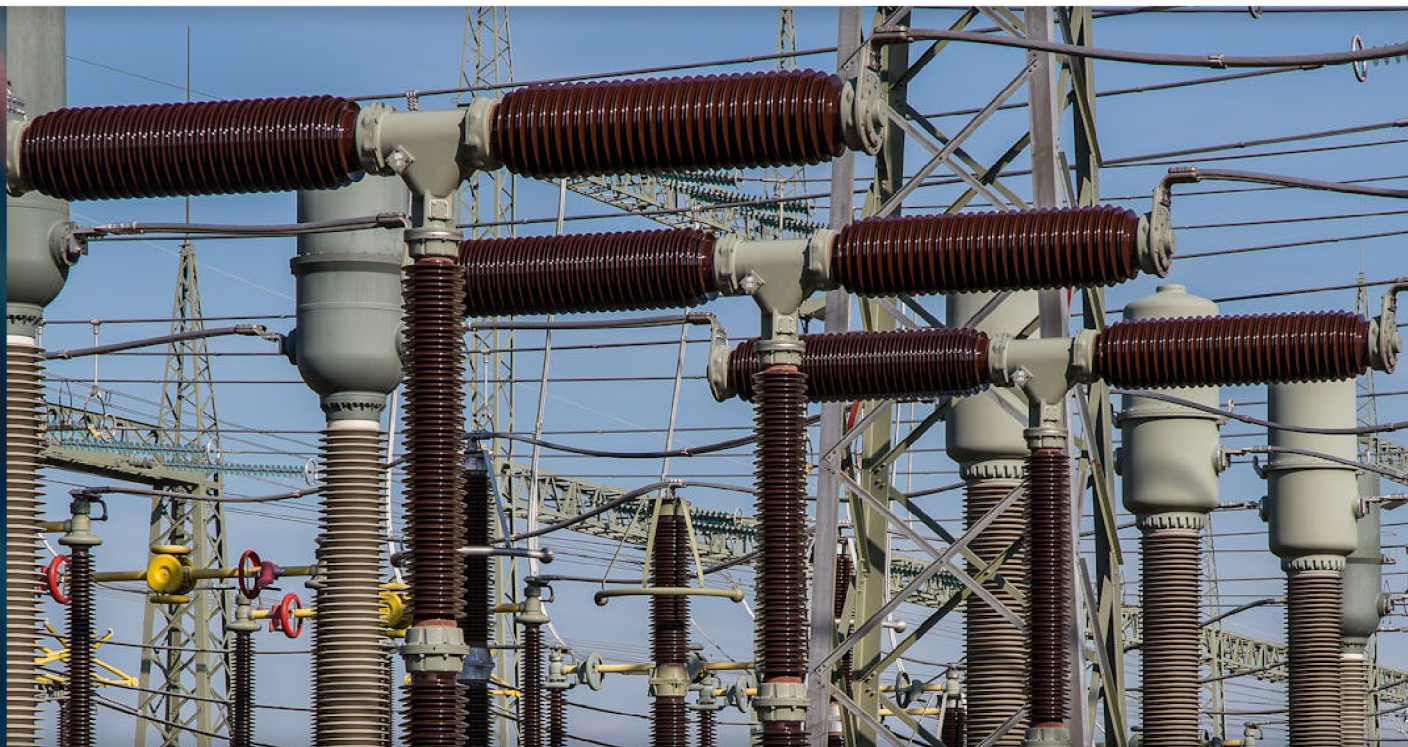


HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 6

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IFASEN

2023

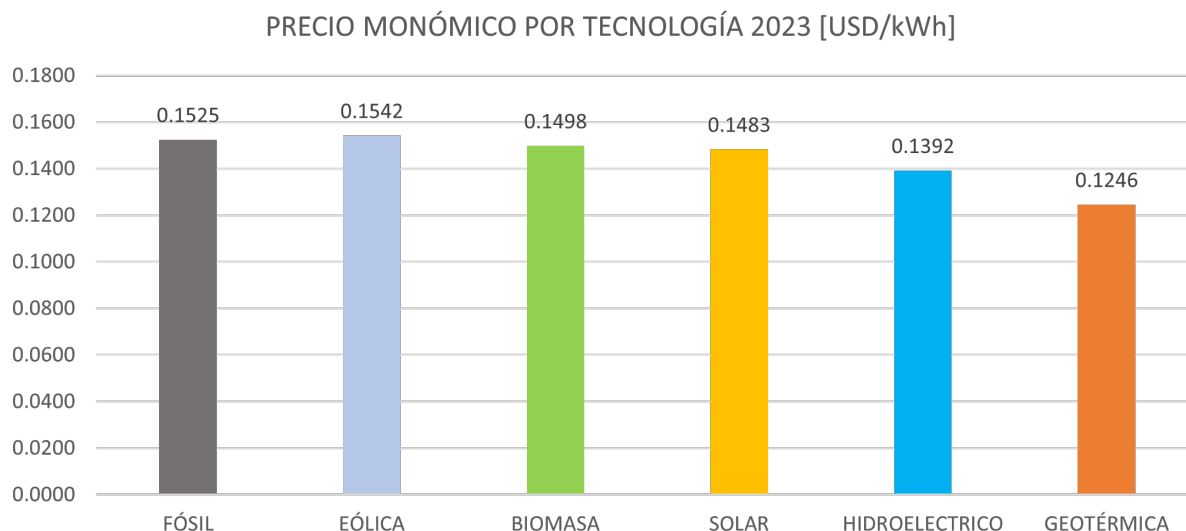
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 2023.

6.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA

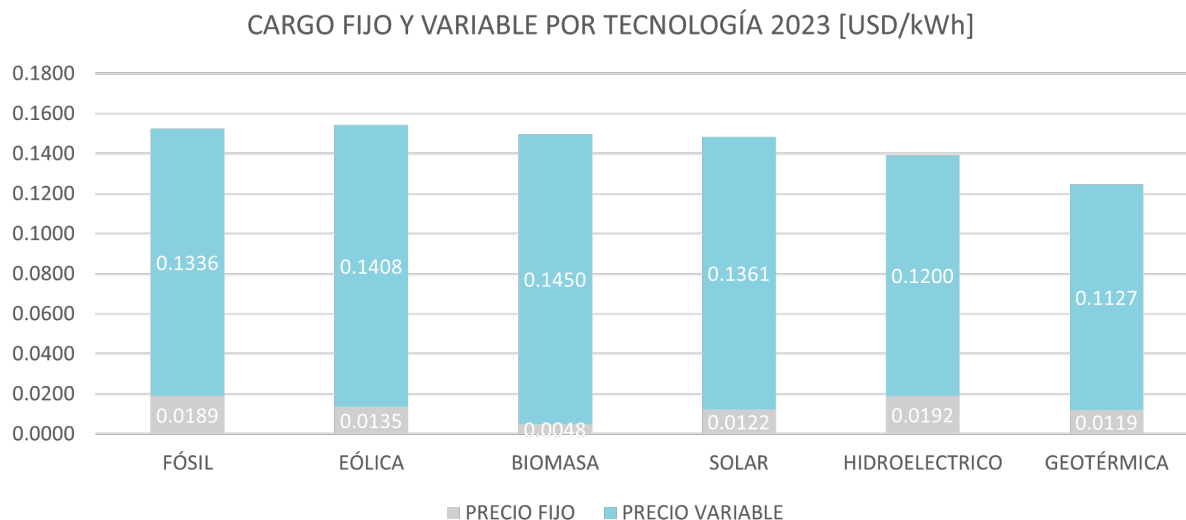
El precio anual de generación de energía eléctrica para 2023 se muestra en la siguiente gráfica. Se puede ver claramente que el mayor precio por kWh corresponde a la tecnología eólica, por el contrario, el menor precio corresponde a la tecnología geotérmica.



Gráfica 49 - 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:

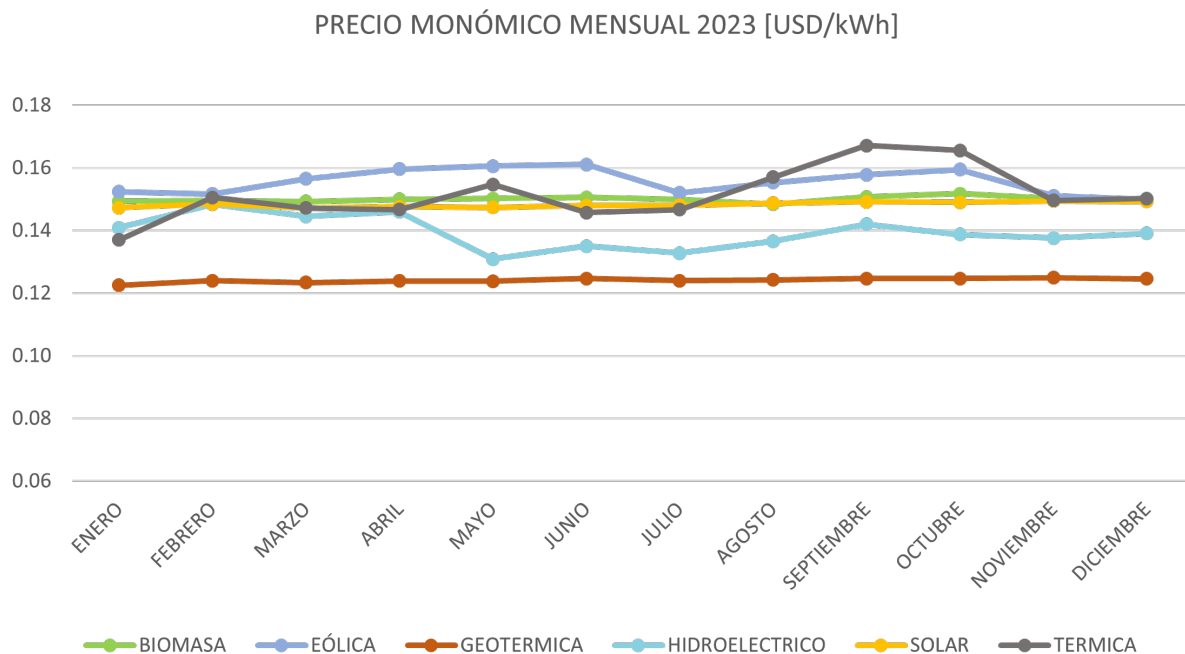


Gráfica 50 - Precios/cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]

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.

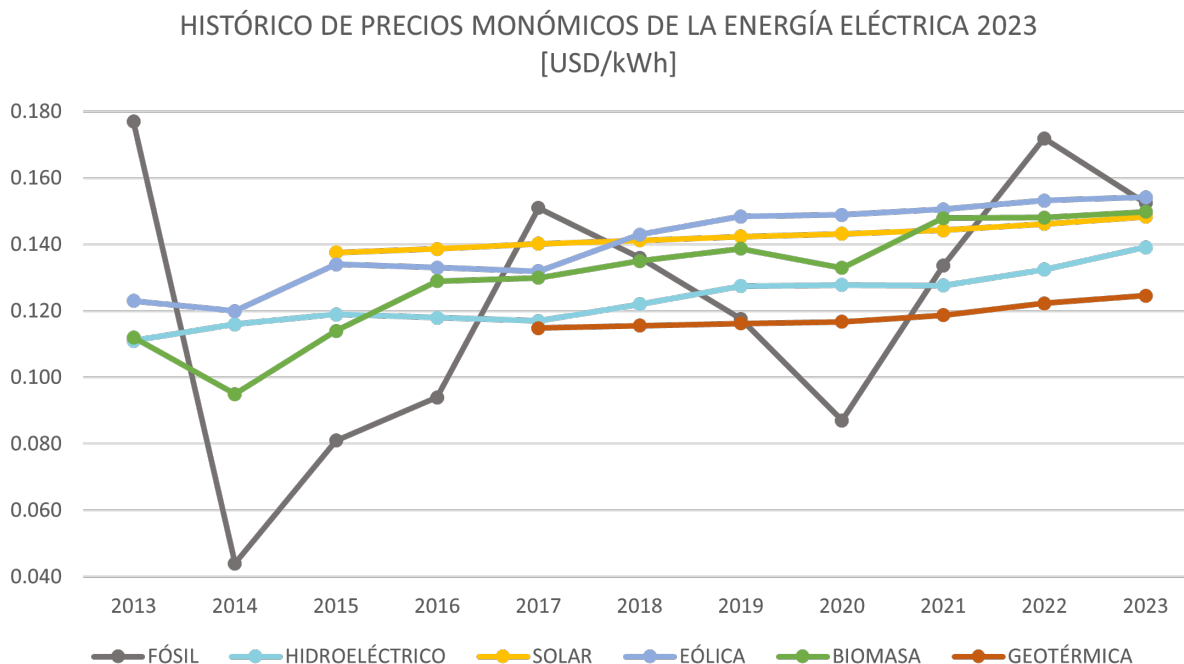


Gráfica 51 - Precio monómico mensual por tecnología 2023

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

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 (2013-2023). Se puede observar que generalmente los precios de las tecnologías renovables han estado por arriba de los precios provenientes de tecnologías no renovables.



Gráfica 52 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

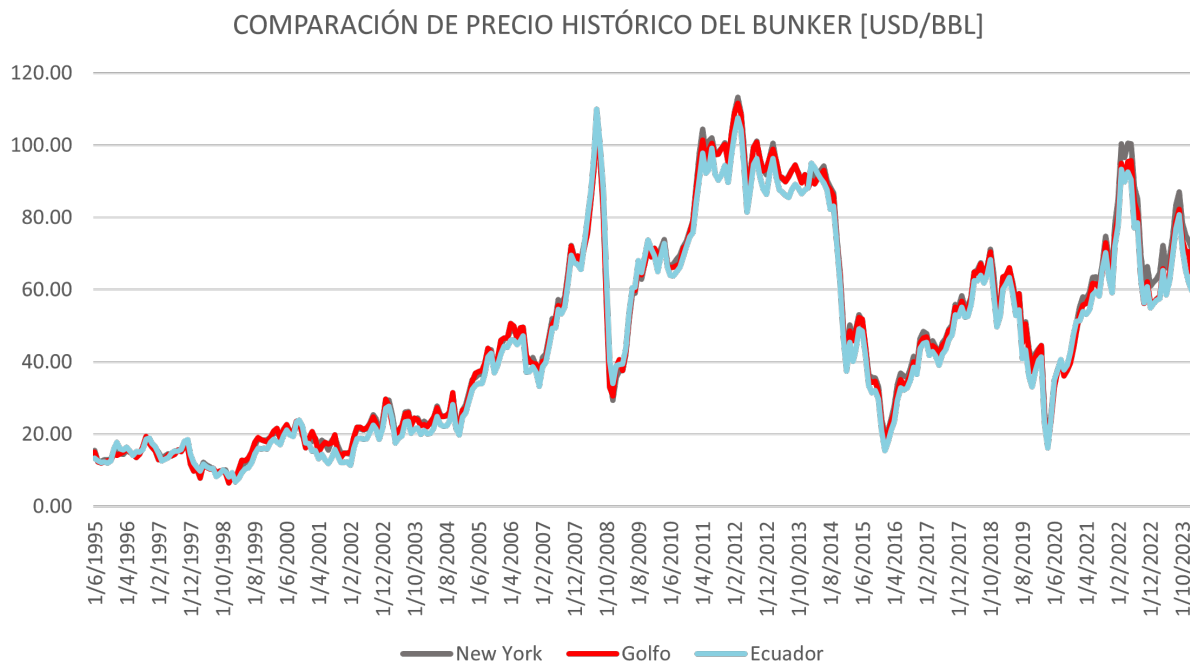
Particularmente, se observa que los precios de las tecnologías a base de combustibles fósiles son altamente volátiles, mientras que las tecnologías renovables se mantienen con variaciones más leves. Este comportamiento se debe a las variaciones de precio de los derivados del petróleo, este factor incide 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 diésel⁷, se representa el precio en dólares americanos por barril.

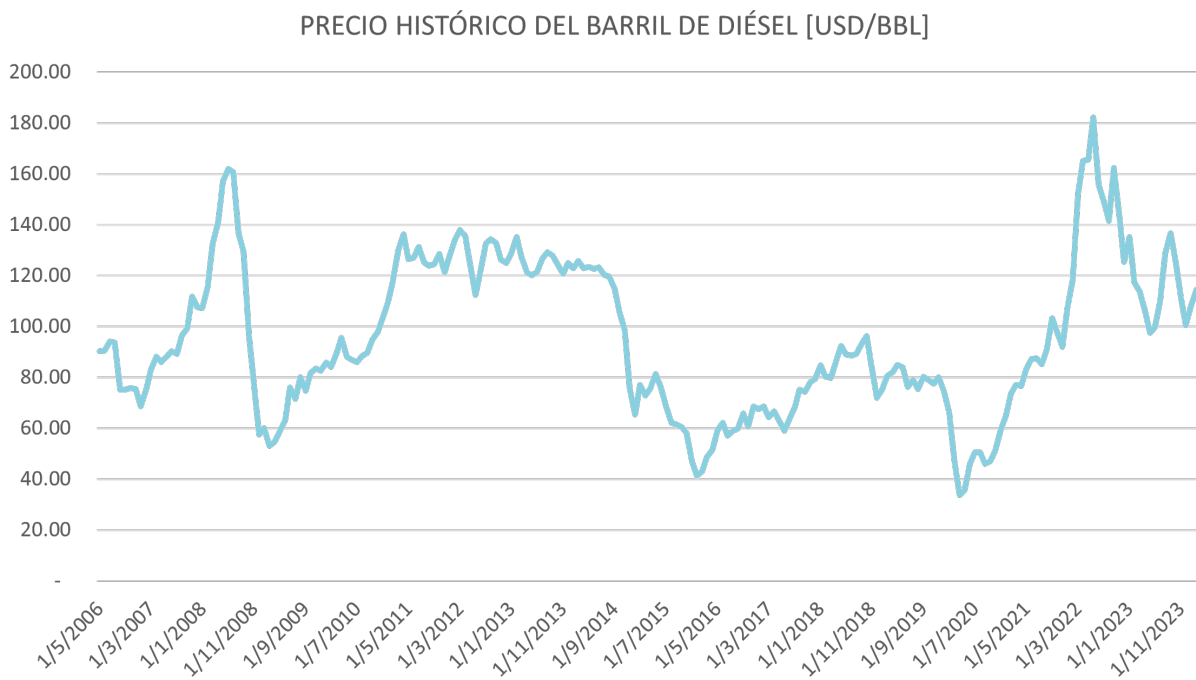
⁷(Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, 2023)



Gráfica 53 - 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.

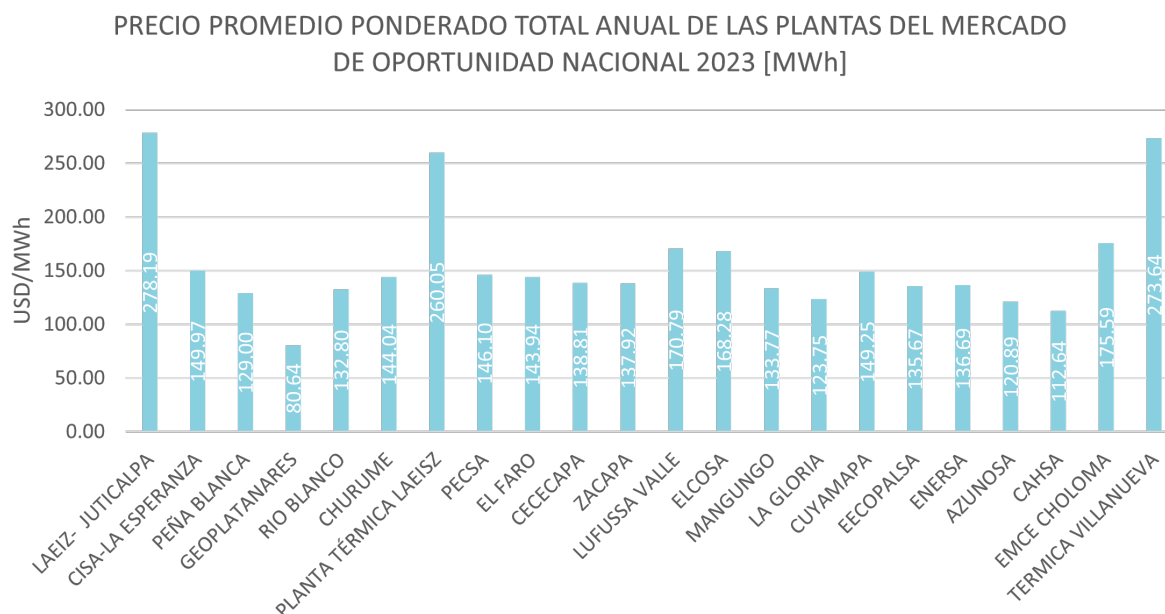


Gráfica 54 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]

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

Fuente: Centro Nacional de Despacho

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 268.40 USD/MWh, por el contrario, la más barata fue la planta geotérmica Geoplatanares con un precio promedio anual de 80.60 USD/MWh, comúnmente las plantas térmicas a base de Diesel son las que marginan en el nodo con los precios más altos.

PRECIOS PROMEDIO, MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL				
PLANTA GENERADORA	LAEIZ- JUTICALPA	CISA-LA ESPERANZA	PEÑA BLANCA	GEOPLATANARES
Precio Promedio	268.40	142.26	135.78	6.72
Precio Máximo	329.70	176.60	182.00	80.60
Precio Mínimo	-	106.50	101.50	-
PLANTA GENERADORA	EL FARO	CECECAPA	ZACAPA	LUFUSSA VALLE
Precio Promedio	139.13	130.58	132.78	153.16
Precio Máximo	182.50	166.70	164.30	211.80
Precio Mínimo	109.00	99.30	99.10	103.00

PRECIOS PROMEDIO, MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL				
PLANTA GENERADORA	RIO BLANCO	CHURUNE	PLANTA TÉRMICA LAEISZ	PECSA
Precio Promedio	133.28	69.02	157.61	138.53
Precio Máximo	166.20	191.50	325.50	193.80
Precio Mínimo	101.50	-	245.30	101.80
PLANTA GENERADORA	ELCOSA	MANGUNGO	LA GLORIA	CUYAMAPA
Precio Promedio	159.92	135.21	134.27	149.23
Precio Máximo	201.50	166.50	161.70	225.00
Precio Mínimo	135.70	103.50	106.50	107.20
PLANTA GENERADORA	EECOPALSA	ENERSA	AZUNOSA	CAHSA
Precio Promedio	133.33	134.87	72.48	46.88
Precio Máximo	186.30	169.70	149.80	123.90
Precio Mínimo	98.60	104.10	-	-
PLANTA GENERADORA	EMCE CHOLOMA	TÉRMICA VILLANUEVA		
Precio Promedio	135.58	63.43		
Precio Máximo	233.80	263.80		
Precio Mínimo	-	-		

Tabla 7 – Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh]⁸

Fuente: Centro Nacional de Despacho

En la tabla anterior se puede observar que los precios máximos son igualmente alcanzados por la planta térmica Laeisz llegando a 329.70 USD/MWh en el mes de septiembre, sin embargo, el precio mínimo registrado en el 2023 fue de la central de biomasa EECOPALSA en el mes de enero con 98.60 USD/MWh.

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.

⁸ 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 50.

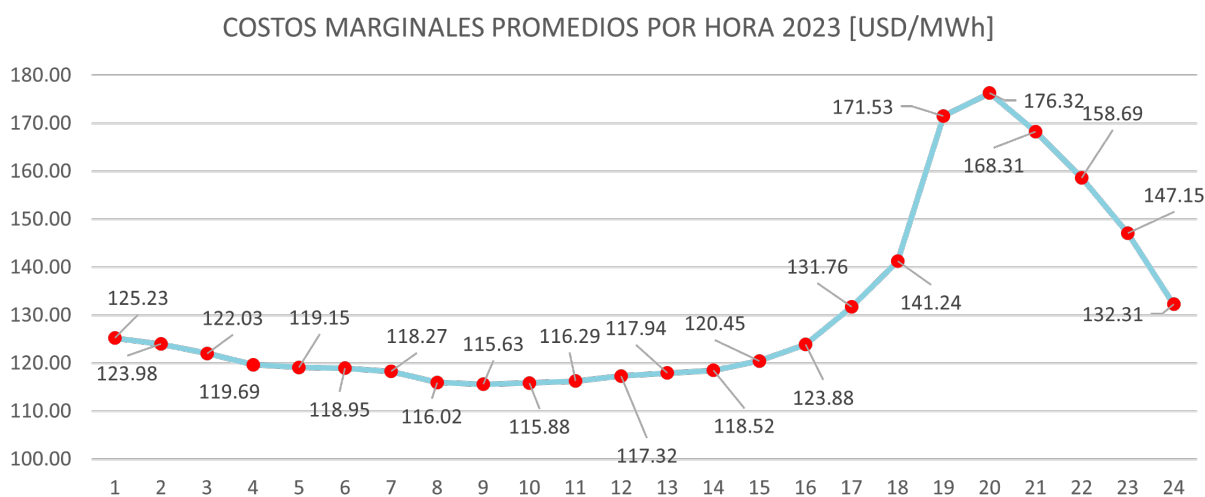
En el mercado de contratos del MEN, los precios utilizados para realizar la liquidación con cada agente de mercado por la potencia y energía asociada brindada al sistema están función de precios bases de potencia y energía los cuales forman parte de fórmulas establecidas en acuerdos contractuales pactados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

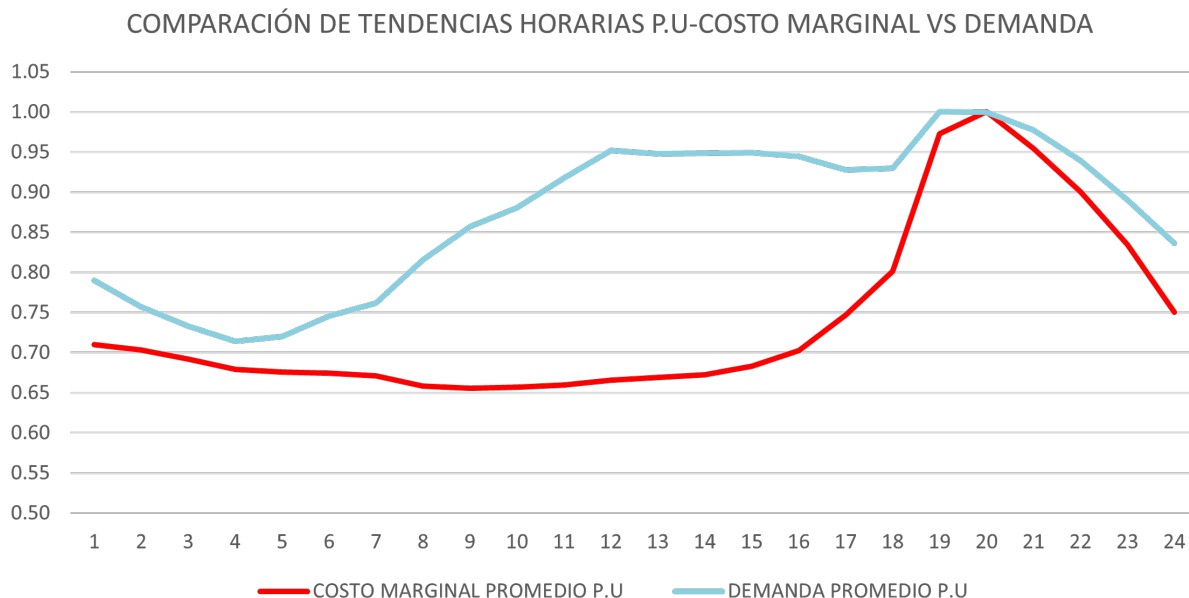


Gráfica 56 - Costo marginal promedio por hora 2023 [USD/MWh]

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.

Al analizar la tendencia de los costos marginales y los cotejamos con la curva de demanda promedio se observa lo siguiente:



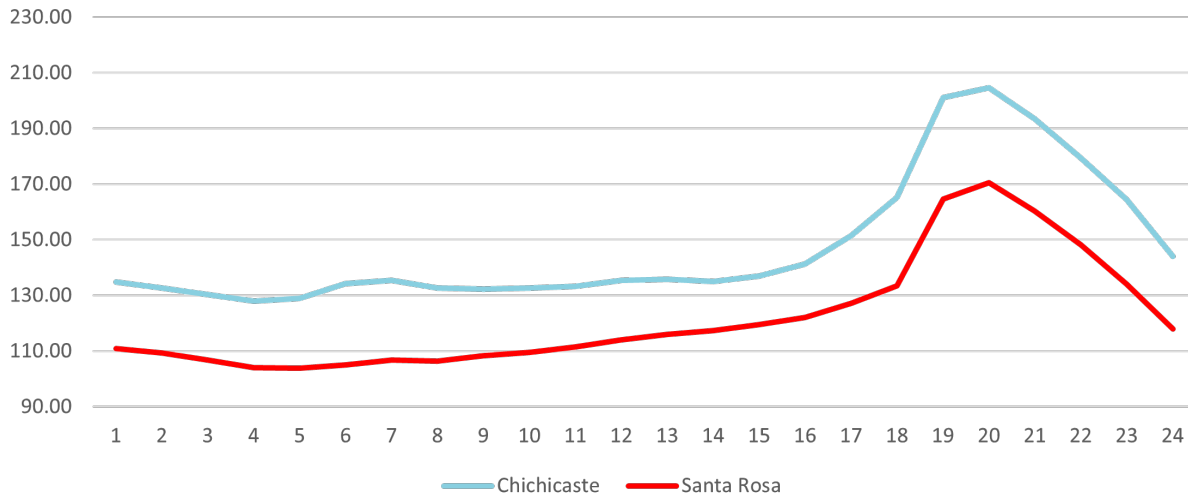
Gráfica 57 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal horario vrs Demanda horaria

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La curva de costos marginales tiene la misma tendencia que la curva de demanda a excepción de las horas del mediodía y esto es porque Honduras cuenta con una alta participación de tecnologías solares fotovoltaicas cuyo costo variable de generación es cero y al contar con una alta penetración de generación solar, en el despacho económico no es necesario despachar centrales térmicas con un alto costo variable como se observó en el Capítulo 2 subsección 2.3 (Curvas de generación diarias), las plantas solares generan en la ventana de tiempo comprendida entre las 7:00 y 18:00 horas aproximadamente.

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 2023.

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

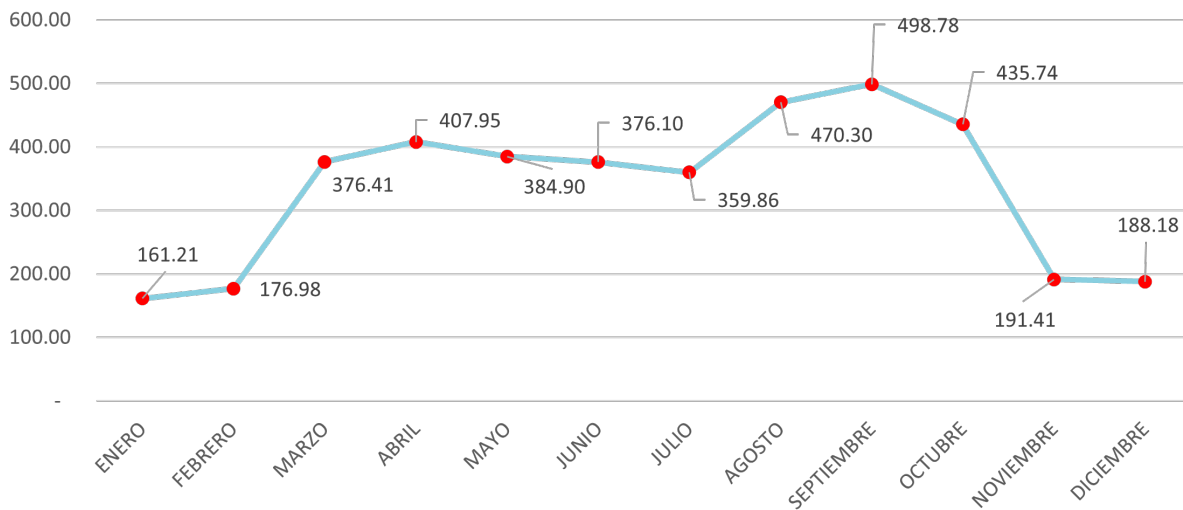


Gráfica 58 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh]

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, sin embargo, en 2023 el máximo costo marginal del sistema se presentó en el nodo de Chichicaste llegando a 498.78 USD/MWh en el mes de septiembre Y 470.30 USD/MWh en el mes de agosto.

COSTON MARGINAL MÁXIMO MENSUAL DEL NODO CHICHICASTE 2023
[USD/MWh]

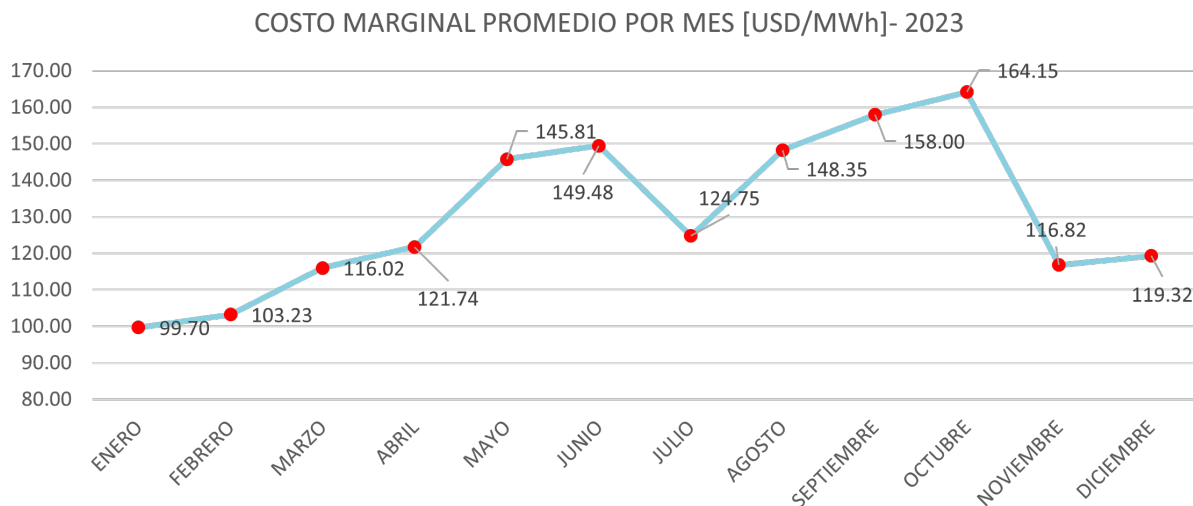


Gráfica 59 - Costo marginal máximo mensual del nodo Chichicaste [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

6.5.2 COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL

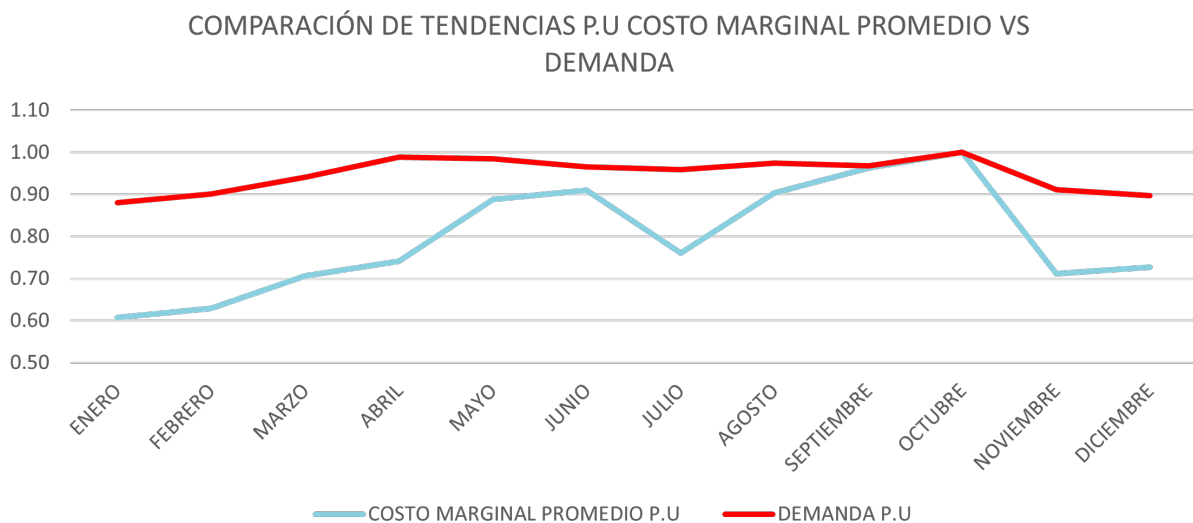
Al analizar el costo marginal promedio de manera mensual se obtiene el siguiente comportamiento:



Gráfica 60 - Costo marginal mensual promedio 2023 [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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

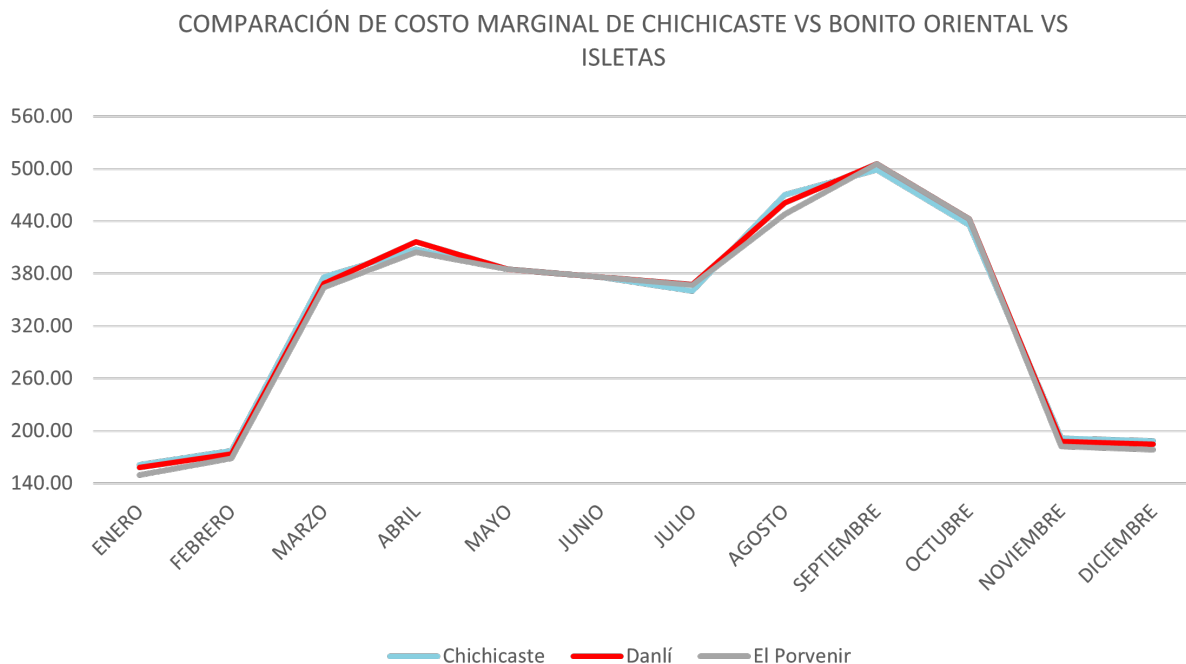


Gráfica 61 - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En la gráfica anterior se denota que existe una fuerte correlación en el comportamiento de la demanda y el costo marginal promedio, lo que es acorde con la teoría económica de costo marginal, esta teoría indica que es el costo de suministrar un kWh adicional al sistema eléctrico de potencia que lo demanda.

Al hacer una comparación de los costos marginales más caros promedios horarios en 2023 obtenemos la siguiente gráfica.



Gráfica 62 – Comparación entre los nodos con los costos marginales promedio más altos [USD/MWh]
 Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Es importante considerar que los costos marginales alcanzan los valores más altos en horas punta por lo que es normal que al obtener promedios estos disminuyan considerablemente con respecto a los picos máximos. Es importante denotar que estos nodos se encuentran en la zona centro oriente del país.

CAPÍTULO 7

CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IFASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 2023 se registran un número aproximado de 1,994,968⁹ clientes habiendo tomado en cuenta todos los sectores de consumo para ese año. El 92.35% pertenecen al sector residencial con un número de 1,842,349 abonados, el sector comercial posee un 6.65% de los abonados, lo que representa 132,668 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 2023		
SECTOR	NO. CLIENTES	PORCENTAJE
Residencial	1,842,349	92.35%
Servicio Comunitario	289	0.01%
Comercial	132,668	6.65%
Industrial	1,227	0.06%
Gobierno	13,402	0.67%
Autónomo	2,847	0.14%
Municipalidad	2,186	0.11%
TOTAL	1,994,968.00	100.00%

Tabla 8 - Clientes por sector de consumo 2023

Fuente: Gerencia de Distribución - ENEE.

7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO

El mayor consumo de energía eléctrica en el 2023 se encuentra en el sector residencial representando un 45.04% (2,837.54 GWh), seguidamente le siguen el sector comercial e industrial con 27.06% (1,705.02 GWh) y 22.00% (1,386.18 GWh) respectivamente. A continuación, se muestra una tabla resumen con el resto de los sectores de consumo:

ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO		
TIPO DE TARIFA	TOTAL	PORCENTAJE
Residencial	2,837.54	45.04%
Servicio Comunitario	4.86	0.08%
Comercial	1,705.02	27.06%
Industrial	1,386.18	22.00%
Gobierno	202.41	3.21%
Autónomo	132.17	2.10%
Municipalidad	31.77	0.50%
TOTAL	6,343.16	100.0%

Tabla 9 - Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2023

Fuente: Gerencia de Distribución - ENEE.

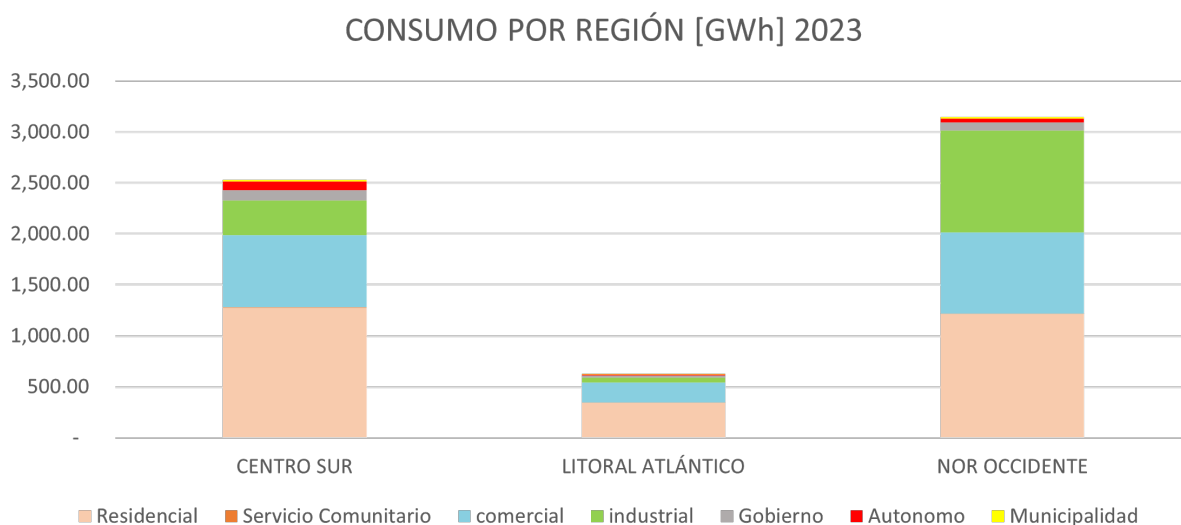
⁹ De acuerdo con los análisis por la SEN en los informes de cobertura y acceso a la electricidad en Honduras elaborado año a año, existen un número mayor de clientes ENEE, pero estos no cuentan con medidor, por lo que, no aparecen en la base de datos comercial de ENEE Distribución en el dato reportado.

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 2023 solo un 0.06% del total del número de clientes, representan en consumo de energía eléctrica un 27.06% del total consumido por todos los sectores en 2023. Otro hecho importante a destacar en la tabla anterior es de que este valor no considera la energía facturada por concepto de alumbrado público, pero para efectos informativos, según datos compartidos por la ENEE Distribución la energía eléctrica facturada por concepto de alumbrado público representó alrededor de un 10-12% del total facturado por consumo de todos los sectores reportado en la tabla anterior.

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 2023, 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.

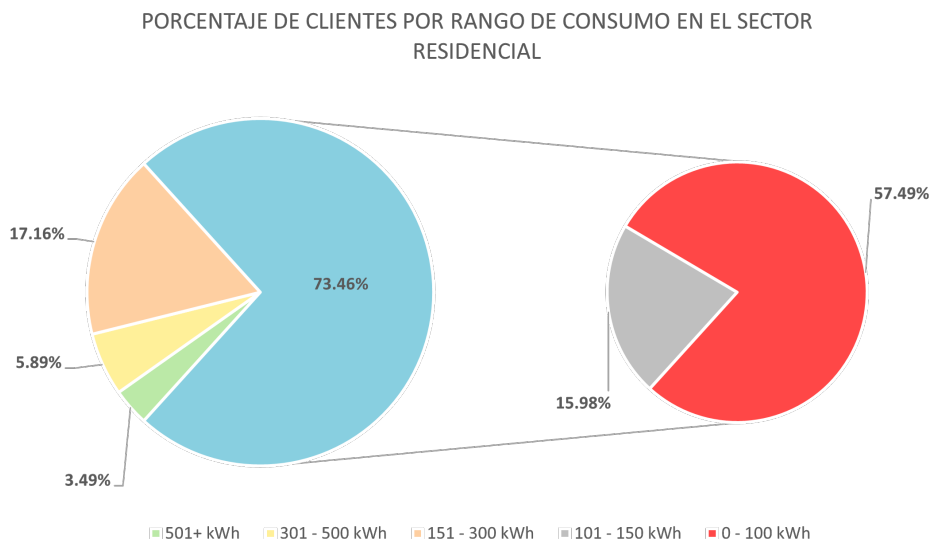


Gráfica 63 - Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2023

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



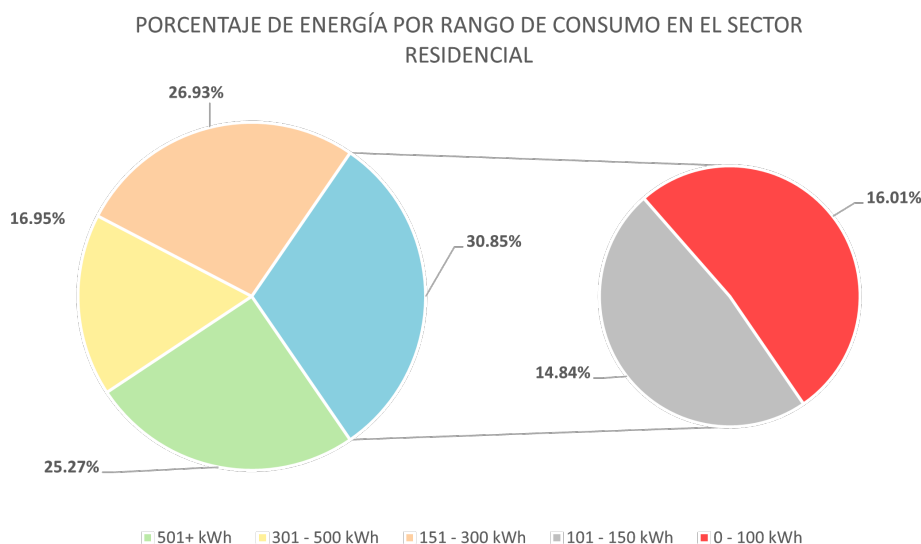
Gráfica 64 - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial 2023

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 73.46% del total. Sin embargo, de ese 73.46% el mayor número de abonados, 1,059,091 clientes, consumen un rango de 0 a 100 kWh; representando el 57.49% del total de clientes residenciales, lo anterior en 2023.

Por otro lado, un 3.49% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh al mes en 2023, ese 3.49% represento a diciembre de 2023 en 64,281 clientes denominados como sector industrial.

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



Gráfica 65 - 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 3.49% del total de clientes residenciales se encuentran en un consumo por arriba de 500 kWh mensuales en 2023, ese pequeño porcentaje representa un 25.27% de la energía total consumida en el sector residencial, y el mayor consumo alrededor de un 26.93% se encuentra en la franja de 151-300 kWh.

7.4 CONSUMO PER CÁPITA

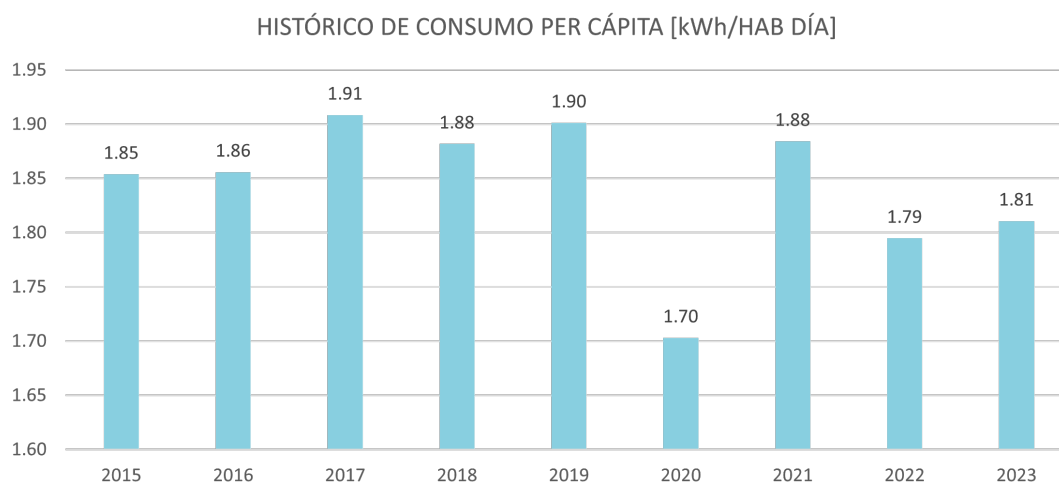
El consumo per cápita se conoce el consumo total de energía eléctrica de un país o región dividido por el número de sus habitantes en determinado periodo de tiempo. Es un indicador que permite conocer los índices de consumo de energía eléctrica en una población. A continuación, se muestra el consumo per cápita de energía eléctrica, diario, mensual y anual a partir del año 2015 hasta el 2023.

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

Tabla 10 - 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 2023:



Gráfica 66 - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/hab día]

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En 2023, el cálculo resulta en 1.81 (kWh/Hab al día), un valor un poco mayor que 2022, pero por debajo de los resultados de 2015 a 2019 sin considerar 2020 por ser un año atípico por el COVID-19.



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CAPÍTULO 8

TARIFAS ELÉCTRICAS



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



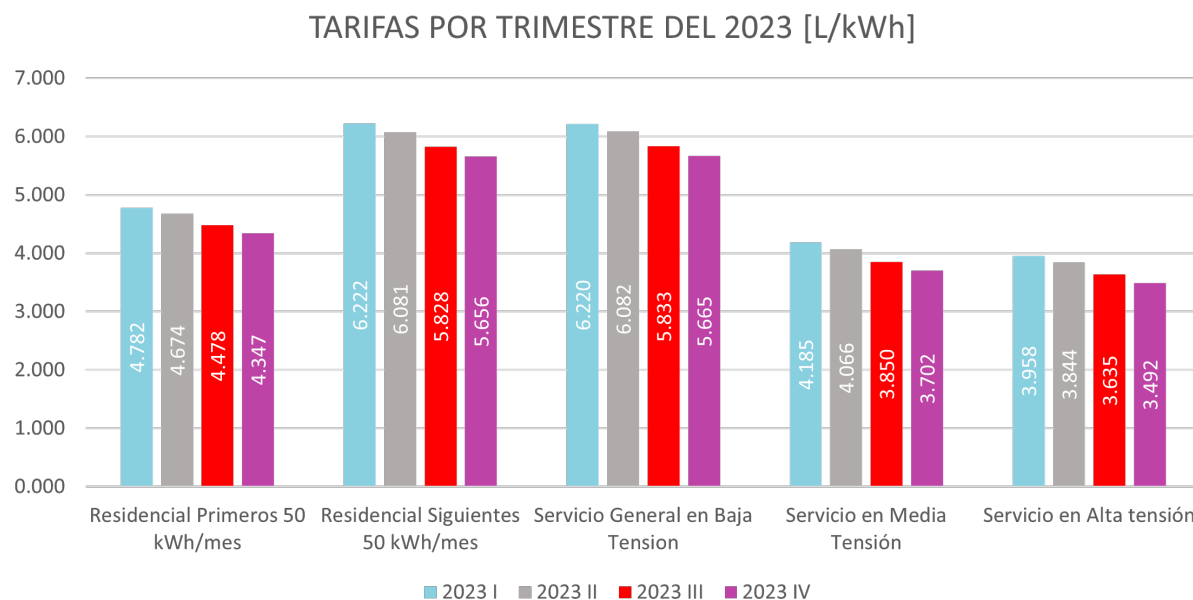
En el año 2016 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) hizo público El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (Eléctrica, 2016) definiendo así, una nueva estructura tarifaria basada en el nivel de tensión al cual se conecta un cliente regulado. Anterior a este esquema existía 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 2023

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 67 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2023

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

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

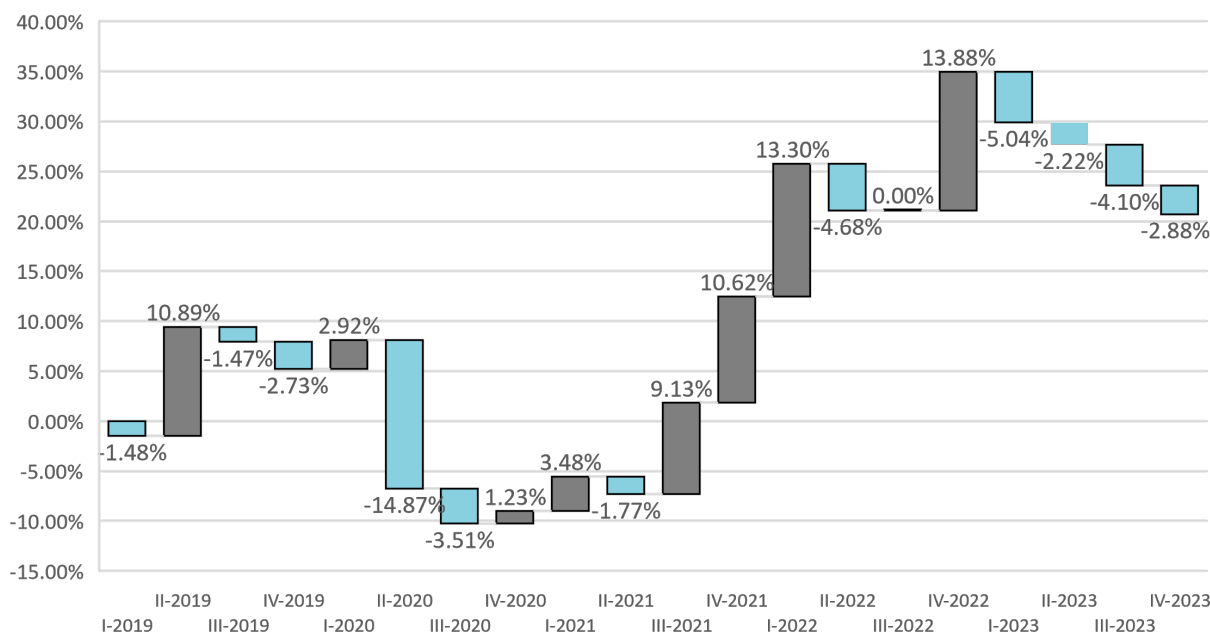
AÑO	2023			
Trimestre	I	II	III	IV
Residencial Primeros 50 kWh/mes	4.782	4.674	4.478	4.347
Residencial Siguietes 50 kWh/mes	6.222	6.081	5.828	5.656
Servicio General en Baja Tension	6.220	6.082	5.833	5.665
Servicio en Media Tensión	4.185	4.066	3.850	3.702
Servicio en Alta tensión	3.958	3.844	3.635	3.492

Tabla 11 - Tarifas trimestres del 2023 [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

El 2023 se cerró con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (4.347 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (5.656 L/kWh), servicio general en baja tensión (5.665 L/kWh), servicio en media tensión (3.702 L/kWh) y servicio en alta tensión (3.492 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 68 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2023

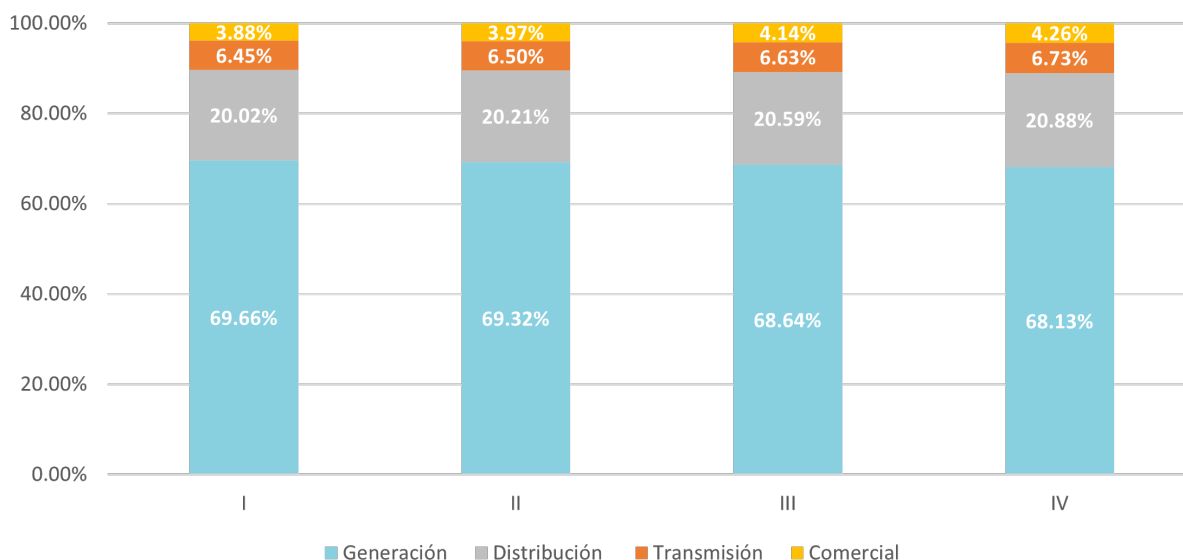
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Del gráfico anterior, se puede denotar que, durante el año 2023, de forma histórica, se observó rebajas en la tarifa de energía eléctrica de forma consecutiva, siendo esto un importante beneficio para los usuarios finales del suministro eléctrico por parte de la distribuidora ENEE.

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 2023¹⁰.

COMPONENTES DEL COSTO DE LA TARIFA POR TRIMESTRE 2023



Gráfica 69 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2023

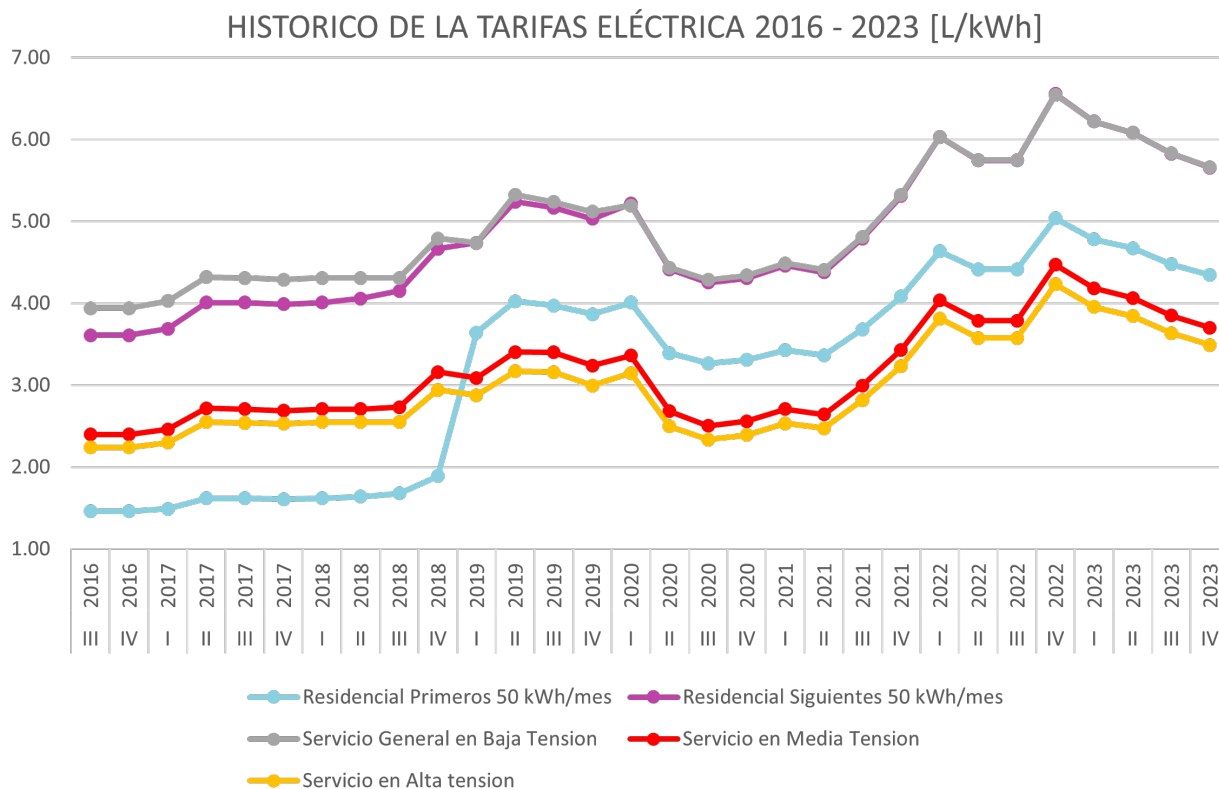
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar que en promedio, alrededor de un 70% del precio final de la factura se debe a costos de generación, y aproximadamente, alrededor de un 20% 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.

¹⁰(Eléctrica C. R., CREE, s.f.)



Gráfica 70 - 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 último trimestre de 2023 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.

En el 2023 se presentaron disminución en los precios de todas las tarifas eléctricas para cada uno de los cuatro trimestres. 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:

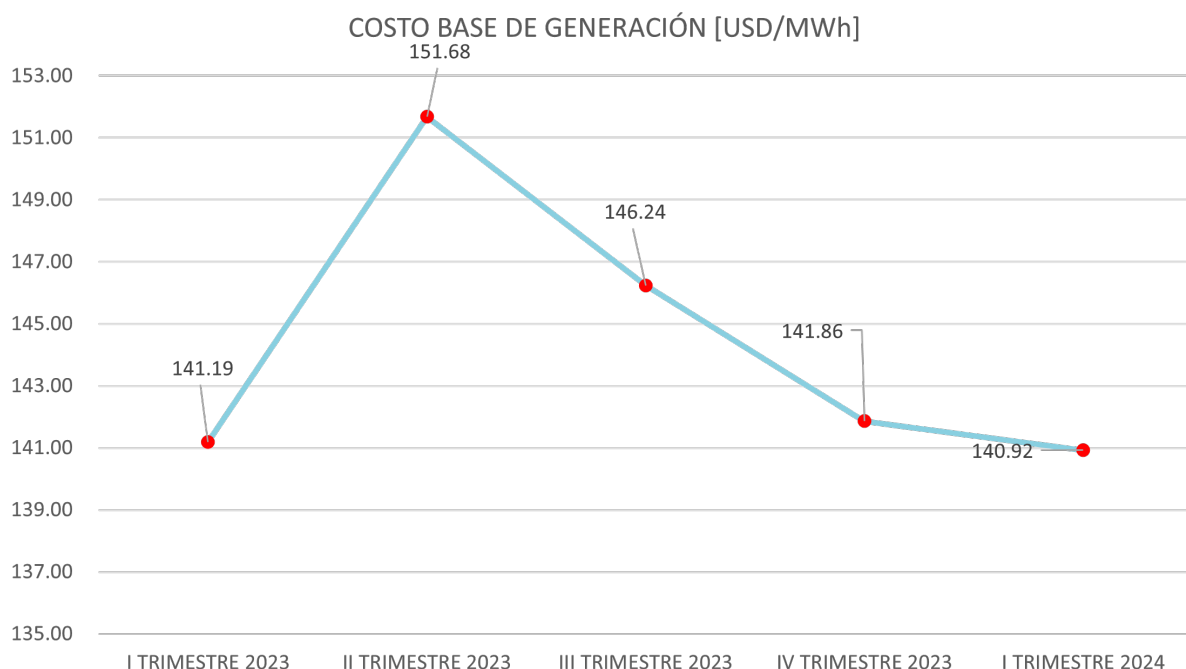
Calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales.

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.

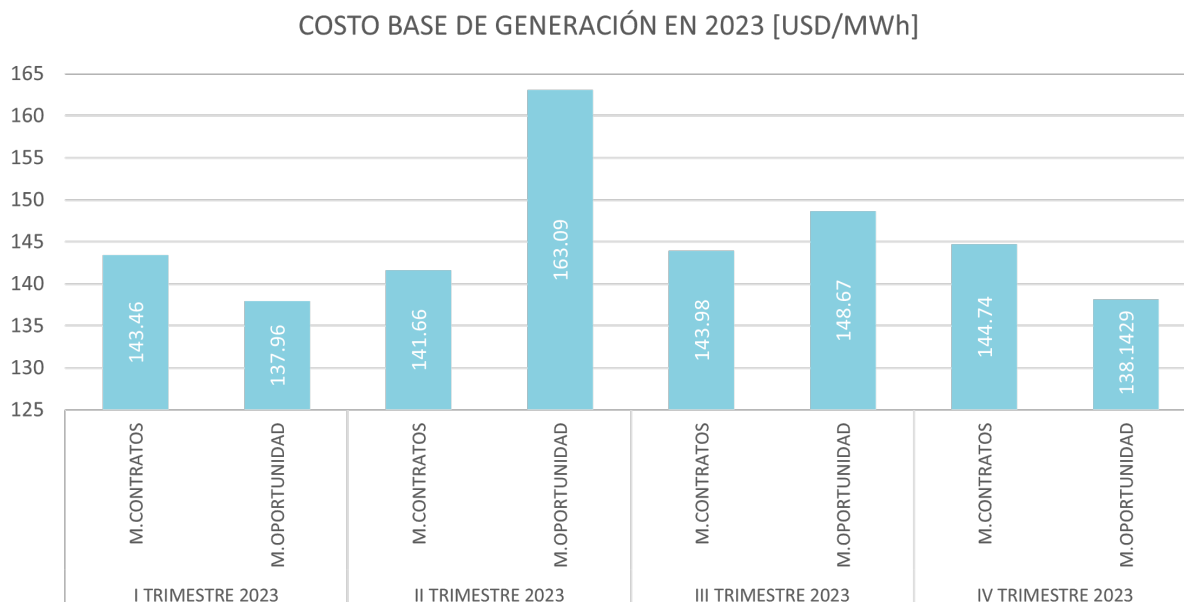
A continuación, se muestra el comportamiento en 2023, de los costos medios de generación en el mercado eléctrico nacional utilizados por la CREE en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica:



Gráfica 71 - Costos bases de Generación por trimestre del 2023

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En la gráfica anterior se puede notar que el costo de generación trimestral en Honduras ha aumentado desde finales de 2021 a inicios de 2023. 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:



Gráfica 72 - Costos bases de Generación por tipo de mercado por trimestre del 2023

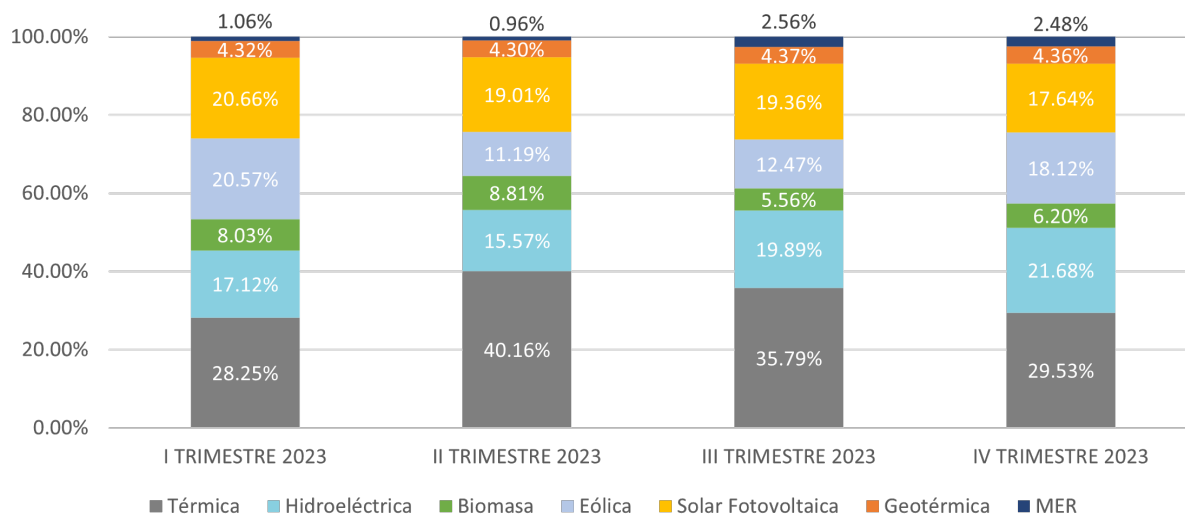
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Durante 2023, 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 55% de contribución, el otro 45% aproximadamente proviene del mercado de oportunidad. Es importante mencionar que los costos de generación asociados al MER están incluidos en el cálculo del mercado de oportunidad los cuales representan un peso alrededor del 2.5% 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 2023:

CONTRIBUCIÓN ESTIMADA AL COSTO MEDIO DE GENERACIÓN POR
TECNOLOGÍA 2023 UTILIZADA EN EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA



Gráfica 73 – 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)

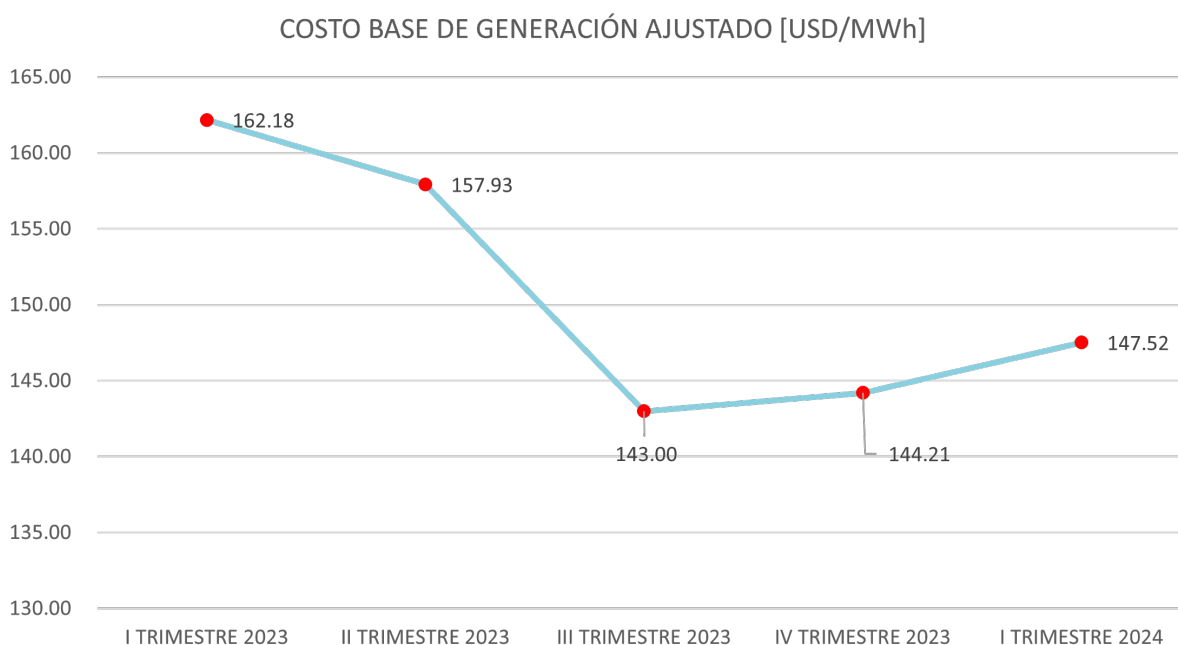
Del gráfico anterior es importante mencionar que dentro de los costos asociados a la generación (energía y potencia) de las tecnologías renovables, las fuentes solar y eólica son las que más contribuyen a componente de generación en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica. Sin embargo, las tecnologías fósiles representan en general la mayor contribución con aproximadamente un 30-40% 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.¹¹

¹¹ 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 2023 y el primer trimestre de 2024:



Gráfica 74 - Costo base de generación ajustado para cada trimestre de 2023 y el primer trimestre de 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.

CAPÍTULO 9

ENERGÍA NO SUMINISTRADA



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

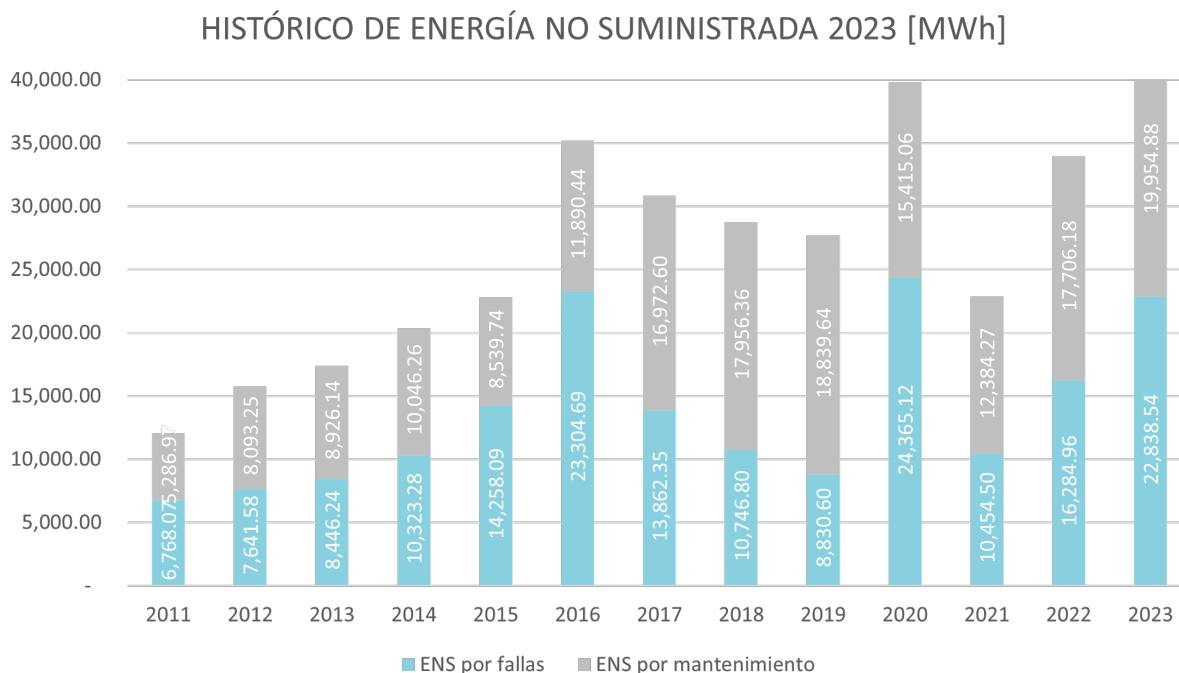
2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 2023, la energía total no suministrada fue de 90,109.15 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 o mantenimientos.

A continuación, se muestra un gráfico del histórico de energía no suministrada por causa de fallas y por mantenimiento desde 2011 a 2023:



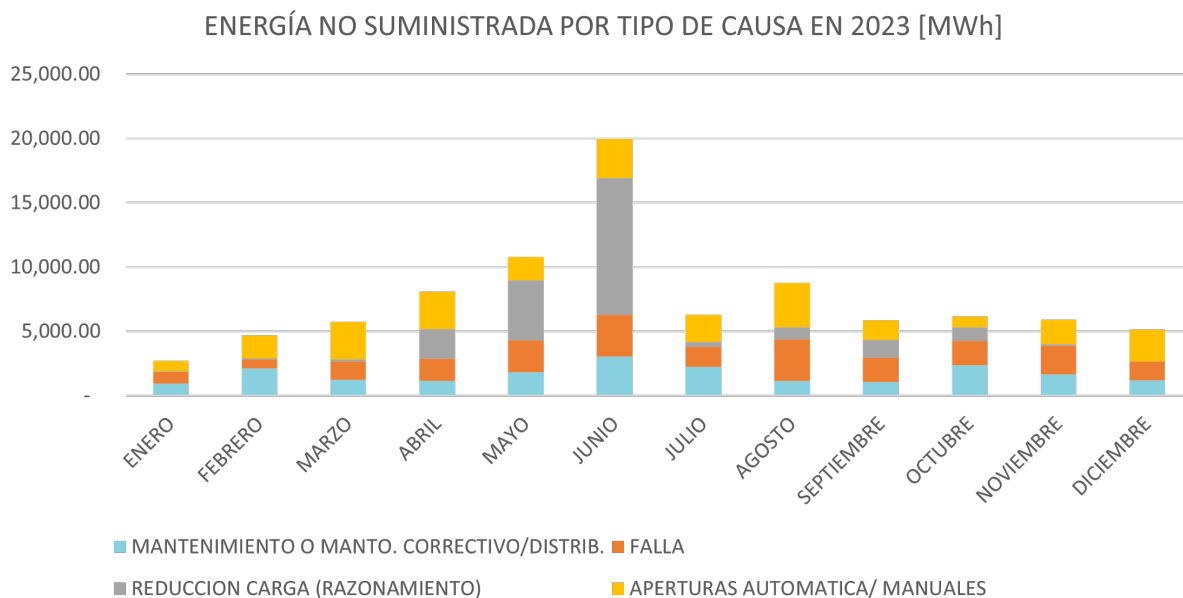
Gráfica 75 - Histórico de energía no suministrada 2011-2023 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Históricamente en los últimos años, de 2017 a 2023 con excepción de 2020, el mayor valor de energía no suministrada fue producto de mantenimientos.

9.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2023

En la siguiente gráfica se muestra la energía eléctrica no suministrada durante 2023 desagregada por las cuatro categorías mencionadas anteriormente (mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales). Durante el mes de junio se registró la mayor cantidad de energía eléctrica no suministrada con 19,942.43 MWh, esto asociado al impacto asociado a la fuerte temporada seca que tuvo lugar en 2023 que repercutió negativamente en los niveles de embalses y centrales hidroeléctricas en general en el país.



Gráfica 76 - Energía mensual no suministrada en Honduras [MWh] 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2023, un 28.34% se debe a cortes por mantenimiento, un 26.06% a fallas, un 5.43% a reducción de carga y el 40.17% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.¹²

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.

¹² El Centro Nacional de Despacho, define la reducción de carga como reducción carga +bajo voltaje+alivio sobrecarga; y aperturas automáticas/ manuales como baja frecuencia, consecuencia, maniobras relacionadas o/operación.

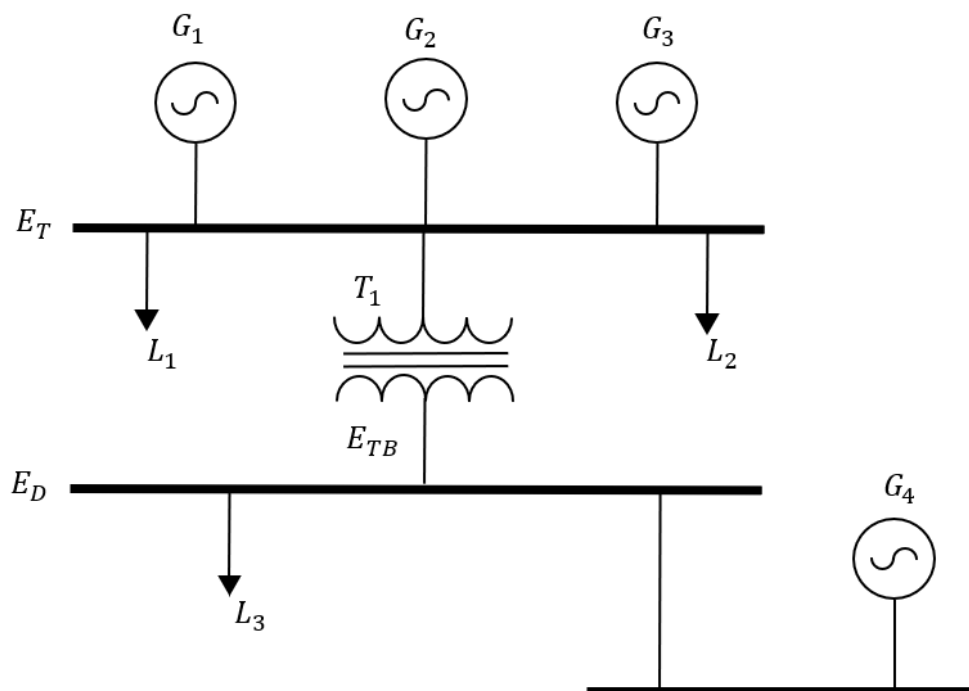


Ilustración 19 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

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 pérdidas en distribución más las pérdidas en transmisión:

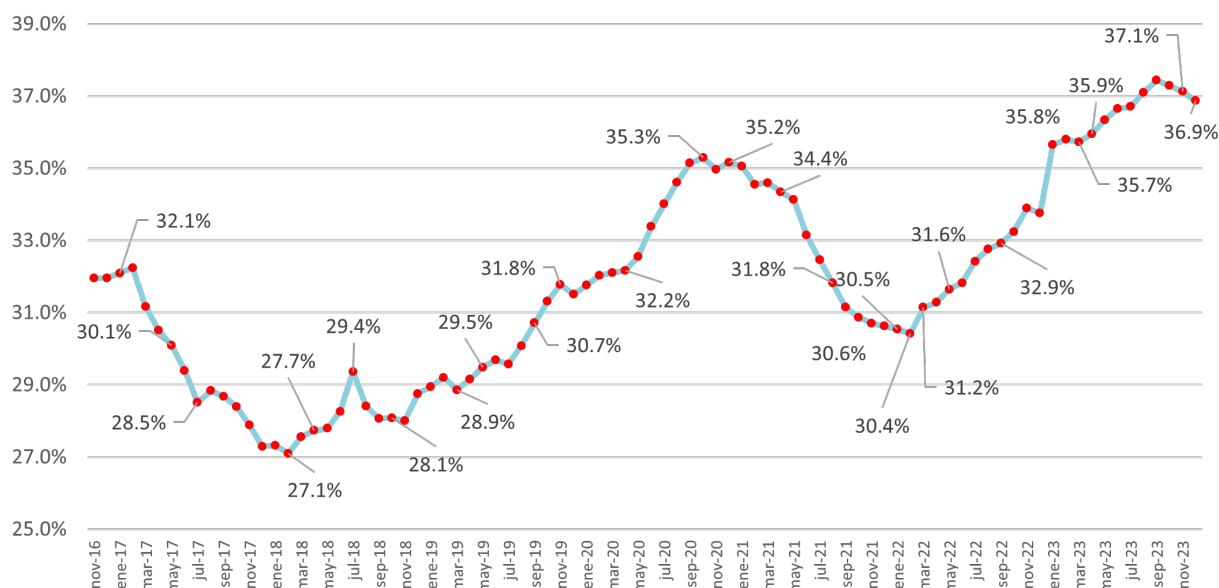
$$P_{TOTAL} = P_D + P_T$$

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 2023. 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 2023 el porcentaje de pérdidas eléctricas alcanzó un 36.9%.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 77 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2023

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En la siguiente tabla se observan los datos presentados de la gráfica anterior para cada mes desde el año 2016 hasta el 2023. También se presenta el porcentaje de variación de pérdidas eléctricas que se tuvo con respecto al mes anterior.

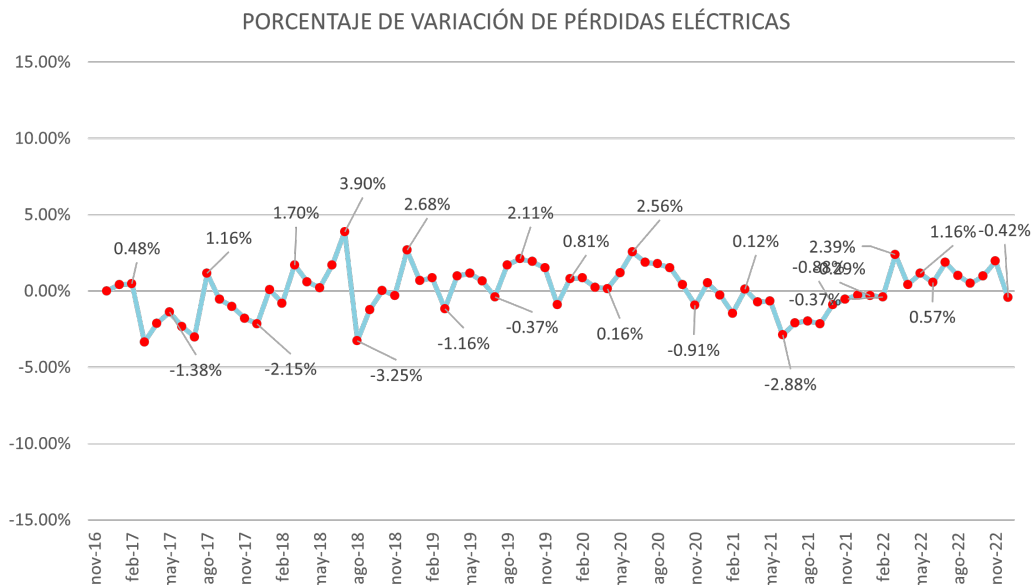
HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS					
FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN	FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN
Jan-16	32.86%	0.00%	Jan-20	31.76%	0.81%
Feb-16	32.92%	0.18%	Feb-20	32.03%	0.86%
Mar-16	33.12%	0.61%	Mar-20	32.11%	0.24%
Apr-16	33.38%	0.79%	Apr-20	32.16%	0.16%
May-16	32.79%	-1.77%	May-20	32.55%	1.20%
Jun-16	33.11%	0.98%	Jun-20	33.38%	2.56%
Jul-16	32.79%	-0.97%	Jul-20	34.01%	1.88%
Aug-16	32.91%	0.37%	Aug-20	34.62%	1.78%
Sep-16	32.89%	-0.06%	Sep-20	35.15%	1.53%
Oct-16	32.61%	-0.85%	Oct-20	35.29%	0.42%
Nov-16	31.95%	-2.01%	Nov-20	34.97%	-0.91%
Dec-16	31.96%	0.02%	Dec-20	35.16%	0.53%
Jan-17	32.09%	0.42%	Jan-21	35.07%	-0.26%
Feb-17	32.25%	0.48%	Feb-21	34.56%	-1.45%
Mar-17	31.17%	-3.34%	Mar-21	34.60%	0.12%

HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS					
FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN	FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN
Apr-17	30.51%	-2.10%	Apr-21	34.35%	-0.72%
May-17	30.09%	-1.38%	May-21	34.13%	-0.64%
Jun-17	29.40%	-2.32%	Jun-21	33.15%	-2.88%
Jul-17	28.51%	-3.01%	Jul-21	32.46%	-2.08%
Aug-17	28.84%	1.16%	Aug-21	31.83%	-1.95%
Sep-17	28.69%	-0.54%	Sep-21	31.15%	-2.13%
Oct-17	28.40%	-1.00%	Oct-21	30.87%	-0.88%
Nov-17	27.89%	-1.78%	Nov-21	30.71%	-0.53%
Dec-17	27.30%	-2.15%	Dec-21	30.63%	-0.25%
Jan-18	27.32%	0.10%	Jan-22	30.54%	-0.29%
Feb-18	27.11%	-0.79%	Feb-22	30.43%	-0.37%
Mar-18	27.57%	1.70%	Mar-22	31.15%	2.39%
Apr-18	27.74%	0.61%	Apr-22	31.29%	0.43%
May-18	27.79%	0.21%	May-22	31.65%	1.16%
Jun-18	28.27%	1.71%	Jun-22	31.83%	0.57%
Jul-18	29.37%	3.90%	Jul-22	32.42%	1.87%
Aug-18	28.42%	-3.25%	Aug-22	32.76%	1.03%
Sep-18	28.07%	-1.21%	Sep-22	32.93%	0.51%
Oct-18	28.08%	0.04%	Oct-22	33.25%	0.98%
Nov-18	28.00%	-0.29%	Nov-22	33.90%	1.97%
Dec-18	28.75%	2.68%	Dec-22	33.8%	-0.42%
Jan-19	28.95%	0.68%	Jan-23	35.7%	5.62%
Feb-19	29.20%	0.88%	Feb-23	35.8%	0.40%
Mar-19	28.86%	-1.16%	Mar-23	35.7%	-0.19%
Apr-19	29.15%	1.00%	Apr-23	35.9%	0.60%
May-19	29.49%	1.16%	May-23	36.3%	1.08%
Jun-19	29.69%	0.67%	Jun-23	36.7%	0.86%
Jul-19	29.58%	-0.37%	Jul-23	36.7%	0.17%
Aug-19	30.08%	1.71%	Aug-23	37.1%	1.07%
Sep-19	30.72%	2.11%	Sep-23	37.4%	0.90%
Oct-19	31.31%	1.94%	Oct-23	37.3%	-0.39%
Nov-19	31.79%	1.51%	Nov-23	37.1%	-0.43%
Dec-19	31.50%	-0.89%	Dec-23	36.9%	-0.69%

Tabla 12 - Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2023)

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 78 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

Mes a mes las pérdidas de energía eléctrica varía, sin embargo, esta variación en los últimos meses de 2023 fue menor a un 1%.

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, para 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

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)
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

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)
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 13 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica

Fuente: Informes Manitoba

CAPÍTULO 10

INTERCONEXIONES



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IFASEN

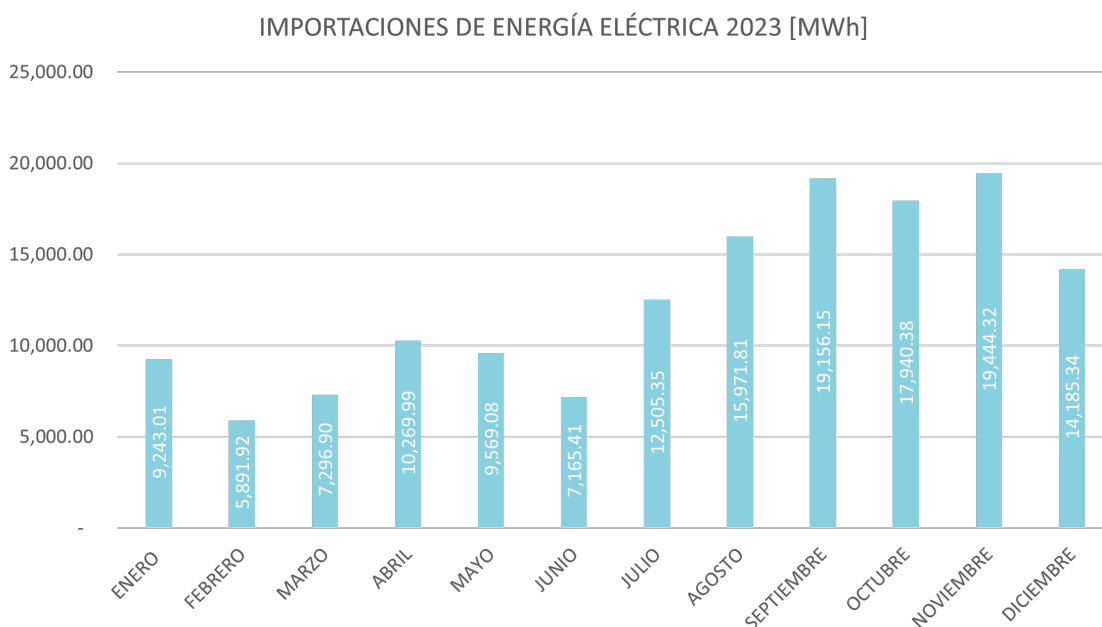
2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 del 2023 en MWh:



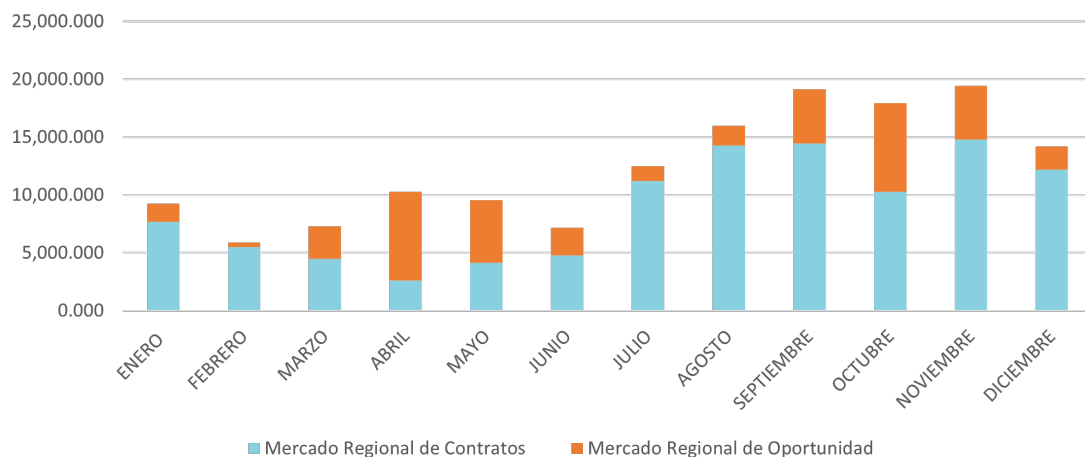
Gráfica 79 - Energía mensual importada por Honduras en 2023 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Durante el mes de octubre y septiembre de 2023, se realizó la mayor cantidad de importación de energía eléctrica por parte de Honduras en el MER, sin embargo, en 2023 se registró una pequeña cantidad de exportación de energía hacia el Mercado Eléctrico Regional siendo de 8.81 GWh.

Por lado, del total de energía importada desde el MER por parte de Honduras, un 71.62% 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 2023 [MWh] POR TIPO DE MERCADO REGIONAL



Gráfica 80 - Energía mensual importada por Honduras por tipo en el MER en 2023 [MWh]

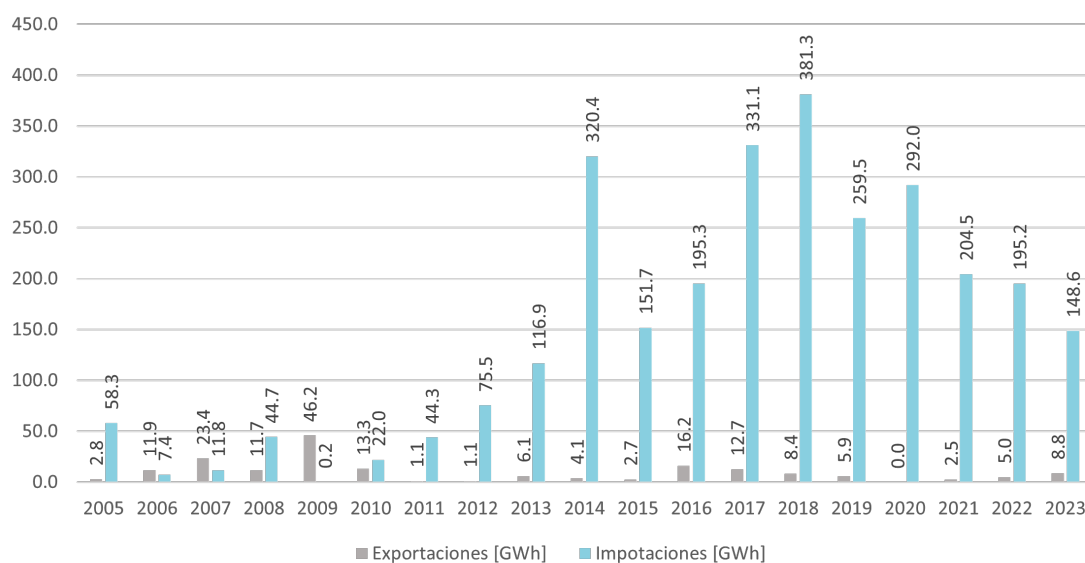
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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 2023 y se puede observar que históricamente Honduras ha sido un país mayoritariamente importador de energía eléctrica. En el 2023 Honduras compró 148.6 GWh lo que representó una disminución de aproximadamente el 23.85% en la compra de energía con respecto al 2022.

HISTÓRICO DE COMPRAS Y VENTAS EN EL MER [GWh]



Gráfica 81 - Histórico de compras y ventas en el de energía eléctrica en el MER [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

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.

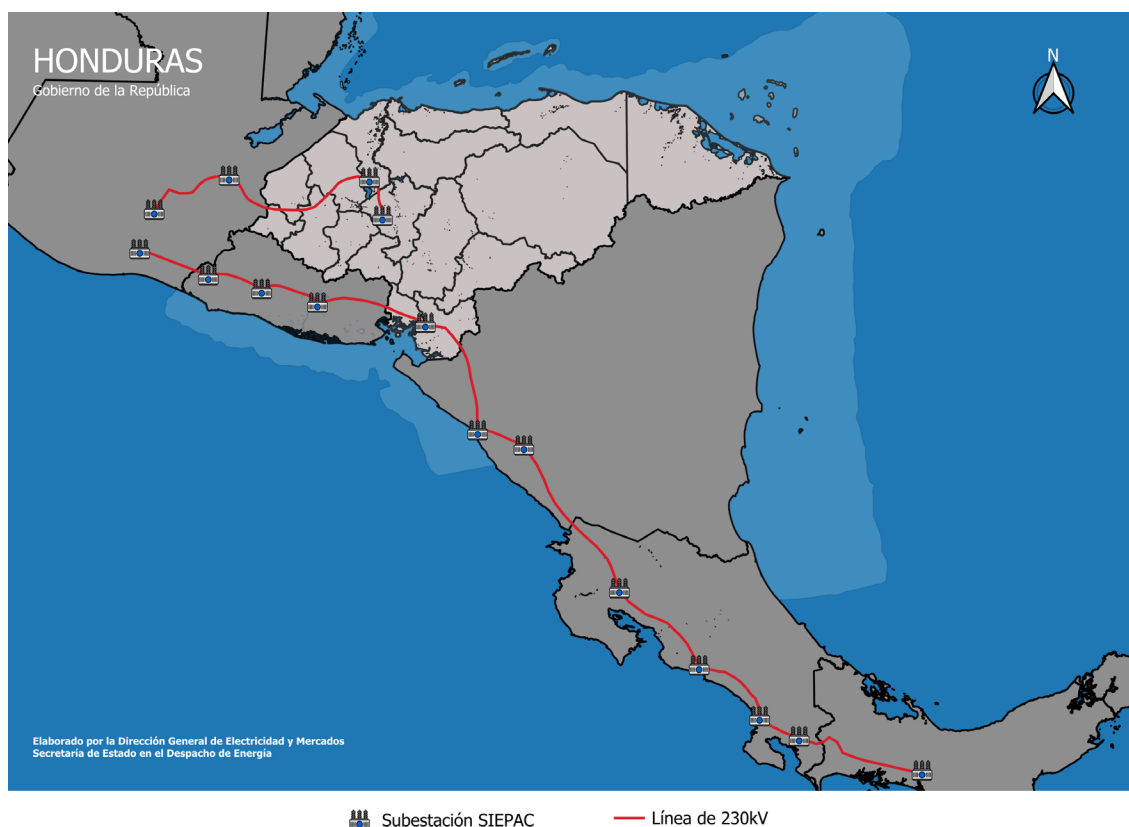


Ilustración 20 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC

Fuente: Elaboración propia (SEN)

10.3 LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

En la siguiente tabla se especifican las capacidades de transmisión tanto de exportación como de importación que tiene Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN		
INTERCONEXIÓN	EXPORTACIÓN [MW]	IMPORTACIÓN [MW]
Honduras – Nicaragua	170	190
Honduras – Guatemala	160	220
Honduras – El Salvador	200	140

Tabla 14 – Capacidad de interconexión en el SIEPAC de Honduras

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

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 triffinio.

MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (NORTE-SUR)				
DEMANDA	GT-SV + GT-HN + SV-HN	HN-NI	NI-CR	CR-PA
MÁXIMA	300	220	300	290
MEDIA	300	210	240	230
MÍNIMA	300	200	200	220

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	220	260	0
MEDIA	300	220	220	0
MÍNIMA	300	110	220	0

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

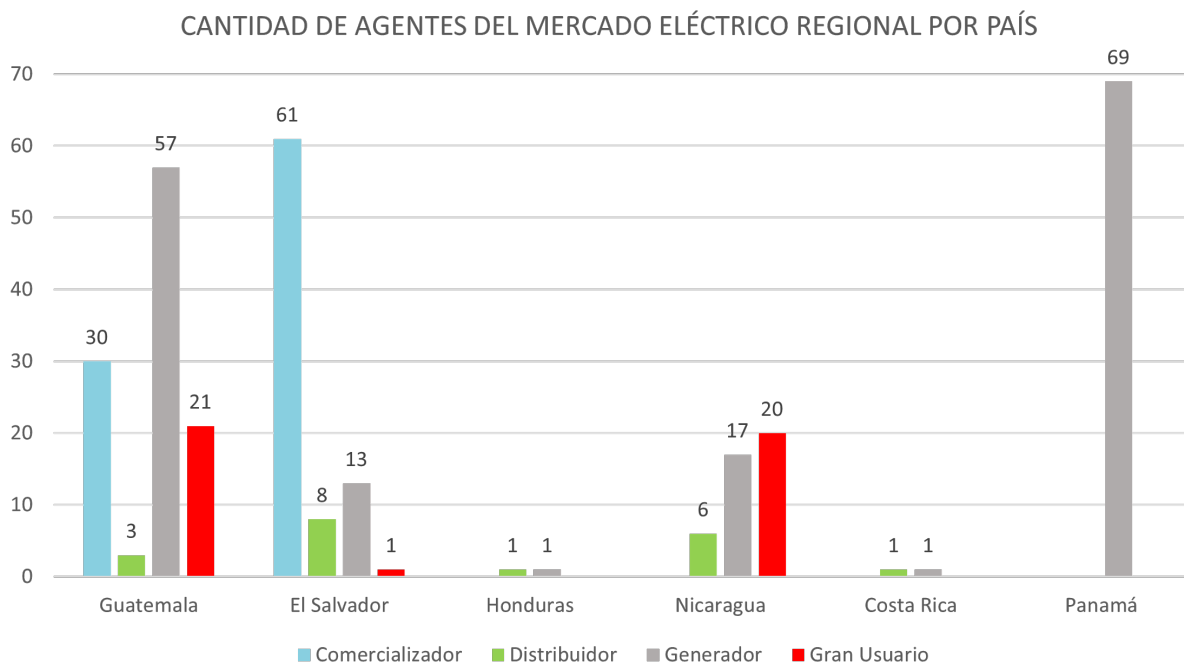
Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

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 combinación de valores de importación simultánea se deberán cumplir las máximas capacidades mostradas en las gráficas al inicio de esta sección.¹³

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 84 comercializadores, 19 distribuidores, 157 generadores y 42 grandes usuarios para un total general de 302 agentes del mercado.

¹³ (Ente Operador Regional)



Gráfica 82 - Cantidad de agentes del Mercado Eléctrico Regional por país del MER

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Como se observa en la gráfica anterior Guatemala es el país con la mayor variedad de agentes del mercado, sin embargo, por parte de Honduras actualmente el único agente autorizado para participar en el MER 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 2023 en cuanto a retiro/inyecciones de energía eléctrica:

INYECCIONES DE ENERGÍA POR PAÍS DEL MER - 2023 [MWh]



Con tecnología de Bing
© GeoNames, Microsoft, TomTom

Ilustración 21 - Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2023

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

RETIROS DE ENERGÍA POR PAÍS DEL MER - 2023 [MWh]

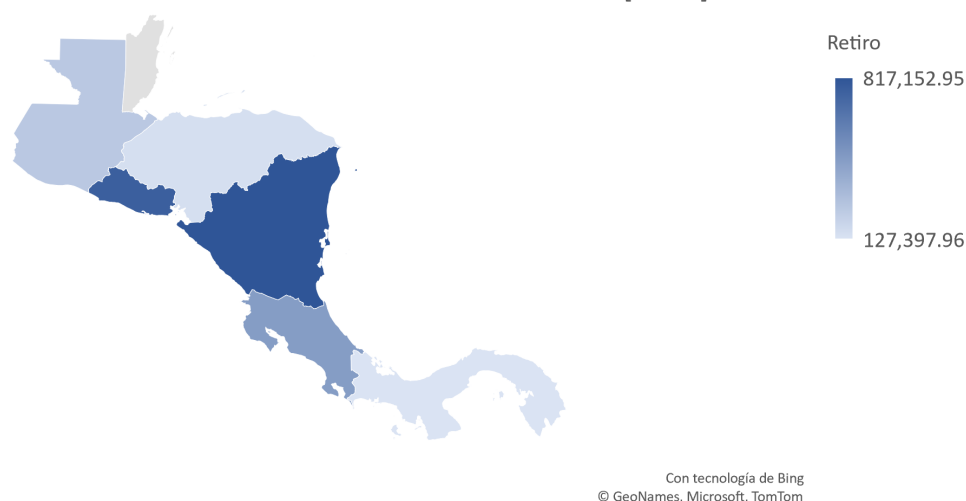


Ilustración 22 - Retiros de energía por país del MER 2022 [MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Nótese en las gráficas anteriores que El Salvador fue el país en 2023 en inyectar mayor cantidad de energía (1,158,465.83MWh) en el MER y Nicaragua el país en retirar la mayor cantidad de energía (817,152.95 MWh). 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	1,103,682.57	1,158,465.83	8,810.91	11.20	107,602.49	270,732.34	2,649,305.34
Retiro	257,071.64	767,029.32	148,639.65	817,152.95	469,169.27	127,397.96	2,586,460.79

Tabla 17 - Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

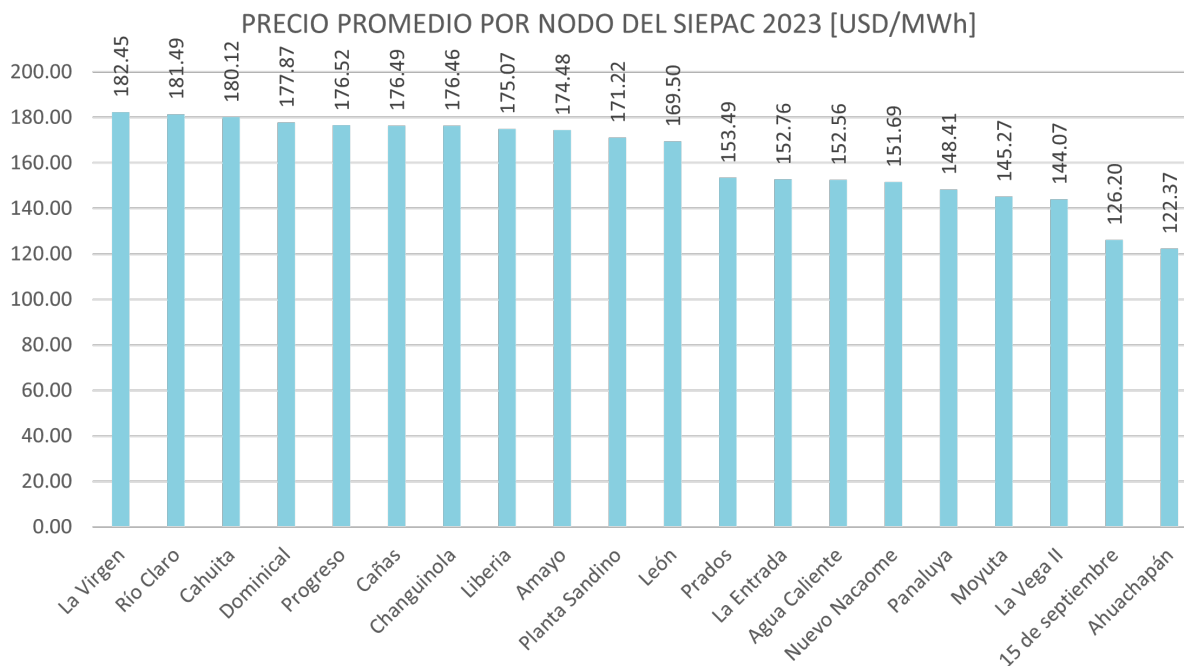
Con respecto a los precios de la energía a continuación, se presenta una tabla con los precios promedio ex - ante para el 2023.

PRECIOS PROMEDIO EX - ANTE 2022 DEL MER [USD/MWh]					
Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
145.92	124.29	152.63	172.47	178.29	176.95

Tabla 18 - Precios promedio ex - ante 2022 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 es la proveniente de Panamá con el contrario en promedio la más cara es la proveniente de Nicaragua. A continuación, se presenta una gráfica con los precios promedio anuales por nodo del SIEPAC:



Gráfica 83 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2023 [USD/MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

CAPÍTULO 11

SISTEMAS AISLADOS



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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 2023.

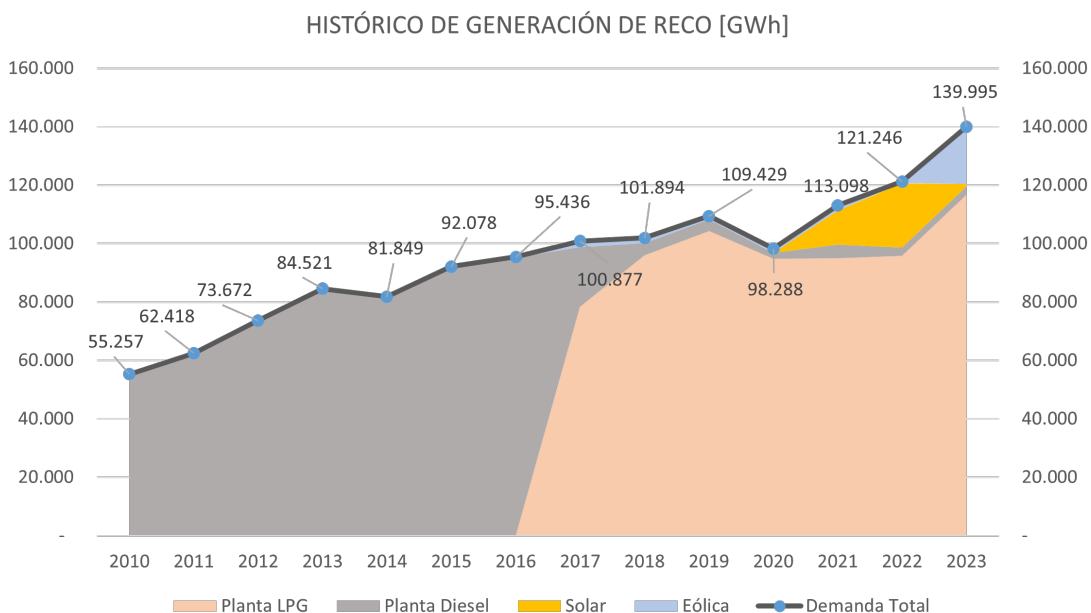
HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA RECO [MW]									
TIPO DE PLANTA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Planta LPG	0	0	28	28	28	28	28	28	28
Planta Diésel	16	16	16	12.7	12.7	12.7	7	7	4.2
Eólica	0	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	4	5.6
Solar	0	0	0	0	0	0	11	12	10.3
TOTAL	16	19.8	47.8	44.5	44.5	44.5	49.8	51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

Tabla 19 - Potencia instalada [MW] de RECO

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

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.

11.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO



Gráfica 84 - Histórico de generación de RECO 2015-2023[GWh]

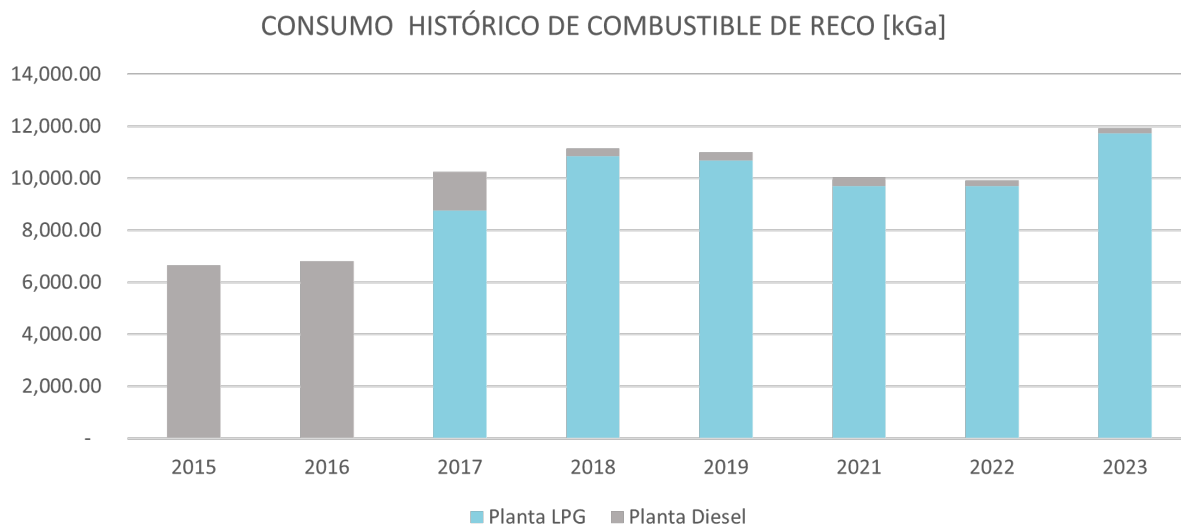
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

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 2023 la generación por parte de RECO fue mayor con respecto al 2022 llegando a 139.995 GWh. En diciembre 2023, se tiene un registro de 21,175 clientes conectados a su red de distribución.

RECO también cuenta con la empresa filial Trade Winds Energy S.A. DE C.V. siendo un parque eólico ubicado en Loma Brass Hill. La Potencia instalada que presenta esta empresa es de 5.6 MW, en 2021 también se incorporó un parque solar con una potencia de 11 MW lo que ha producido que para 2023 la generación de energía con tecnología solar fuera aumentara, en 2023 la demanda máxima alcanzada por RECO fue de 23.5 MW.

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.



Gráfica 85 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGa]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Del gráfico anterior, se denota que el mayor consumo de combustible en los últimos se centra en la planta LPG, siendo un 98.43% en 2023 del consumo total de combustibles.

11.2 VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO RECO 2023

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 2023:

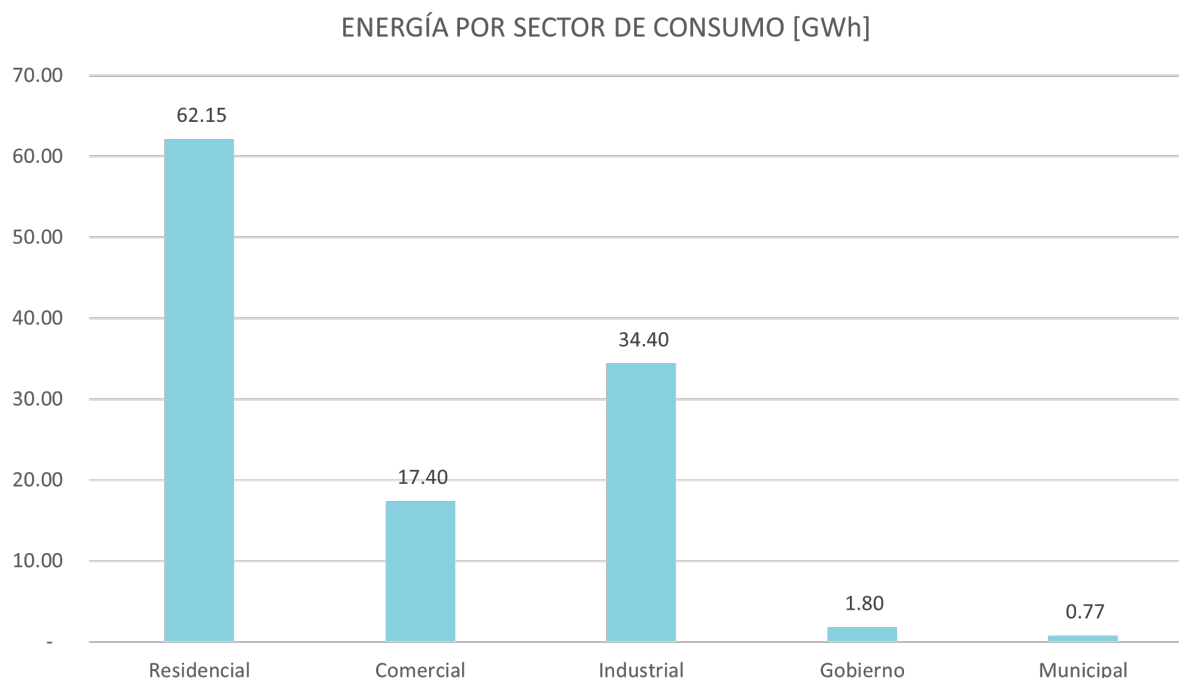
NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2023			
SECTOR	CLIENTES	PORCENTAJE	TARIFA PROMEDIO L/kWh
Residencial	19184	91.08%	8.80
Comercial	1645	7.81%	9.72
Industrial	66	0.31%	8.35
Gobierno	121	0.57%	9.65
Municipal	46	0.22%	9.60
TOTAL	21,062	100%	8.82

Tabla 20 - Clientes por sector de consumo [MW] de RECO

Fuente: Roatán Electric Company

El mayor porcentaje de clientes se encuentra en la franja de consumo de consumo residencial (91.16%), y la tarifa más baja ronda en promedio los 8.16 L/kWh para el sector de consumo industrial.

11.3 DATOS DE DEMANDA POR SECTOR DE CONSUMO -RECO



Gráfica 86 - Energía por sector de consumo RECO [GWh]

Fuente: Roatán Electric Company

Al analizar los datos desde punto de vista de la energía el sector residencial siempre tiene el mayor consumo con un 53.34% del consumo total, sin embargo, el segundo lugar lo tiene el sector industrial con el 29.52% del consumo total de Roatán.

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

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

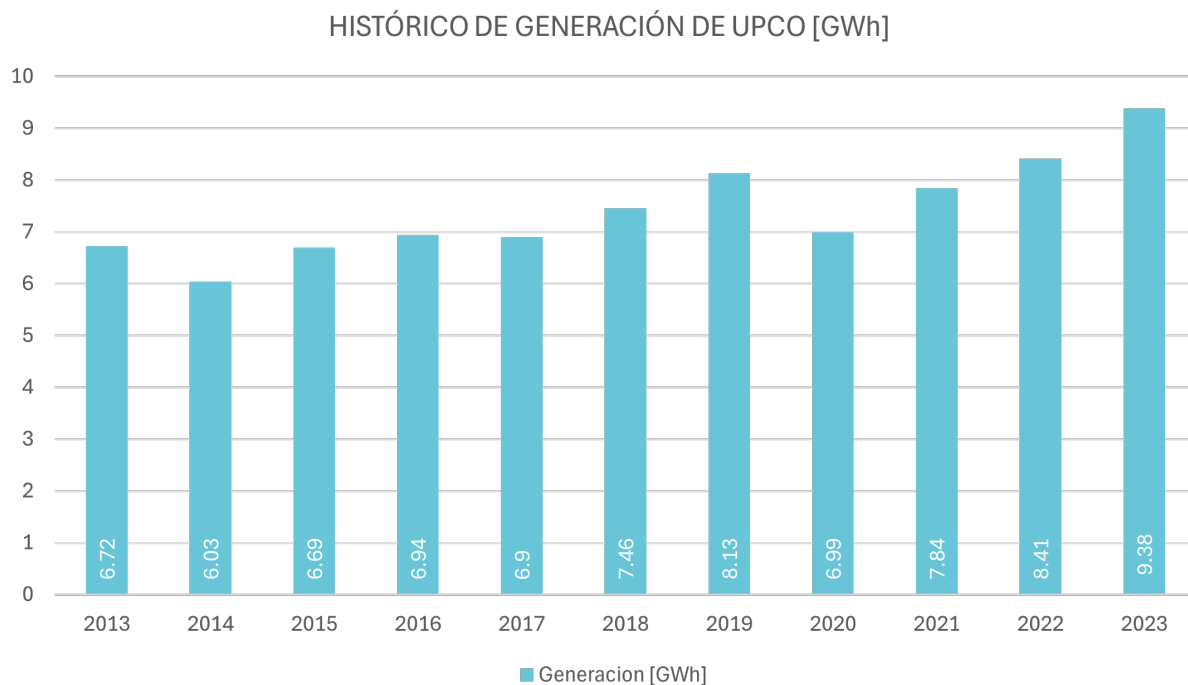
CAPACIDAD INSTALADA [MW]				
AÑO	2020	2021	2022	2023
Diésel	5.40	4.70	3.45	3.54
Fotovoltaico	0.20	0.20	0.19	0.20
TOTAL	5.60	4.90	3.64	3.74

Tabla 21 - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW]

Fuente: Utila 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 2023:

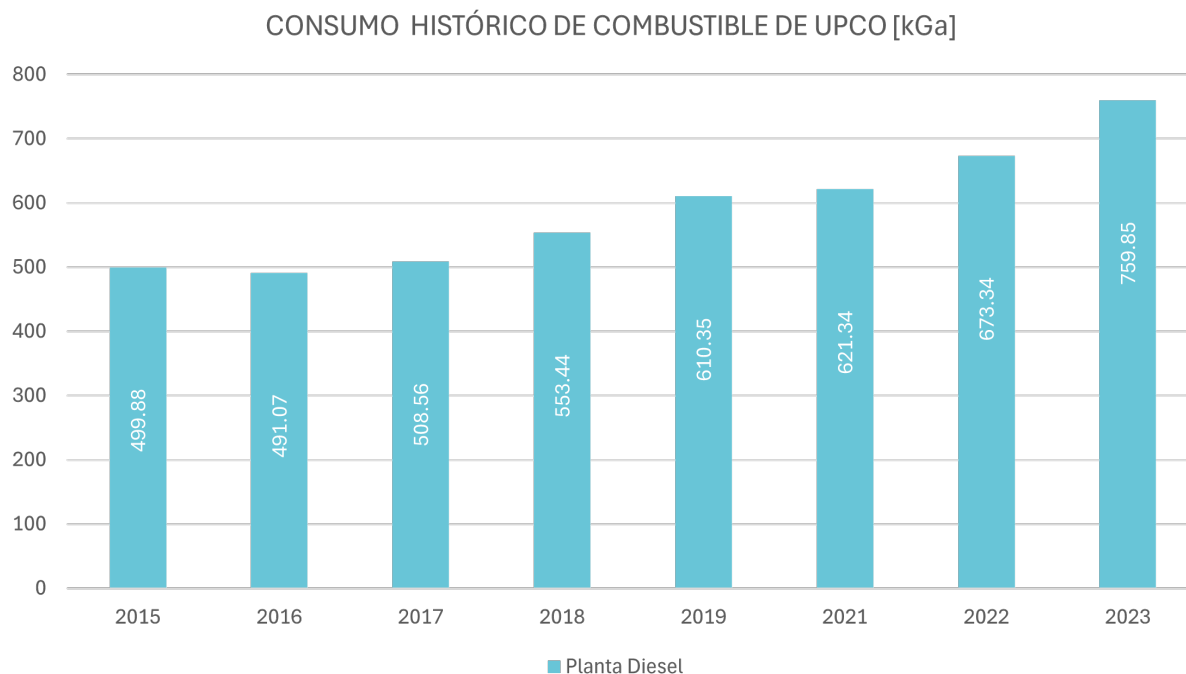


Gráfica 87 - Histórico de generación de UPCO [GWh]

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

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.



Gráfica 88 - Consumo de diésel UPCO [kGa]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.4.3 VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO UPCO 2023

El sector con la mayor cantidad de clientes es el sector residencial con 997 clientes y un consumo total del 3.26 GWh, el sector comercial cuenta con 915 clientes y un consumo total de 4.03 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 2023:

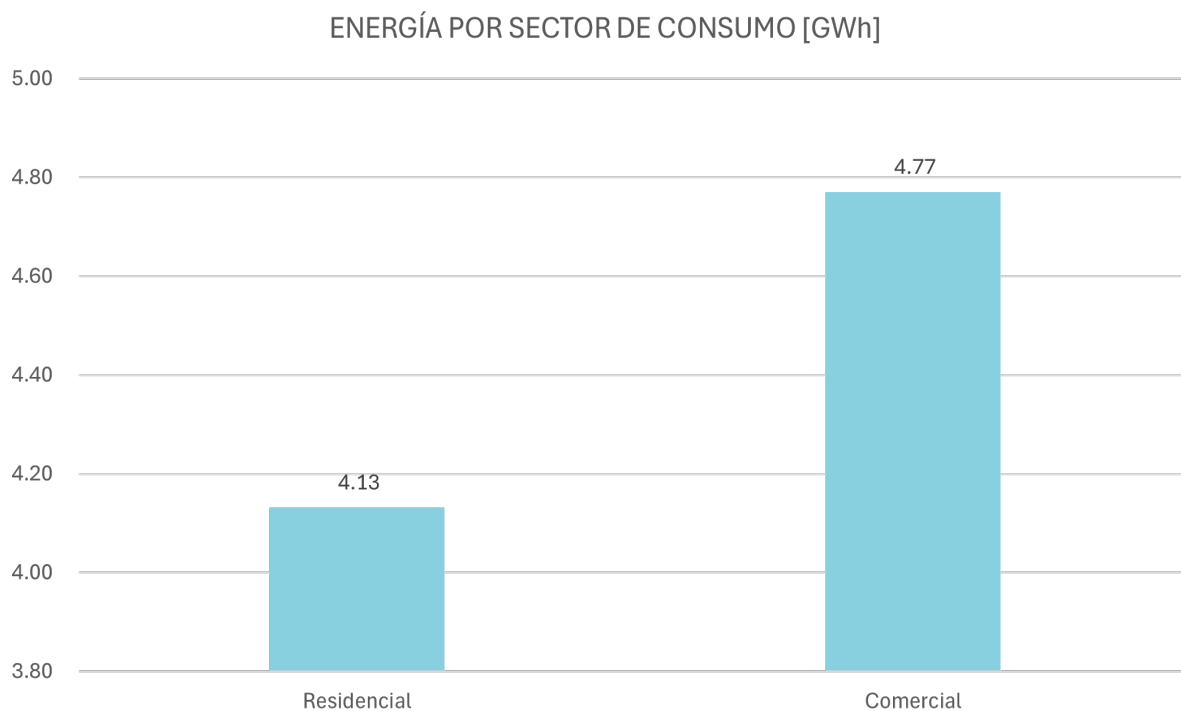
NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2023			
SECTOR	CLIENTES	PORCENTAJE	TARIFA PROMEDIO L/kWh
Residencial	1,633	55.04%	11.82
Comercial	1,334	44.96%	11.82
TOTAL	2,967	100%	11.82

Tabla 22 - Número de clientes por sector de UPCO [MW]

Fuente: Roatán Electric Company

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 2023.

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



Gráfica 89 - Energía por sector de consumo UPCO [GWh]

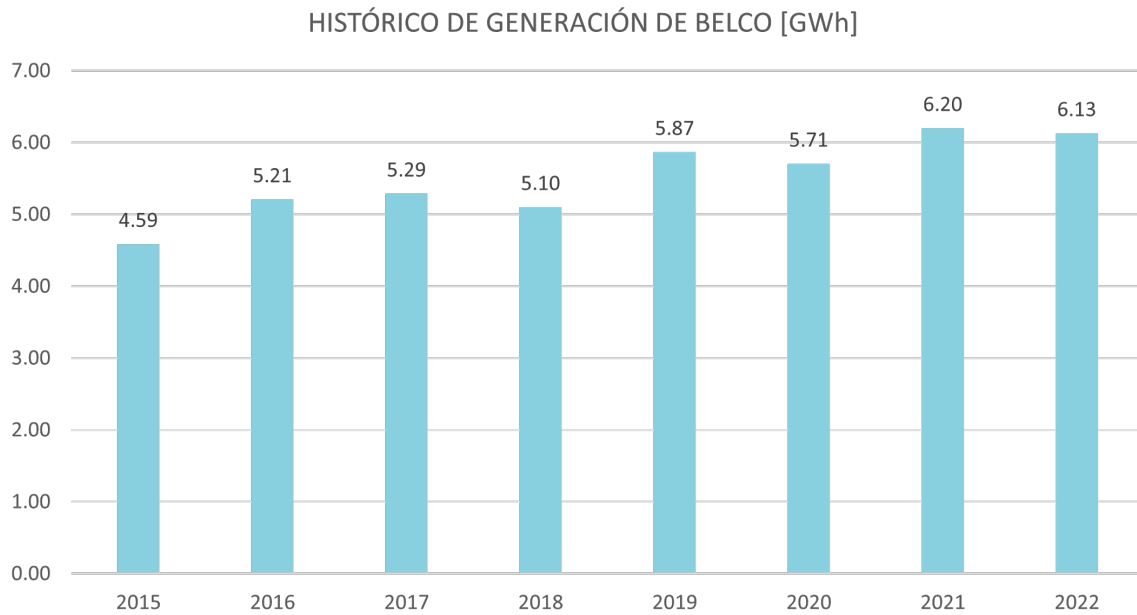
Fuente: UPCO

11.5 BONACCO ELECTRIC COMPANY - BELCO

BELCO (Bonacco Electric Company) es una empresa generadora, distribuidora y comercializadora de energía eléctrica en el municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. A continuación, se presentan los datos de potencia instalada y generación histórica de BELCO desde el año 2015 hasta el 2022, dado que no se obtuvo acceso a información para el año 2023. BELCO cuenta con una potencia instalada de 2.350 MW compuesta de plantas térmicas a base de motores diésel.

11.5.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE BELCO

La generación de energía eléctrica por parte de BELCO tuvo una leve disminución en el año 2018 con respecto a 2016 y 2017, en el 2021 tuvo su máxima generación histórica. La demanda máxima registrada por BELCO el 2022 fue de 1,017 kW, y cuenta con alrededor de 2,074 clientes conectados a su red de distribución teniendo una tarifa plana tanto para el sector residencial y comercial siendo en promedio en 2022 alrededor de 14.79 L/kWh. A continuación, se muestra la generación histórica anual de BELCO.

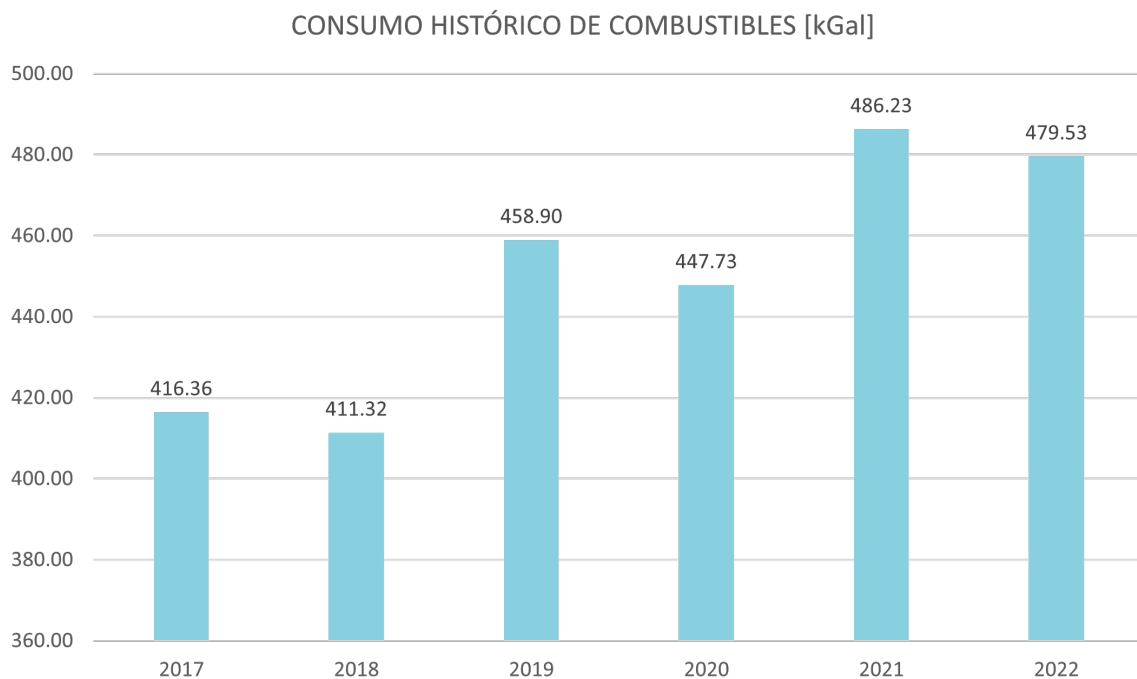


Gráfica 90 - Histórico de generación de BELCO [GWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.5.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El consumo de combustible para la generación de energía eléctrica tuvo un decremento de 6.70 kGal (-1.37 %) de combustible diésel para el año 2022 con respecto al 2021.



Gráfica 91 - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal]

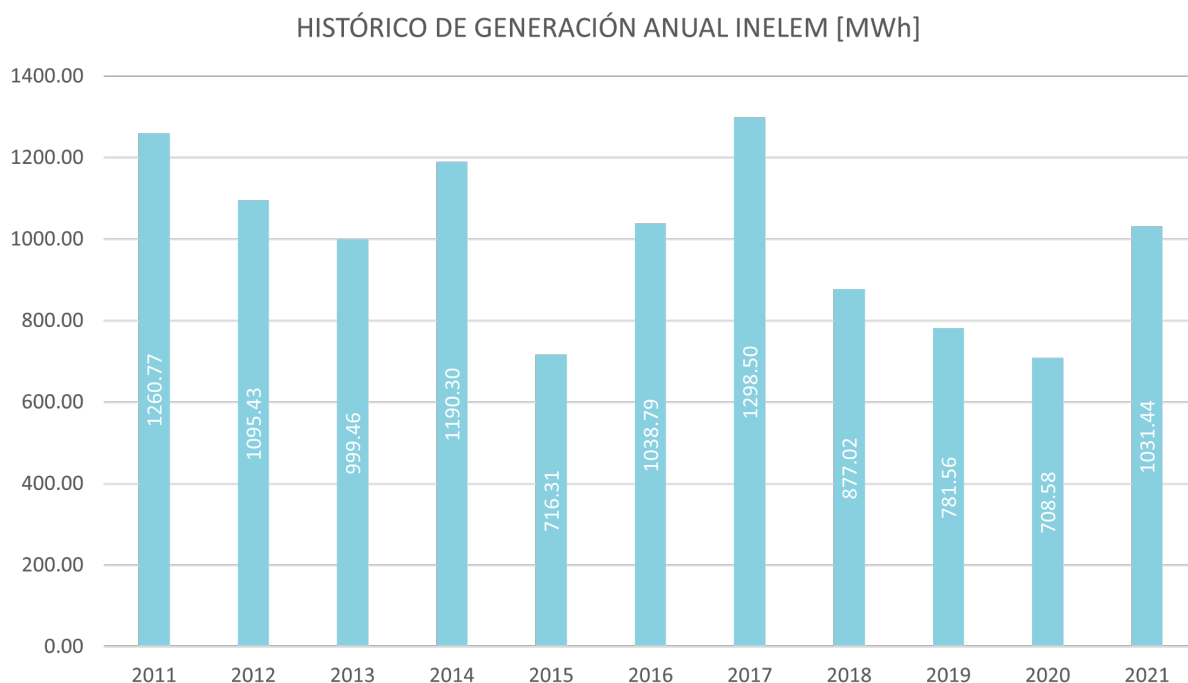
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

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 2023.

11.6.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM

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



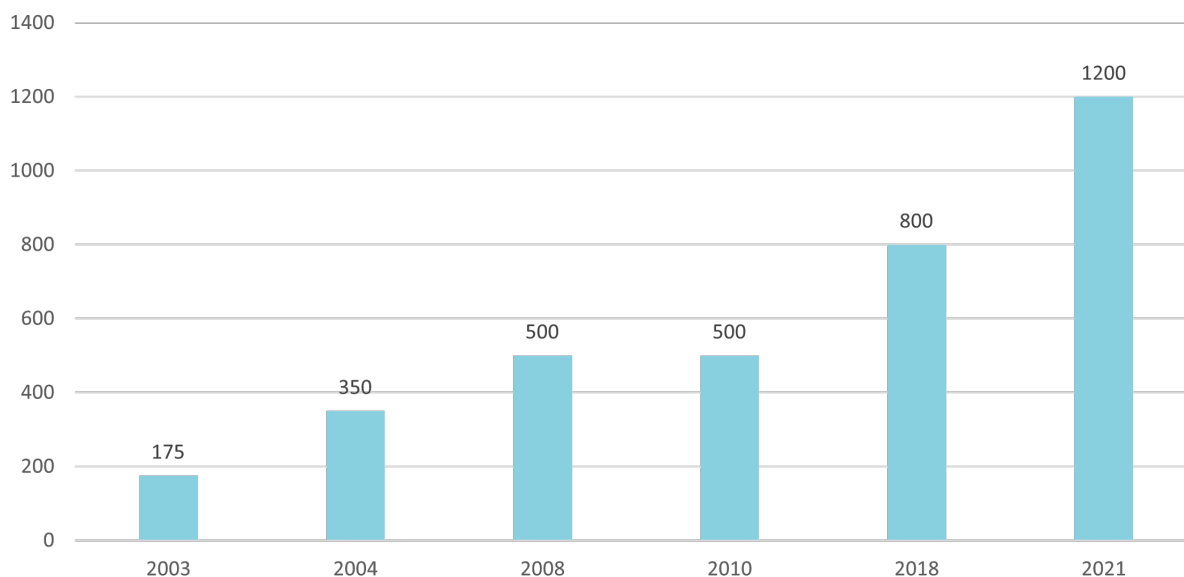
Gráfica 92 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]

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 historico de la potencia instalada de esta empresa desde el año 2003 hasta el 2018.

HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA DE INELEM [kW]



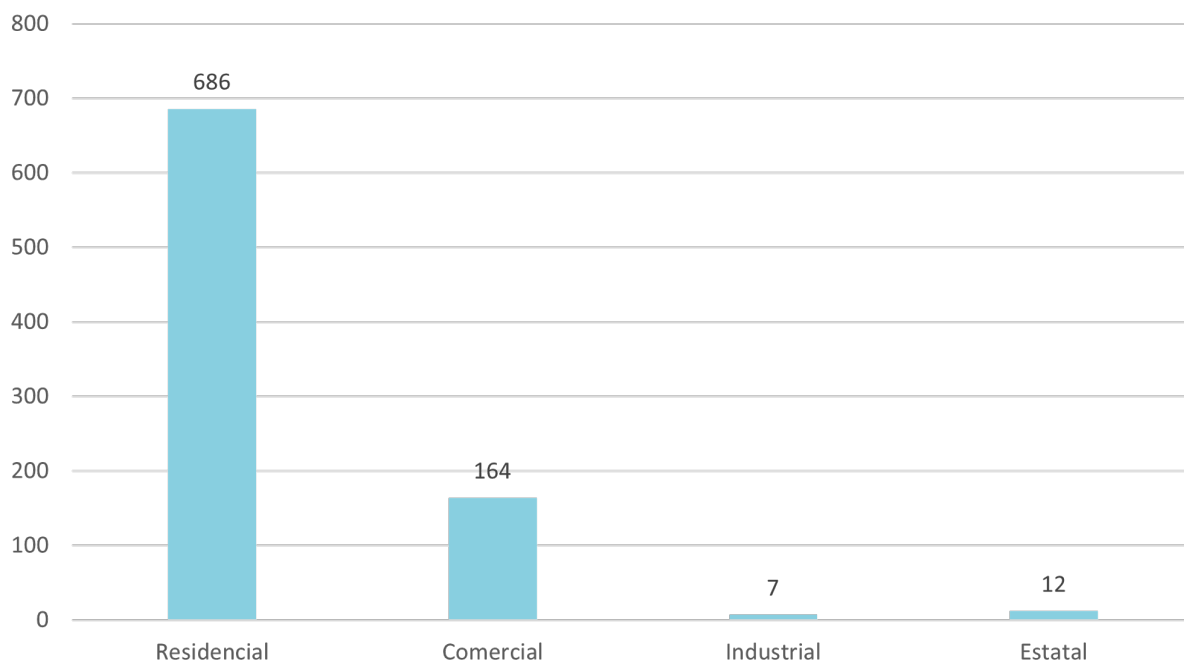
Gráfica 93 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh]

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.

CANTIDAD DE USUARIOS POR SECTOR DE INELEM

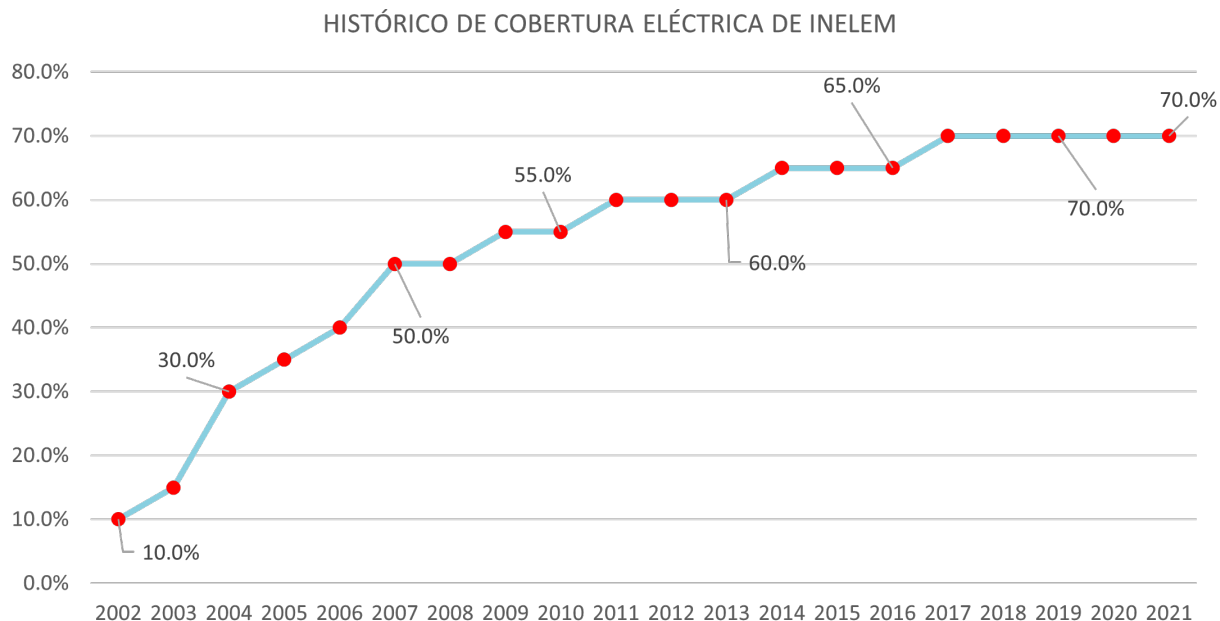


Gráfica 94 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022

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.



Gráfica 95 - Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2022

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.7 Compañía de Energía Gas y Agua, Sociedad Anónima (CEGASA)

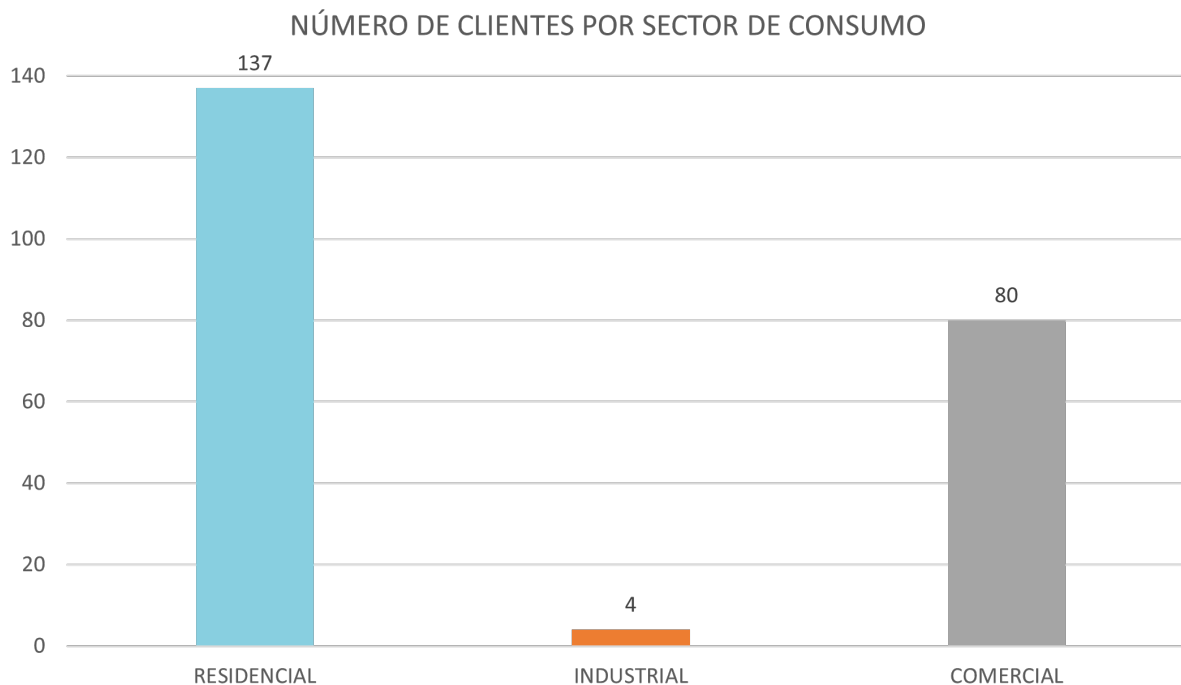
La compañía de energía gas y agua, sociedad anónima es una empresa de capital privado, ubicada en el municipio de Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios, específicamente en la aldea de Kaukira, la cual brinda entre otros servicios la energía eléctrica. A continuación, se presentan los datos recabados 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

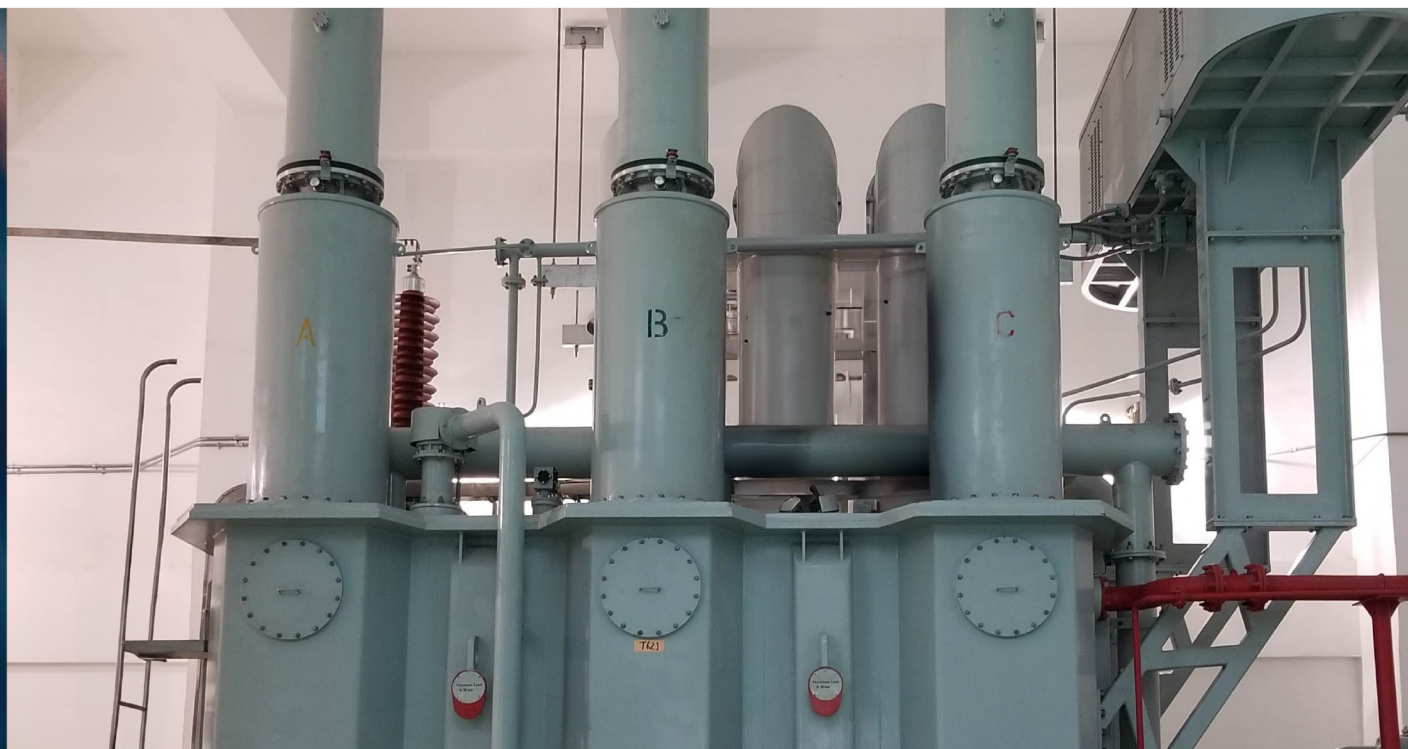
11.7.3 COBERTURA ELÉCTRICA Y PLANES DE EXPANSIÓN

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%.

En cuanto a los planes de expansión, se prevé la extensión de 1 kilómetro de red en cada extremo de la isla para diciembre del 2023.

CAPÍTULO 12

ENERGÍA DISTRIBUIDA



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



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.¹⁴

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

¹⁴ EnDev Honduras presentó su evento de cierre en noviembre del 2019.

de pobreza y organización comunitaria. Este proyecto inició en el 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 (mapa 4), 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 2.7Wp 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.

CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

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 2023 fue de **3,086.67 MW**, distribuida en aproximadamente **108 centrales** generadoras, donde **1,152.20 MW (37.33 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,934.47MW (62.67%)** corresponden a generación renovable.

La matriz de generación del país es diversificada, donde la generación térmica a base de combustibles bunker y diésel en 2023 tiene el mayor porcentaje de participación con un 40.61% (4,712.79 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 27.64% (3,208.08 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.57% (994.24 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 6.94 % (805.6 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 6.87% (797.88 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 6.63% (769.26 GWh) y 2.74% (318.26 GWh) respectivamente.

El Índice de renovabilidad de la generación de energía eléctrica para el año 2023 fue de 52.45%.

DEMANDA ELÉCTRICA

El día con demanda máxima para el año 2023 ocurrió el 11 de octubre, registrándose a las 18:28 h una demanda de 1,819.95 MW. De las 8760 horas del año, el 37.21% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 59.22% estuvo entre 1449 MW y 1000 MW y un 3.56% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

En el mes de diciembre del 2023 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima con 1,632 MW, por otro lado, en el mes de octubre se registró la mayor demanda en el sistema eléctrico con 1,819.95 MW, 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 2023 el precio monómico o unitario de generación 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 0.154 USD/kWh, por otro lado, el precio monómico ponderado anual de la energía térmica a base de combustibles fósiles disminuyó con relación a 2022, siendo de 0.1525 USD/kWh posicionándose con un valor cercano y menor que la tecnología eólica. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 2,490.97 GWh a un precio antes mencionado, seguidos de 922.18 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.139USD/kWh.

SECTORES DE CONSUMO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.35 % del total de abonados los cuales consumieron 2,837.54 GWh lo que representa un 45.04 % del consumo

entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,705.02 GWh correspondiente a un 27.06% del consumo total y el sector industrial consumió 1,386.18 GWh equivalentes a un 22.00%.

A nivel residencial los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 57.49 % del total de clientes, los clientes que están en un consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 15.98%, en conjunto representa el 73.46% (1,353,441 clientes) de todos los abonados residenciales, por otra parte, solamente un 3.49% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh en 2023, ese porcentaje represento a diciembre de 2023 en 64,284 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 25.27% de la energía total consumida en el sector residencial.

COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2022 es de 85.63%, en el sector urbano ICE es de 94.49% y en el rural de 74.47%. Los departamentos con menor ICE son Gracias a Dios (12.64%), Intibucá (66.25%) y Lempira (70.9%). Por otro lado, Islas de la Bahía (98.45%), Cortés (96.23%), y Francisco Morazán (93.05%) son los departamentos que presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2021 es de 87.45% en todo el país. El departamento de Islas de la Bahía cuenta con el IAE más alto del país con un 98.5%, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.57% y 93.45% respectivamente. Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 28.83%.

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 2023 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (4.347 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (5.656 L/kWh), servicio general en baja tensión (5.665 L/kWh), servicio en media tensión (3.702 L/kWh) y servicio en alta tensión (3.492 L/kWh).

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el año 2023 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/manuales ascendiendo a un valor de 36,196.85 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2023 fue el mes de junio en donde la reducción de carga representó el mayor porcentaje de causas, seguido de fallas, aperturas automáticas/manuales y mantenimientos.

Finalmente, el total de energía eléctrica no suministrada del año 2023 fue de 90,109.85 MWh, de este total un 28.34% se debe a cortes por mantenimiento, un 26.06% a fallas, un 5.43% a reducción de carga y el 40.17% 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 2023 las perdidas en el sistema fueron de 33.76%, y el año se cerró con un 36.9% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución, estos valores incluyen perdidas técnicas y no técnicas.

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 2023 Honduras compró 148.64 GWh lo que representó una disminución del 23.97% en la compra de energía con respecto al 2022.

Las importaciones en el MER representaron alrededor de un 1.24% 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: La isla de Roatán Bajo la administración eléctrica de RECO - Roatán Electric Company en la isla de Roatán con una potencia instalada de 48.1MW, UPCO - Útila Power Company en la Isla de Útila con 3.74 MW, BELCO - Bonacco Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35MW (2022) sumando estas tres un total de 54.19 MW en Islas de la Bahía. Y por último INELEM- Inversiones Eléctricas de La Mosquitia en el departamento de Gracias a Dios con 1.2 MW instalados (2021).

La energía eléctrica generada por RECO en el 2023 fue de 139.995 GWh. UPCO generó un total de 9.38 GWh, BELCO 6.13 GWh (2022) e INELEM 1.031 GWh (2022).

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)¹⁵ 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.

¹⁵(Consejo de Secretarios de Estado, 2021)

ANEXOS



Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

IEASEN

2023

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS



PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2023

A continuación, se presenta una lista de cada una de las generadoras activas durante el año 2023, clasificadas por tipo de tecnología; se muestra también su respectiva potencia instalada, generación bruta y el consumo propio.

TÉRMICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA (MWh)
CEIBA TERMICA	10.00	12,206.83	-	12,206.83
COG. ENERSA	17.00	45,890.09	368.56	45,521.53
EL FARO	41.50	206,422.17	6,919.89	199,502.28
ELCATEX	21.80	-	-	-
ELCOSA	80.00	169,103.67	1,070.26	168,033.41
EMCE CHOLOMA	44.00	72,488.18	405.74	72,082.44
ENERSA	257.60	1,677,165.43	322.88	1,676,842.55
ENSENADA	30.00	147,966.99	556.69	147,410.30
LA PUERTA	15.00	4,136.38	-	4,136.38
LAEISZ CEIBA	22.00	100,103.07	10.09	100,092.98
LAEISZ JUTICALPA	14.00	8,995.35	-	8,995.35
LAEISZ SAN ISIDRO	20.00	139,284.29	133.24	139,151.05
LUFUSSA TRES	240.00	1,555,490.10	848.44	1,554,641.65
LUFUSSA UNO ***	39.50	-	-	-
LUFUSSA VALLE	84.00	178,788.64	1,816.14	176,972.50
PARK ENERG	11.00	31,643.57	29,053.31	2,590.26
PECSA	55.80	328,013.34	247,784.17	80,229.18
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	22.00	33,355.94	236.53	33,119.42
SANTA FE	5.00	292.91	6.20	286.71
VILLANUEVA	17.00	1,438.25	63.02	1,375.23
TOTAL	1,047.20	4,712,785.19	289,595.15	4,423,190.04

Tabla 23 - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

HIDROELÉCTRICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
CAÑAVERAL	29.00	116,980.31	741.26	116,239.06
EL CAJON	300.00	1,254,328.25	9,748.77	1,244,579.48
PATUCA	104.70	256,938.29	8,227.72	248,710.57
ARENAL	61.62	168,934.33	1,367.75	167,566.58
RIO LINDO	80.00	427,632.93	2,149.91	425,483.02
SHOL	33.75	84,644.42	1,439.37	83,205.04
VEGONA	41.00	187,179.69	1,771.89	185,407.79
NACAOME	28.12	30,285.26	246.15	30,039.11
ZACAPA HIDRO	0.75	2,634.09	45.47	2,588.62
RIO BLANCO	5.00	33,394.39	50.28	33,344.11
LAS NIEVES	0.48	-	-	-
LA ESPERANZA	13.50	31,665.52	848.95	30,816.57
BABILONIA(ENERGISA)	4.40	22,575.05	127.18	22,447.87
HIDRO YOJOA	0.63	1,455.53	79.35	1,376.18
CECECAPA	3.50	12,630.25	29.39	12,600.86
CUYAMAPA	12.30	39,781.23	381.34	39,399.89
CUYAMEL	8.20	24,986.96	187.93	24,799.02
CORTECITO	5.30	15,049.12	4.34	15,044.78
LAS GLORIAS	6.20	18,880.63	182.58	18,698.05
SAN CARLOS	4.00	8,040.07	7.81	8,032.26
CORONADO	7.00	29,199.01	181.96	29,017.05
MANGUNGO 1	1.50	8,267.82	44.96	8,222.86
SAN JUAN(CONTEMPO)	6.70	32,456.82	107.99	32,348.83
EL CISNE	1.00	28.63	5.85	22.78
LAURELES(EGERETO)	3.50	3,801.27	2.66	3,798.61
CHAMELECON	12.00	44,711.13	117.24	44,593.88
MORJA II	8.60	26,670.95	10.94	26,660.01
SAN MARTIN	3.00	14,460.36	127.83	14,332.52
AURORA I	9.32	20,531.28	117.85	20,413.43
PEÑA BLANCA	1.80	13,323.32	36.01	13,287.32
GENERA(LAURELES)	5.20	20,085.40	81.23	20,004.17
SANTA MARÍA DEL REAL	1.20	532.25	532.25	-
MATARRAS	1.70	6,562.49	43.73	6,518.76

HIDROELÉCTRICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
RIO GUINEO	1.38	3,537.31	6.32	3,530.99
MEZAPA(SEMSA)	10.50	39,905.10	1,074.60	38,830.51
PURINGLA SAZAGUA	10.00	31,000.48	195.44	30,805.04
ZINGUIZAPA	3.10	7,058.70	89.14	6,969.56
RIO BETULIA	8.33	15,520.13	171.85	15,348.29
CANJEL (BLUE ENERGY)	3.00	7,526.06	6.27	7,519.79
QUILIO	1.10	3,694.37	16.68	3,677.69
COYOLAR	1.80	-	-	-
AGUA VERDE	1.00	6,182.44	22.04	6,160.40
CHACHAGUALA	6.80	9,630.77	115.77	9,515.00
EL NISPERO	22.50	24,772.60	1,326.97	23,445.64
PHP-NISPERO 2	6.00	7,348.93	22.10	7,326.83
CHURUNE (INVERSA)	7.00	15,376.01	256.73	15,119.28
CORRAL DE PIEDRA(ENERCO)	2.78	3,130.69	32.73	3,097.96
PENCALIGUE(HIDROCCI)	13.00	42,439.24	250.64	42,188.60
SAN ALEJO	2.20	3,713.99	135.72	3,578.27
CUYAGUAL	7.00	19,692.68	267.77	19,424.91
RÍO FRÍO	3.87	8,911.98	93.26	8,818.71
TOTAL	916.34	3,208,088.53	33,131.98	3,174,956.55

Tabla 24 - Generación de plantas hidroeléctricas 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

EÓLICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
CERRO DE HULA	126.00	378,524.63	1,170.03	377,354.60
PLANTA SAN MARCOS	63.80	187,837.60	327.02	187,510.58
CHINCHAYOTE	48.00	202,900.97	437.42	202,463.55
TOTAL	237.80	769,263.20	1,934.47	767,328.73

Tabla 25 - Generación de plantas eólicas 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

SOLAR				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
ENERBASA	25.00	35,094.11	278.98	34,815.12
MARCOVIA(ESCA)	35.00	76,463.72	501.71	75,962.01
COHESSA	50.00	109,002.94	547.74	108,455.20
SOPOSA	50.00	107,615.78	471.15	107,144.63
MECER	25.00	53,056.09	248.94	52,807.14
LLANOS DEL SUR	14.81	24,836.46	77.82	24,758.64
LOS POLLITOS	20.00	28,628.13	94.03	28,534.10
FOTERSA	20.00	42,647.22	188.69	42,458.54
CINCO ESTRELLAS	50.00	93,663.84	962.76	92,701.08
CHOLUTECA UNO	20.00	42,037.30	288.57	41,748.74
CHOLUTECA DOS	30.00	60,437.87	362.19	60,075.68
PRODERSSA(NAC 2)	50.00	87,801.95	429.83	87,372.12
PACIFIC (NAC 1)	49.50	97,703.65	691.43	97,012.23
HELIOS (GENERSA)	25.00	57,872.48	181.38	57,691.10
LAJAS	10.00	17,669.88	70.93	17,598.95
FRAY LAZARO	5.00	-	-	-
PRADOS-SUR	31.20	59,703.86	573.42	59,130.44
TOTAL	510.51	994,235.31	5,969.57	988,265.73

Tabla 26 - Generación de plantas solares 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

BIOMASA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
TRES VALLES	18.00	109,447.16	50,497.00	58,950.15
CAHSA	30.00	73,421.37	41,285.13	32,136.24
AZUNOSA	14.00	35,100.06	11,445.78	23,654.28
CHUMBAGUA	17.50	63,691.69	25,035.08	38,656.61
ECOPALSA	2.10	2,445.97	1,362.39	1,083.58
CELSUR BIOMASA	44.25	115,847.70	21,482.83	94,364.87
YODECO	0.30	-	-	-
ACEYDESA	5.50	13,411.81	12,941.45	470.36
MPP	18.00	873.85	701.68	172.17

BIOMASA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
CARACOL KNITS	18.10	80,461.99	75,195.13	5,266.86
PALMASA	1.80	-	-	-
BIOGAS Y ENERGIA SA	1.17	5,286.72	-	5,286.72
EXPORTADORA DEL ATLANTICO	2.60	-	-	-
GPP(HGPC)	43.00	297,891.43	37,650.35	260,241.08
LOS PINOS	3.50	-	-	-
TOTAL	219.82	797,879.74	277,596.83	520,282.91

Tabla 27 - Generación de plantas a base de biomasa 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

GEOTÉRMICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
GEOPLATANARES	50.00	318,264.60	63,743.67	254,520.93

Tabla 28 - Generación de plantas geotérmicas 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

CARBÓN				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
BECOSA	105.00	805,602.28	475,969.77	329,632.51

Tabla 29 - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

GENERACIÓN 2023				
DATO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	CONSUMO PROPIO (MWh)	GENERACIÓN NETA
TOTAL	3,061.11	11,606,118.85	1,147,941.44	10,458,177.41

Tabla 30 - Generación total 2023

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

BIBLIOGRAFÍA

- Centro Nacional de Despacho. (2023). *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. (16 de Abril de 2023). 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 compras de capacidad firme y energía*. 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. (Junio 2020). *Anexo II Gráficas MCTP*. EOR.
- Figueroa, G. c. (2017). *La Geotermia en Honduras*. Diagnóstico de clima de inversión. Freepik. (15 de Diciembre de 2020). *Freepik*. Obtenido de <https://www.freepik.es/fotos-vectores-gratis/flechas-3d>
- 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 2022-20226*. Tegucigalpa, M.D.C.
- Poder Lesgilativo . (2022). *LEY ESPECIAL PARA GARANTIZAR EL ERVICIO 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. (2019). *Estadísticas del Subsector Eléctrico Hondureño*. Tegucigalpa.



HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA



Energía
Gobierno de la República



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA