# IEASEN 2022

## Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y MERCADOS

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# 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

**LIC. ANDREA RODAS**

Economista

**ING. LILIAN GEORGE**

Analista de mercados eléctricos

**ING. DANIEL ESCOTO**

Analista de mercados eléctricos

**ING. DELVIN LEMUS**

Analista de mercados eléctricos

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

## SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

**Dirección General de Electricidad y Mercados**

Unidad de Análisis de Mercados Eléctricos

El Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2022 mostrará 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 Republica de Honduras. La opinión de los actores, así como sus nombres y demás ha sido plasmada bajo el consentimiento de cada uno de los participantes.
La autorización para reproducir total o parcialmente esta publicación debe solicitarse a la SEN. Otras instituciones del Estado de la República de Honduras pueden hacer uso de esta publicación sin solicitud previa; sin embargo, deben citar la fuente e informar a la SEN sobre el uso de esta publicación.

**Dirección técnica y asesoramiento:** Dr. Ing. Miguel Ángel Figueroa, MSc. Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro.
**Diseño Gráfico:** Lic. Jonathan Mendoza
**Tratamiento de la información:** Ing. Delvin Bautista, MSc. Ing. Jair Nazar.
**Redacción del informe:** MSc. Ing. Jair Nazar, Ing. Delvin Bautista.

**Palabras Clave:** Estadísticas, Curvas de Generación, Contexto 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) 2022. Todos los derechos reservados.

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# 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 2022 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. El 2022 se convierte en un año que evidencia la recuperación económica luego de los efectos ocasionados por la emergencia sanitaria del COVID-19, y por las tormentas tropicales Eta e Iota. 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 con respecto a lo observado durante el 2020 y, en algunos casos, incluso superando los consumos registrados en el 2019.

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, y en esta edición se incluyó un capítulo comparativo para el periodo comprendido entre 2019 y 2022, con el fin de hacer notar los cambios de la generación y demanda eléctrica que se dieron debido a la pandemia del Covid-19 y luego la recuperación después de la crisis. 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 2022).

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

# TABLA DE CONTENIDO

**TABLA DE CONTENIDO** ..... **viii**
ÍNDICE DE TABLAS ..... xi
ÍNDICE DE GRÁFICAS ..... xi
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES ..... xiii

**GLOSARIO DE TÉRMINOS** ..... **xiv**
SIGLAS ..... xiv
UNIDADES DE MEDIDA ..... xiv

**RESUMEN EJECUTIVO** ..... **xv**
CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN ..... xv
CLIENTES DEL SERVICIO ..... xvi
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2022) ..... xvi
TARIFAS ELÉCTRICAS ..... xvi
ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA ..... xvii
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS ..... xvii
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER) ..... xvii
SISTEMAS AISLADOS ..... xvii
SUBSECTOR ELÉCTRICO -COVID-19 ..... xvii

**ABSTRACT** ..... **xviii**
**PRESENTACIÓN** ..... xix
**CAPÍTULO 1 - SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO** ..... **1**
1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO ..... 4
1.2 ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO ..... 6
1.3 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS ..... 9

**CAPÍTULO 2 - SISTEMA DE GENERACIÓN** ..... **11**
2.1 POTENCIA INSTALADA ..... 12
2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR CAPITAL DE ORIGEN ..... 14
2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA ..... 15
2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA ..... 17
2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA ..... 18
2.2.2 CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA ..... 19
2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES ..... 20
2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ..... 22
2.3 CURVAS DE GENERACÍON DIARIAS ..... 25
2.3.1 CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL) ..... 29
2.4 ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA ..... 33
2.4.1 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE CONTRATOS ..... 33
2.5 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL ..... 34

**CAPÍTULO 3 - ANÁLISIS GEOGRÁFICO** ..... **37**
3.1 MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TÉCNOLOGÍA ..... 38
3.2 MAPAS DEL POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE ..... 38
3.3 POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE ..... 46

**CAPÍTULO 4 - SISTEMA INTRCONECTADO NACIONAL** ..... **49**
4.1 NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN ..... 50

**CAPÍTULO 5 - DEMANDA ELÉCTRICA** ..... **53**
5.1 DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA ..... 54
5.2 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA ..... 56
5.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2022 ..... 56
5.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS ..... 57
5.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS ..... 58

**CAPÍTULO 6 – PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA** ..... **61**
6.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA ..... 62
6.2 PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS ..... 63
6.3 PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES ..... 63
6.4 PRECIOS DE LA PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL ..... 66
6.5 COSTOS MARGINALES DEL SIN ..... 67
6.5.1 COSTO MARGINAL PROMEDIO DIARIO ..... 68
6.5.2 COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL ..... 71

**CAPÍTULO 7 – CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO** ..... **73**
7.1 NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO ..... 74
7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO ..... 74
7.3 VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS ..... 75
7.4 CONSUMO PER CÁPITA ..... 77

**CAPÍTULO 8 – COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD** ..... **79**
8.1 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE) ..... 80
8.2 HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA ..... 80
8.3 ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE) ..... 82
8.4 MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD ..... 83

**CAPÍTULO 9 – TARIFAS ELÉCTRICAS** ..... **85**
9.1 PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2022 ..... 86
9.2 HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA ..... 88
9.3 COSTOS BASES DE GENERACIÓN ..... 89

**CAPÍTULO 10 – ENERGÍA NO SUMINISTRADA** ..... **95**
10.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2022 ..... 96
10.2 CÁCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS ..... 97
10.3 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS ..... 99
10.4 CONFIABILIDAD EN EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ..... 102

**CAPÍTULO 11 – LINTERCONEXIONES** ..... **105**
11.1 HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER ..... 106
11.2 SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC) ..... 107
11.3 LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ..... 108
11.4 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL ..... 109
11.5 INYECCIONES, RETIROS Y PRECIOS DE ENERGÍA EN EL DEL MER ..... 110

**CAPÍTULO 12 – GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS** ..... **113**
12.1 ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO ..... 114
12.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO ..... 114
12.1.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ..... 115
12.2 DATOS POR SECTOR DE CONSUMO -RECO ..... 116
12.3 ÚTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO ..... 117
12.3.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO ..... 117
12.3.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ..... 118
12.4 DATOS POR SECTOR DE CONSUMO -UPCO ..... 118
12.5 BONACCO ELECTRIC COMPANY – BELCO ..... 118
12.5.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE BELCO ..... 118
12.5.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ..... 119
12.5.3 DATOS POR SECTOR DE CONSUMO -BELCO ..... 120
12.6 INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM) ..... 120
12.6.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM ..... 120
12.6.2 USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM ..... 121

12.6.3 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM....122
12.7 Compañía de Energía Gas y Agua, Sociedad Anónima (CEGASA)....122
12.7.1 POTENCIA, ENERGÍA GENERADA, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y DEMANDA MÁXIMA....122
12.7.2 CLIENTES....123
12.7.3 COBERTURA ELÉCTRICA Y PLANES DE EXPANSIÓN....123

**CAPÍTULO 13 – PROYECTOS DESCONECTADOS DE LA RED DEL SIN....125**
13.1 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN Y ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA....126
13.1.1 ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)....126
13.1.2 PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS)....126
13.1.3 PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)....126
13.1.4 SECRETARÍA DE AGRICULTURA Y GANADERÍA (SAG)....127
13.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA....127

**CAPÍTULO 14 – SUBSECTOR ELÉCTRICO DESPUÉS DE LA CRISIS DE LA COVID-19....129**
14.1 DEMANADA ELÉCTRICA – COVID -19....130
14.2 ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO – COVID-19....132
14.3 COMPARACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA....133

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES....135**
**CONCLUSIONES....136**
POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN....136
DEMANDA ELÉCTRICA....136
PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA....136
SECTORES DE CONSUMO....137
COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)....137
TARIFAS ELÉCTRICAS....137
ENERGÍA NO SUMINISTRADA....137
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS....138
IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER....138
SISTEMAS AISLADOS....138
SUBSECTOR ELÉCTRICO -COVID-19....138

**RECOMENDACIONES FINALES....139**
**ANEXOS....141**
PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2022....142

**BIBLIOGRAFÍA....147**

## ÍNDICE DE TABLAS

**Tabla 1** – Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2022....12
**Tabla 2** - Generación de energía eléctrica [GWh] 2022....17
**Tabla 3** - Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2022....35
**Tabla 4** - Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional....51
**Tabla 5** - Histórico de demanda de energía eléctrica anual....54
**Tabla 6** - Intervalos de duración de carga....56
**Tabla 7** - Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh]....66
**Tabla 8** - Clientes por sector de consumo 2022....74
**Tabla 9** - Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2022....74
**Tabla 10** – Estadísticas históricas de consumo per cápita....77
**Tabla 11** – Tarifas trimestres del 2022 [L/kWh]....87
**Tabla 12** - Histórico de pérdidas eléctricas (2015-2022)....100
**Tabla 13** - Capacidad de interconexión en el SIEPAC de Honduras....108
**Tabla 14** -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)...108
**Tabla 15** - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte)...109
**Tabla 16** - Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh]....112
**Tabla 17** - Precios promedio ex - ante 2022 del MER [USD/MWh]....112
**Tabla 18** - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2022 [USD/MWh]....112
**Tabla 19** - Potencia instalada [MW] de RECO....114
**Tabla 20** - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW]....117
**Tabla 21** - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2022....142
**Tabla 22** - Generación de plantas hidroeléctricas 2022....143
**Tabla 23** - Generación de plantas eólicas 2022....144
**Tabla 24** - Generación de plantas solares 2022....145
**Tabla 25** - Generación de plantas a base de biomasa 2022....145
**Tabla 26** - Generación de plantas geotérmicas 2022....146
**Tabla 27** - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2022....146
**Tabla 28** - Generación total 2022....146

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

**Gráfica 1** – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente....13
**Gráfica 2** - Potencia instalada por capital de origen....14
**Gráfica 3** - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2022....15
**Gráfica 4** - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2022....16
**Gráfica 5** -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2022....17
**Gráfica 6** - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)....18
**Gráfica 7** - Energía generada por capital de origen 2022....19
**Gráfica 8** - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2022 [GWh]....20
**Gráfica 9** - Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2022....22
**Gráfica 10** - Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2022....23
**Gráfica 11** – Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras - Energía genera 2008-2022....24
**Gráfica 12** - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología....24
**Gráfica 13** - Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.], Base P.U.= 235 MW. ....25
**Gráfica 14** - Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.], Base P.U.= 509.51 MW....26
**Gráfica 15** – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.]....26
**Gráfica 16** - Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]....27
**Gráfica 17** - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]....27
**Gráfica 18** - Curva típica de generación típica de La Vegona [p. u.]....28
**Gráfica 19** - Curva de generación diaria para plantas de biomasa instaladas en Honduras [p. u.]....28
**Gráfica 20** - Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]....29
**Gráfica 21** - Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]....30
**Gráfica 22** -Curva de generación anual para plantas solares [GWh]....30

**Gráfica 23** - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh]....31
**Gráfica 24** - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]....31
**Gráfica 25** - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]....32
**Gráfica 26** - Curva de generación anual de una planta geotérmica en Honduras [GWh]....32
**Gráfica 27** - Energía total generada mensual en el año 2022 en Honduras [GWh]....33
**Gráfica 28** – Energía mensual comprada por ENEE distribución 2022 [GWh]....34
**Gráfica 29** - Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2022....35
**Gráfica 30** – Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2022 [MWh]....36
**Gráfica 31** - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2022....40
**Gráfica 32** - Número de centrales eólicas por departamento 2022....42
**Gráfica 33** - Número de centrales solares por departamento 2022....44
**Gráfica 34** - Número de centrales de biomasa por departamento 2022....45
**Gráfica 35** - Número de centrales fósiles por departamento....47
**Gráfica 36** - Demanda eléctrica diaria promedio 2022 en Honduras [MW]....54
**Gráfica 37** - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2022 en Honduras....55
**Gráfica 38** - Curva de máxima duración de carga 2022 [MW]....56
**Gráfica 39** - Demanda máxima mensual en Honduras 2022 [MW]....57
**Gráfica 40** - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2022....57
**Gráfica 41** -Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2022....58
**Gráfica 42** - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2022-2035....58
**Gráfica 43** - Variación porcentual anual de la proyección de demanda de energía en Honduras....59
**Gráfica 44** - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]....62
**Gráfica 45** - Precios fijos y variables por tecnología [USD/kWh]....62
**Gráfica 46** - Precio monómico mensual por tecnología 2022....63
**Gráfica 47** - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]....64
**Gráfica 48** - Precios históricos promedio del galón de búnker [USD/GAL]....65
**Gráfica 49** - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]....65
**Gráfica 50** - Precios promedio de las plantas del Mercado de Oportunidad Nacional [USD/MWh]....66
**Gráfica 51** - Costo marginal promedio por hora 2022 [USD/MWh]....68
**Gráfica 52** - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal vrs Demanda....69
**Gráfica 53** - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh]....70
**Gráfica 54** - Costo marginal máximo mensual del nodo Santa Fe 138 kV [USD/MWh]....70
**Gráfica 55** - Costo marginal mensual promedio 2022[USD/MWh]....71
**Gráfica 56** - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía....71
**Gráfica 57** - Comparación entre los nodos con los costos marginales promedio más altos [USD/MWh]....72
**Gráfica 58** – Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2022....75
**Gráfica 59** - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial....76
**Gráfica 60** - Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial....76
**Gráfica 61** - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/hab día]....77
**Gráfica 62** - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2021....80
**Gráfica 63** - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2021....81
**Gráfica 64** - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2021....82
**Gráfica 65** - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2022....86
**Gráfica 66** – Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2022....87
**Gráfica 67** - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2022....88
**Gráfica 68** - Histórico de precios de la energía eléctrica....89
**Gráfica 69** - Costos bases de Generación por trimestre del 2022....91
**Gráfica 70** - Costos bases de Generación por tipo de mercado por trimestre del 2022....92
**Gráfica 71** - Contribución por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos....92

**Gráfica 72** - Costo base de generación ajustado para cada trimestre de 2022 y el primer trimestre de 2023....94
**Gráfica 73** – Energía mensual no suministrada en Honduras [MWh] 2022....97
**Gráfica 74** - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2022....100
**Gráfica 75** - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas....102
**Gráfica 76** – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica....102
**Gráfica 77** - Energía mensual exportada e importada por Honduras en 2022 [MWh]....106
**Gráfica 78** - Histórico de compras y ventas en el de energía eléctrica en el MER [GWh]....107
**Gráfica 79** - Cantidad de agentes del Mercador Eléctrico Regional por país del MER....109
**Gráfica 80** - Inyecciones y retiros totales en el MER 2022 [MWh]....110
**Gráfica 81** - Histórico de generación de RECO 2015-2022[GWh]....114
**Gráfica 82** - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal]....115
**Gráfica 83** - Número de clientes por sector de consumo RECO....116
**Gráfica 84** - Energía por sector de consumo RECO [GWh]....116
**Gráfica 85** - Histórico de generación de UPCO [GWh]....117
**Gráfica 86** - Consumo de diésel UPCO [kGal]....118
**Gráfica 87** - Histórico de generación de BELCO [GWh]....119
**Gráfica 88** - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal]....119
**Gráfica 89** - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]....120
**Gráfica 90** - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh]....121
**Gráfica 91** - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022....121
**Gráfica 92** – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2022....122
**Gráfica 93** - Número de clientes por consumo CEGASA....123
**Gráfica 94** – Número de proyectos desconectados de la red....127
**Gráfica 95** – Potencia instalada por regiones de Honduras para generación distribuida [MW]....128
**Gráfica 96** - Comparación de demanda promedio 2019, 2020, 2021, 2022 [MW]....130
**Gráfica 97** - Comparación de curvas de duración de carga 2019, 2020, 2021 y 2022 [MW]....131
**Gráfica 98** - Comparación de demanda máxima mensual 2019, 2020, 2021, 2022 [MW]....132
**Gráfica 99** - Comparación de energía facturada por sector de consumo 2019, 2020, 2021, 2022....132

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

**Ilustración 1** - Matriz de generación de electricidad 2022....xv
**Ilustración 2** - Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras....2
**Ilustración 3** - Organización del subsector energético de Honduras....8
**Ilustración 4** - Estructura del Mercado Eléctrico de Honduras....9
**Ilustración 5** - Potencia eléctrica instalada 2022....13
**Ilustración 6** - Mapa de potencia instalada georreferenciado....38
**Ilustración 7** - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable....39
**Ilustración 8** - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas....40
**Ilustración 9** - Mapa de potencial eólico de Honduras....41
**Ilustración 10** - Mapa georreferenciado de centrales eólicas....42
**Ilustración 11** - Mapa de potencial solar de Honduras....43
**Ilustración 12** - Mapa georreferenciado de centrales solares....44
**Ilustración 13** - Mapa georreferenciado de centrales de biomasa....45
**Ilustración 14** - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas....46
**Ilustración 15** - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles....47
**Ilustración 16** - Sistema Interconectado Nacional (SIN)....50
**Ilustración 17** - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2018....81
**Ilustración 18** - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2021....83
**Ilustración 19** - Histórico de energía no suministrada 2011-2022 [MWh]....96
**Ilustración 20** - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas....98
**Ilustración 21** - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC....108
**Ilustración 22** - Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2022....111
**Ilustración 23** - Retiros de energía por país del MER 2022 [MWh]....111

# 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:** Liquified Petroleum Gas (Gas Licuado de Petróleo)
**MER:** Mercado Eléctrico Regional
**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional
**MON:** Mercado Oportunidad Nacional
**CND:** Centro Nacional de Despacho
**PIR:** Proyecto de Infraestructura Rural
**PRONADERS:** Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible
**RECO:** Roatán Electric Company
**SEN:** Secretaría de Energía
**SIEPAC:** Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
**SIN:** Sistema Interconectado Nacional
**UPCO:** 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 2022, el cual es una representación 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 2022 fue de **3,061.01 MW**, distribuida en aproximadamente **107 centrales** generadoras, donde **1,139.95 MW (37.24 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,921.06 MW (62.74%)** corresponden a generación renovable.

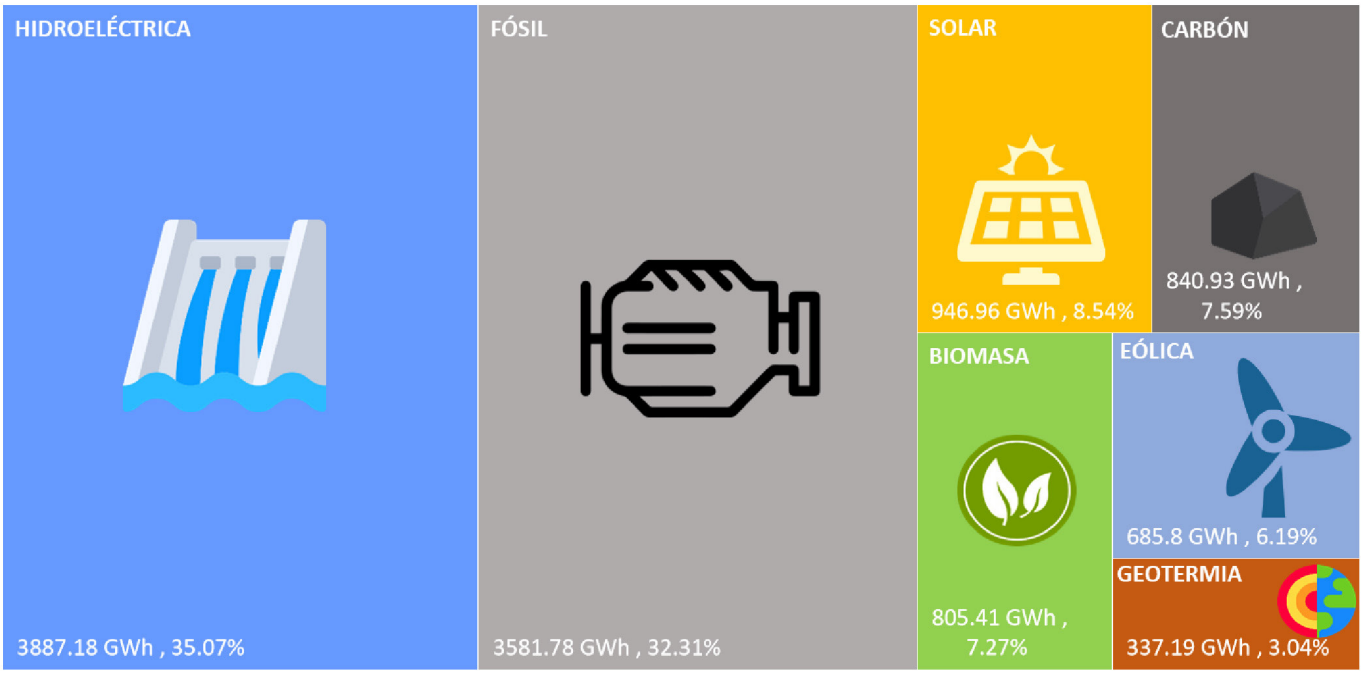



**Ilustración 1 – Matriz de generación de electricidad 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

En cuanto a la matriz de generación del país, es relativamente diversificada, donde la generación hidroeléctrica en 2022 tiene el mayor porcentaje de participación con un 35.07% (3,887.18 GWh) seguidos por la generación térmica a base de combustibles fósiles con un 32.31% (3,581.78 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.54% (946.96 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 7.59 % (840.93 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 7.27% (805.41 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 6.19% (685.8 GWh) y 3.04% (337.19 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 $CO_2$ 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, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2022 el precio monómico o unitario de generación más bajo fue de 0.1223 USD/kWh para la tecnología renovable base de geotermia y el más alto fue de 0.1719 USD/kWh para la tecnología térmica, esto como consecuencia de la guerra entre Rusia y Ucrania, por otro lado, dentro de las fuentes renovables la tecnología eólica fue la más cara en 2022 con un precio monómico ponderado anual de 0.1532 USD/kWh. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 3,345.44 GWh a un precio antes mencionado, seguidos de 1,051.33 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.1324 USD/kWh.

## CLIENTES DEL SERVICIO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.44 % del total de abonados los cuales consumieron 2,775.17 GWh lo que representa un 44.14 % del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,686.68 GWh correspondiente a un 26.83% del consumo total y el sector industrial consumió 1,508.64 GWh equivalentes a un 23.99%.

A nivel residencial los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 61.93% del total de clientes, los clientes que están en un consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 14.97%, en conjunto representa el 76.9% (1,385,453 clientes) de todos los abonados residenciales, por otra parte, solamente un 2.6% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh en 2022, ese porcentaje represento a diciembre de 2022 en 46,808 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 21.79% 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) a diciembre de 2022 es de 85.63%, en el sector urbano ICE es de 94.46% y en el rural de 74.39%. Los departamentos con menor ICE son Gracias a Dios (12.64%), Intibucá (66.25%) y Lempira (70.90%). 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) a diciembre de 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 98.50%, 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 2022 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (5.04 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (6.5583 L/kWh), servicio general en baja tensión (6.5495 L/kWh), servicio en media tensión (4.4705 L/kWh) y servicio en alta tensión (4.2338 L/kWh).

## ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA

En el año 2022 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/ manuales ascendiendo a un valor de 25,097.6 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2022 fue el mes de mayo en donde las aperturas automáticas/ manuales representaron un 29.53%, el mantenimiento un 21.32%, por fallas un 31.84% y un 17.31% producto de reducción de carga.

Finalmente, el total de energía eléctrica no suministrada del año 2022 fue de 62,484.77 MWh, de este total un 28.34 % se debe a cortes por mantenimiento,26.06% a fallas, 5.43% a reducción de carga y 40.17% 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 2022 las perdidas en el sistema fueron de 30.54%, y el año se cerró con un 33.76% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución, estos valores incluyen perdidas 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 2022 Honduras compró 195.2 GWh lo que representó una disminución del 4.5% en la compra de energía con respecto al 2021.

## 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 49.80 MW, UPCO - Útila Power Company en la Isla de Útila con 4.90 MW, BELCO - Bonacco Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35 MW sumando estas tres un total de 57.05 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.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2022 fue de 113.098 GWh. UPCO generó un total de 7.84 GWh, BELCO 5.87 GWh e INELEM 1.031 GWh.

## SUBSECTOR ELÉCTRICO - COVID-19

Tomando en consideración los sectores residenciales, comercial. Industrial, gobierno y municipal, el consumo en conjunto de estos sectores disminuyo en 2020 alrededor de un 6.61%, en 2021 hubo una recuperación (crecimiento) del 11.68% respecto de 2020, sin embargo, en 2022 se presentó una leve disminución de 1.7% respecto de 2021.

Por otro lado, la demanda del sector residencial en 2022 fue mayor en comparación con los años 2019, 2020 y 2021 siendo asi mismo en el sector industrial. Sin embargo, en el sector comercial en 2022 se presenta un consumo menor que los valores históricos presentados en 2019.

# ABSTRACT

This document constitutes an annual publication prepared by the General Directorate of Electricity and Markets, of the Ministry of Energy of the Republic of Honduras. The main objective of the document is to integrate and consolidate all sources of information that describe the country's electric subsector. It contains the main statistical data of the service chain of the electric industry in Honduras until December 2022, and represents a consolidated document that fully describes the behavior of the national electricity subsector during 2022.

The report is divided into 14 chapters. The first chapter chronologically recounts the most relevant events in the Honduran electric industry, describing the institutional and regulatory framework, detailing the most important aspects of the organization of the Honduran electric subsector.

The second chapter presents all the relevant information on the generation systems, installed power, generation matrix, generation curves, and electrical energy purchased from private generators by the ENEE. Then, in the third chapter, georeferenced maps of the generation plants are shown for each of the technologies, as well as the generation potential of renewable sources.

Chapter 4 shows the monomic or unit prices, variable and fixed charges for the generation of electricity for each type of technology in Honduras. Subsequently, in chapter 6, an analysis of the electricity demand is carried out, accompanied by historical data and projections for the next decade.

The number of clients by consumption sector, billing by consumption sector and sale of electricity by regions of the country is discussed in chapter 7, then data on electricity coverage and access to electricity are presented in chapter 8. Electricity rates issued by the Electric Energy Regulatory Commission (CREE) are found in chapter 9. Statistical data related to the energy not supplied to the system and the historical behavior of electrical losses are presented below in chapter 10.

Chapter 11 presents the information referring to the Regional Electricity Market (MER), where historical data of regional transactions is presented. Chapter 12 presents isolated generation systems not connected to the electrical grid and additionally, chapter 13 addresses electrical coverage projects not connected to the distribution network.

In chapter 14, a comparison is made of the most representative data of the electric subsector between 2019, 2020, 2021 and 2022, emphasizing changes in the demand for electricity due to the COVID-19 pandemic and its recovery in subsequent years. years, finalizing the document with the conclusions and recommendations. All this information was obtained thanks to the collaboration of governmental and non-governmental institutions, mainly the National Electric Power Company (ENEE) (Generation Contracts Sub-management, Commercial Management Sub-management of the ENEE Generation Company, Commercial Planning and Management Sub-management of the ENEE Distribution), the National Dispatch Center (CND), and the CREE Electric Energy Regulatory Commission, and private distribution companies for the isolated systems of Islas de Bahía and La 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 2022, y representa un documento consolidado que describe a su cabalidad el comportamiento del subsector eléctrico nacional durante 2022.

El informe se divide en 14 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 los precios monómicos o unitarios, cargos variables y fijos de la generación de energía eléctrica por cada tipo de tecnología en Honduras. Posteriormente se realiza en el capítulo 6 un análisis de la demanda eléctrica acompañado de datos históricos y proyecciones para la siguiente década.

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, luego se presentan datos de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad en el capítulo 8. Las tarifas eléctricas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) se encuentran en el capítulo 9. Seguidamente se presentan datos estadísticos relacionados con la energía no suministrada al sistema y el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas en el capítulo 10.

En el capítulo 11 se presenta la información referente al Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se presentan datos de los históricos de las transacciones regionales. En el capítulo 12 se presentan los sistemas de generación aislados no conectados a la red eléctrica y adicionalmente en el capítulo 13 se abordan los proyectos de cobertura eléctrica no conectados a la red de distribución.

En el capítulo 14 se hace una comparación de los datos más representativos del subsector eléctrico entre el 2019, 2020, 2021 y 2022 haciendo énfasis en los cambios en la demanda de energía eléctrica debido a la pandemia del COVID-19 y su recuperación en los posteriores años, finalizando el documento con las conclusiones y recomendaciones. Toda esta información 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 Gestión Comercial Empresa de Generación ENEE, Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial Empresa 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

# IEASEN 2022

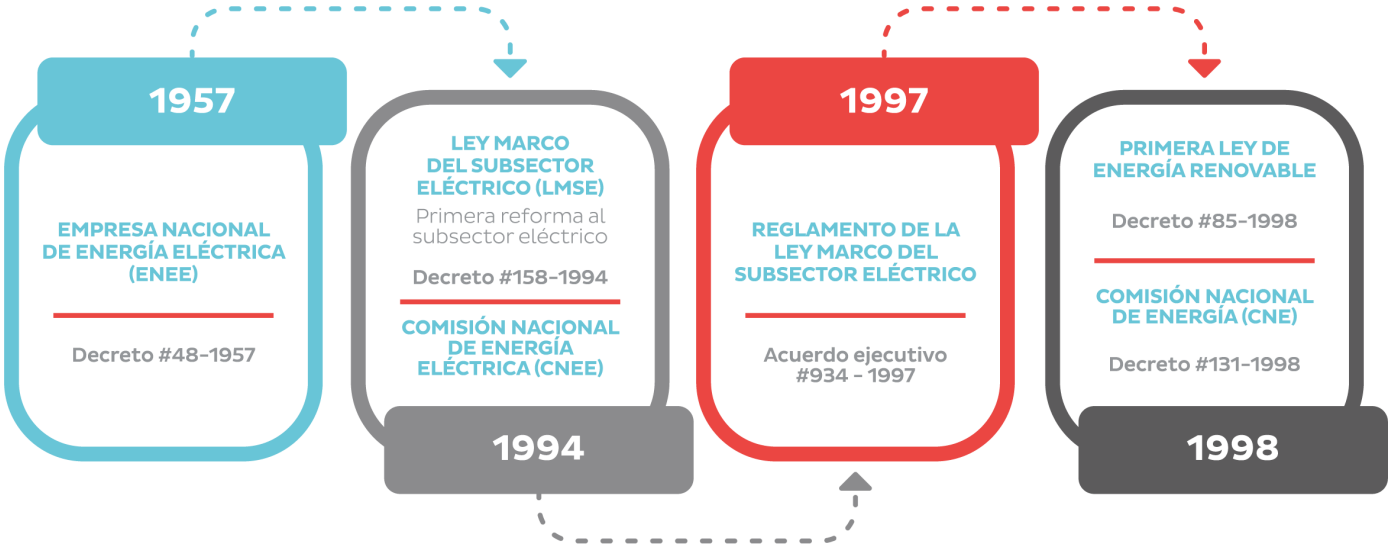
Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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[1].

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)

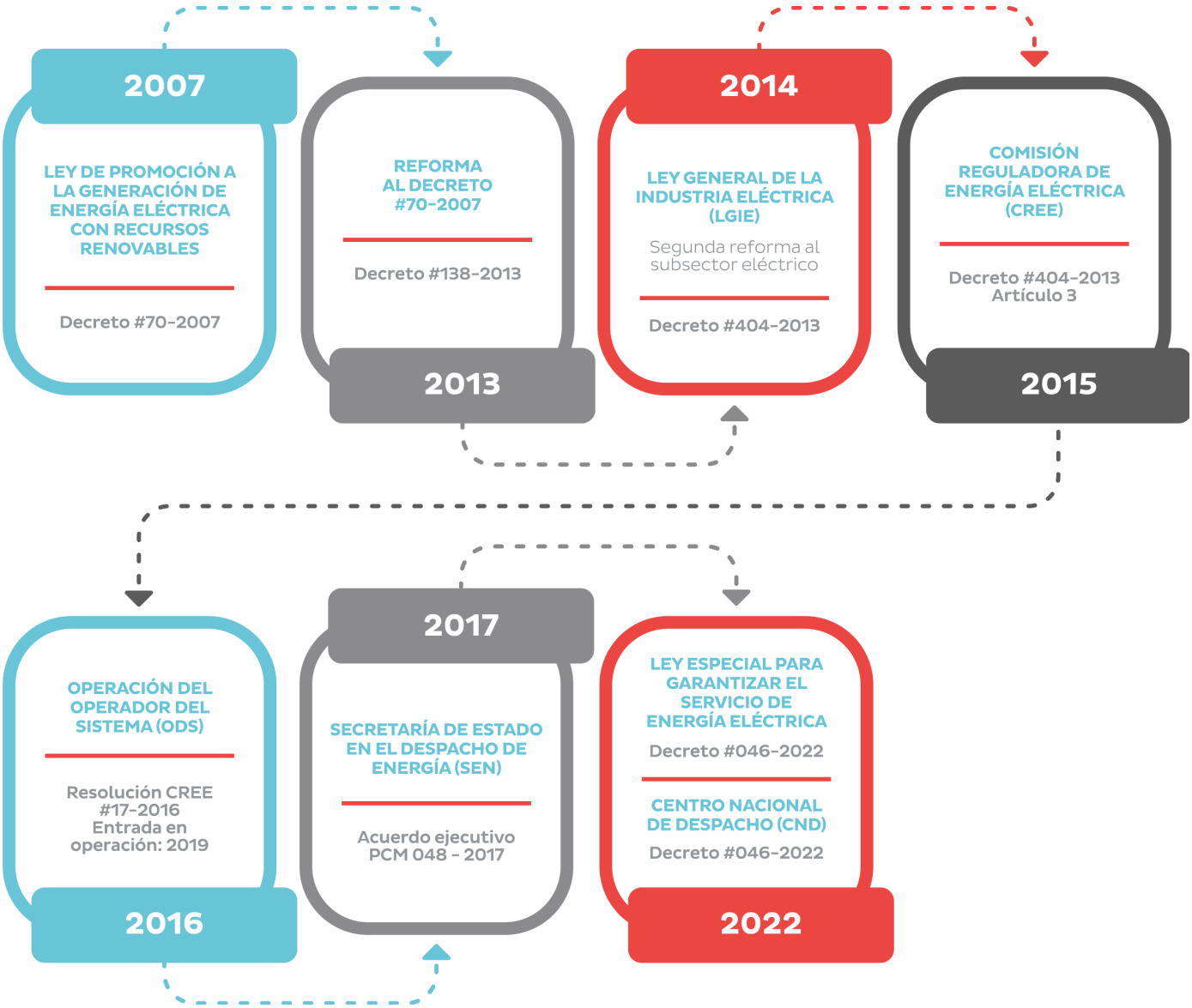



**Ilustración 2 - Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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 LMSE[3]

[2] (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)
[3] (Legislativo, Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94, 1994)

promovía gradualmente la participación privada tanto en la producción como en la distribución de electricidad, la ENEE continuó manteniendo su estado de soberanía en los servicios de electricidad, operación del sistema y mercado de electricidad a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

## 1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO

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

De acuerdo con las disposiciones de la LGIE, se liberaliza la generación de electricidad, mientras que las actividades 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 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, comercializadoras y al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.

[4] (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)
[5] (Eléctrica C. R., Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 2015)

3. La utilización de orden de mérito para el despacho al mínimo costo de las plantas generadoras en función de sus costos variables declarados, tomando en cuenta las limitaciones de la red y la seguridad operativa del sistema eléctrico.

4. La autorización a usuarios de la distribuidora para convertirse en agentes de mercado como consumidores calificados, el cual está definido como aquel cuya demanda exceda el valor determinado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

5. Un mecanismo para asegurar la producción de electricidad a través de obligación a los agentes de compradores de cubrir su demanda máxima con contratos de potencia firme.

6. El uso de licitaciones públicas internacionales para cubrir la demanda de la distribuidora con contratos de potencia firme y energía eléctrica, incluyendo un porcentaje mínimo de energía eléctrica de generadores basados en tecnologías renovables establecido por la Secretaría de Energía (SEN) y en función del plan indicativo de expansión de la generación.

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.

En la actualidad (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 Lesgilativo , 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 clausulas 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, Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) 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. Y como una disposición final, la reforma establece el proceso (debida diligencia) de separación de actividades de la ENEE, tanto técnica, administrativa y financiera de la actividad de generación, transmisión, Centro Nacional de Despacho (operación del sistema) 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 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.

El mercado mayorista de electricidad, que consiste en 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 del mercado según los costos marginales basados en el despacho económico realizado por el Centro Nacional de Despacho (CND).

El CND 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.

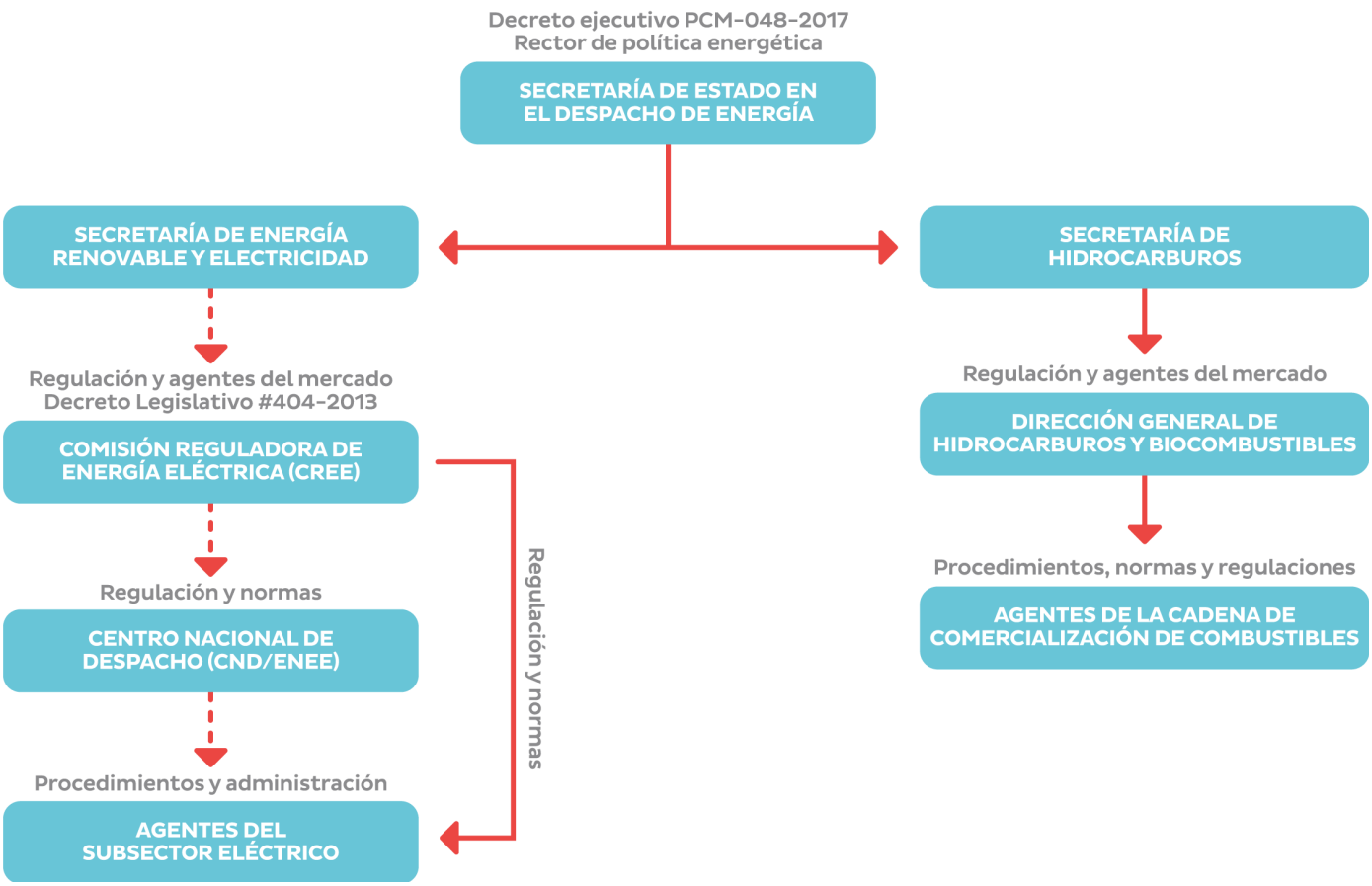



**Ilustración 3 - Organización del subsector eléctrico de Honduras**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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

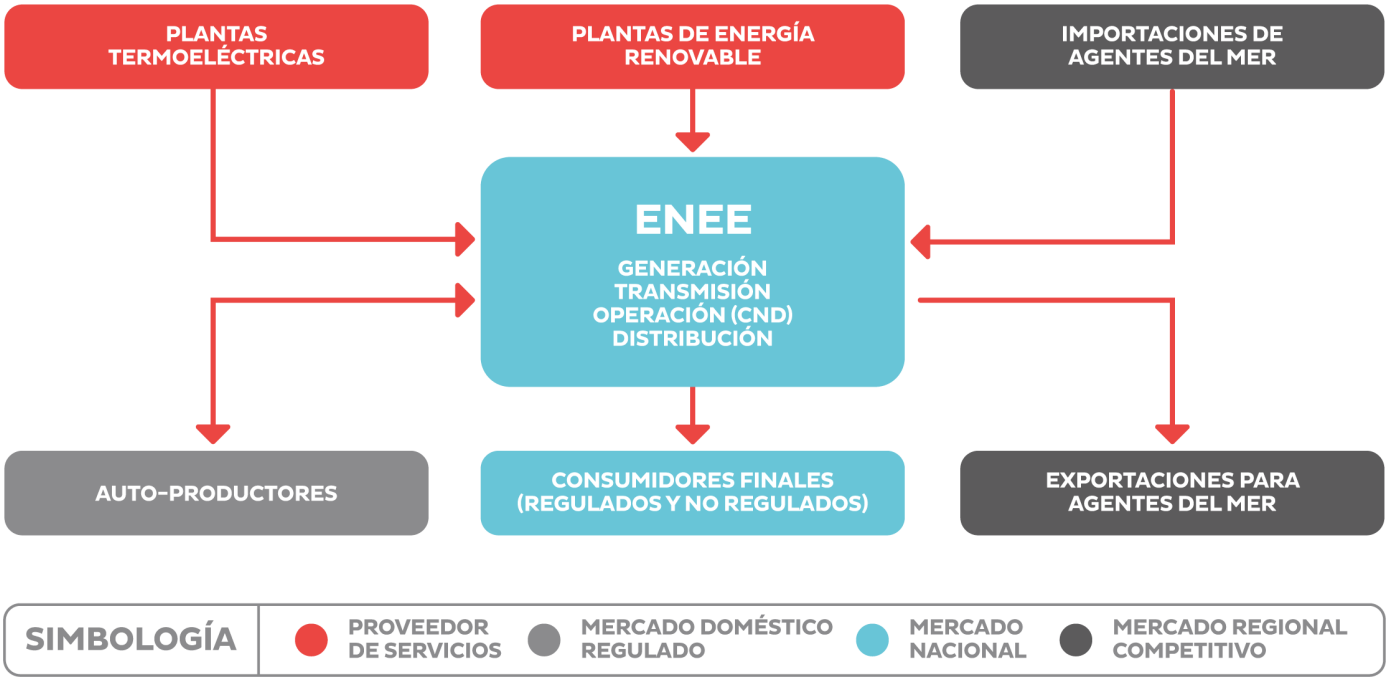



**Ilustración 4 – Estructura del mercado eléctrico de Honduras**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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 embalase (Cajón, Patuca III y Cañaveral) así como también Rio Lindo.

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

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CAPÍTULO 2 | Sistema de generación

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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 2022 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

## 2.1 POTENCIA INSTALADA

| TIPOS DE GENERACIÓN | MW | PORCENTAJE | No. DE PLANTAS |
|---|---|---|---|
| FÓSIL | 1,035.0 | 33.81% | 19 |
| HIDROELÉCTRICA | 914.8 | 29.89% | 51 |
| SOLAR | 509.5 | 16.65% | 17 |
| EÓLICAS | 237.8 | 7.77% | 3 |
| BIOMASA | 219.9 | 7.18% | 15 |
| CARBÓN | 105.0 | 3.43% | 1 |
| GEOTÉRMICA | 39.0 | 1.27% | 1 |
| **TOTAL** | **3061.01** | **100.00%** | **107** |

**Tabla 1 - Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2022**
*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 33.81% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 29.89% 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.

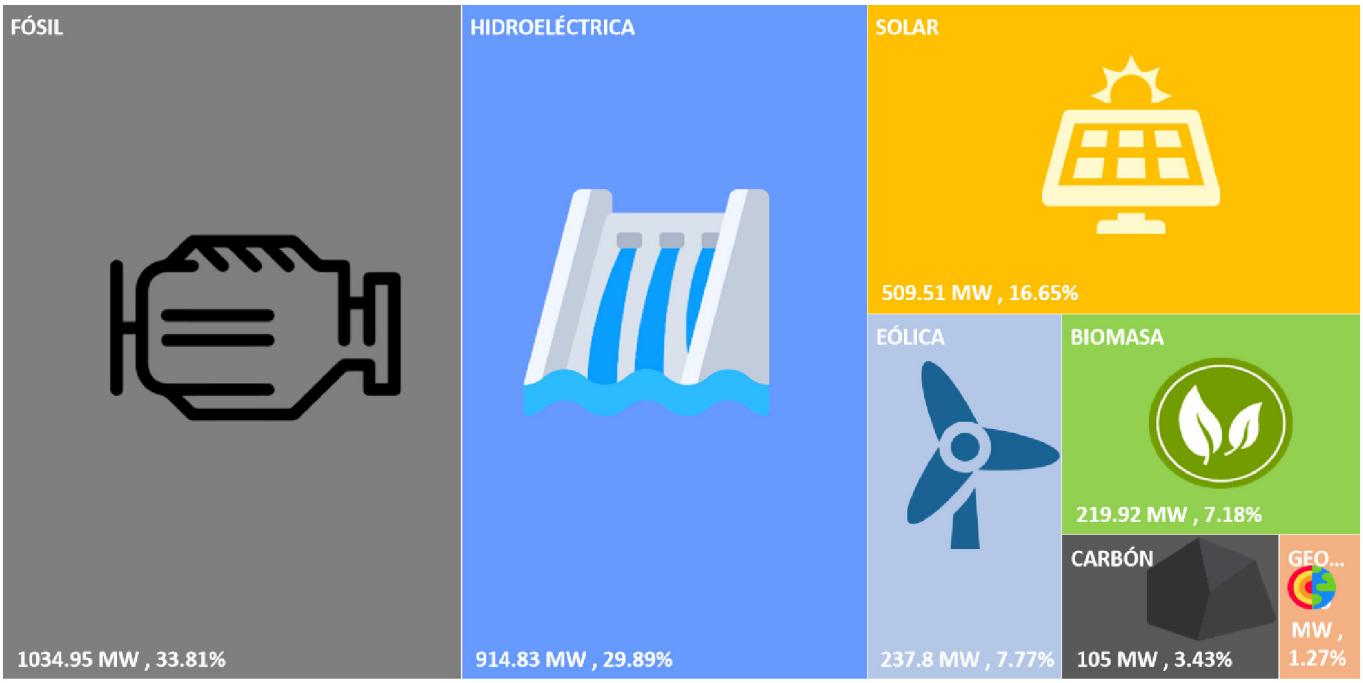
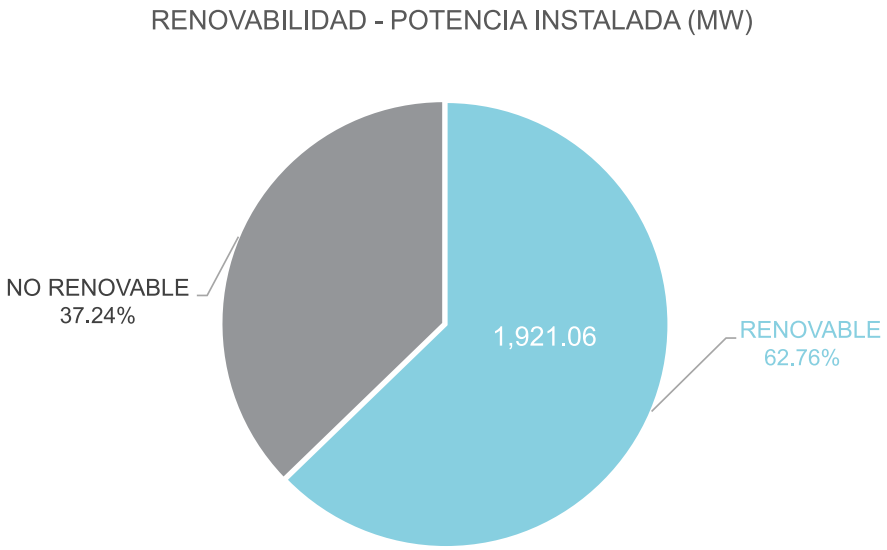



**Ilustración 5 – Potencia eléctrica instalada 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

Del total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica para el año 2022, el 62.76% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía a base de recursos renovables (agua, sol, viento, geotermia, biomasa); y el resto (37.24%) con fuentes de energía no renovable como los combustibles de origen fósil: búnker, diésel y carbón.



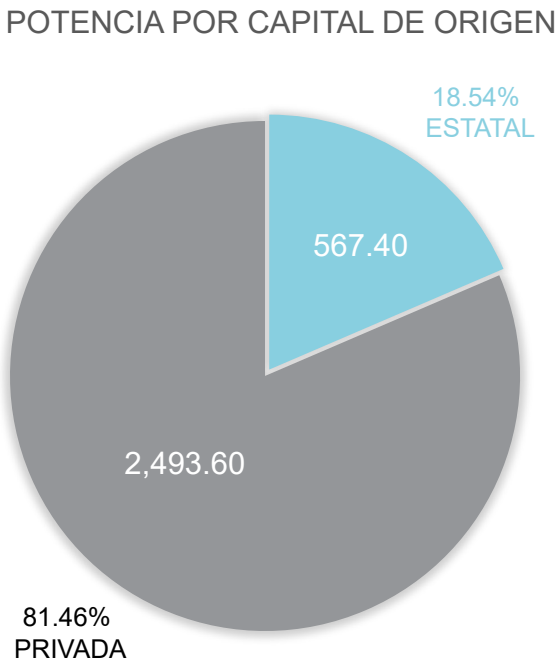

**Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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:

Diversificar las fuentes de generación de energía. Se debe alcanzar un 60% de participación estatal en la generación, a fin de garantizar continuidad en el suministro y estabilidad en las tarifas y paralelamente se 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 18.54% de la capacidad instalada en el país, y el otro 81.46% representa a empresas eléctricas generadoras de capital privado.



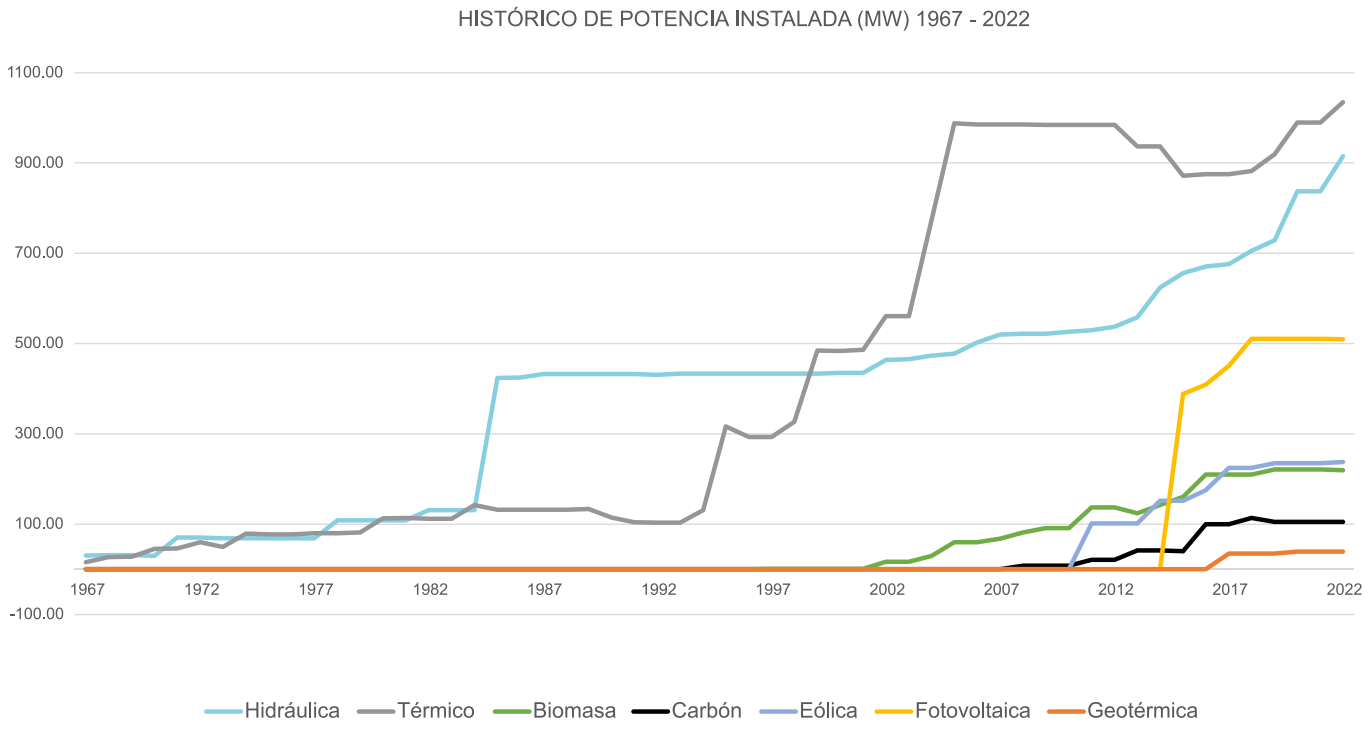

**Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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

## 2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA

En Tegucigalpa, el servicio 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 sector 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.

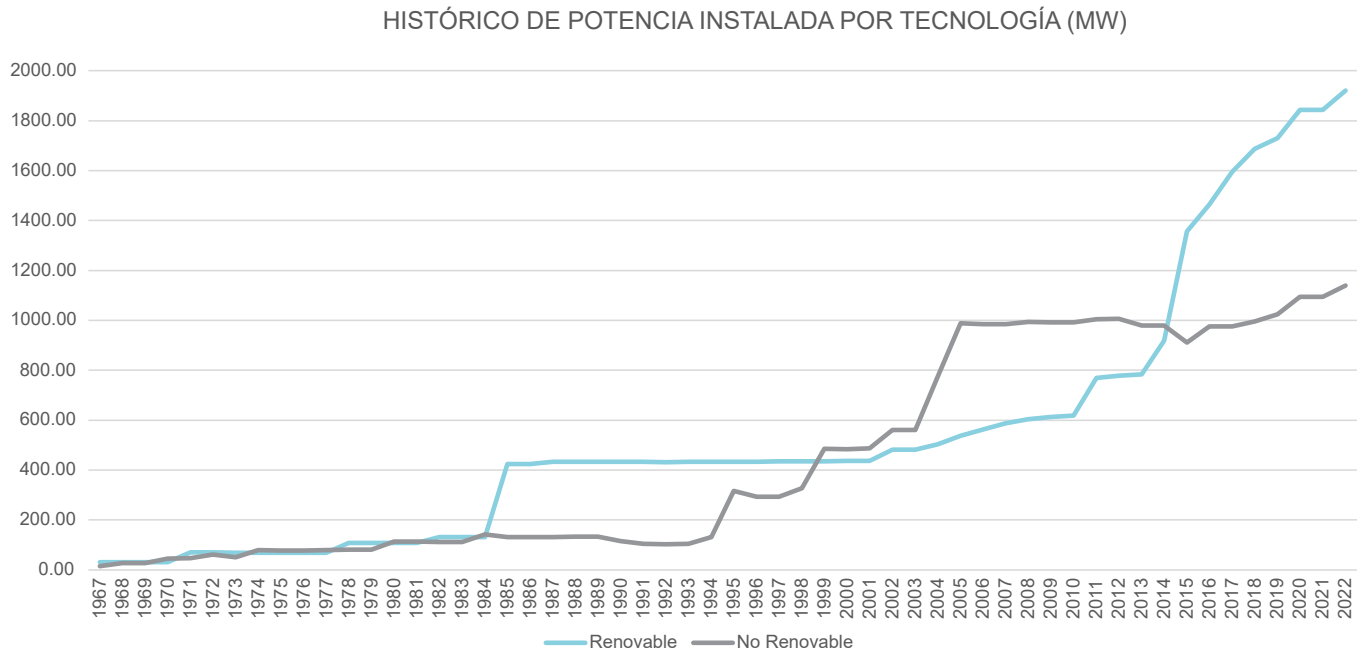



**Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2022**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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

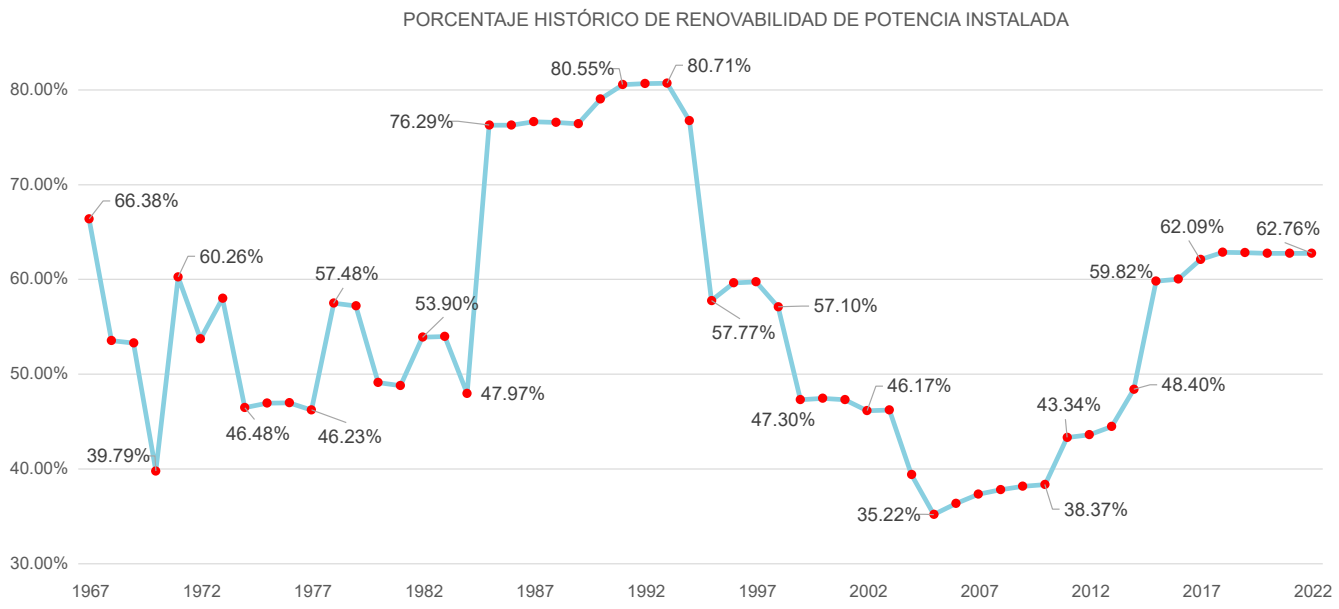
Años después, empezó la diversificación de la matriz de generación con las primeras generadoras a base de biomasa, luego la tecnología eólica se posiciono en el país con uno de los parques eólicos más grandes de la región centroamericana (primero se instalaron 102 MW y posteriormente una ampliación a 235 MW). En el año 2015 tuvo lugar la entrada de más de 300 MW de tecnología fotovoltaica en la zona sur del país. Finalmente, en 2017 se incorpora la séptima tecnología de generación eléctrica siendo esta una planta geotérmica de 39 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 2022.




**Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2022**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2022 es de 62.76% 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 2022.




**Gráfica 5 - Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2022**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

## 2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

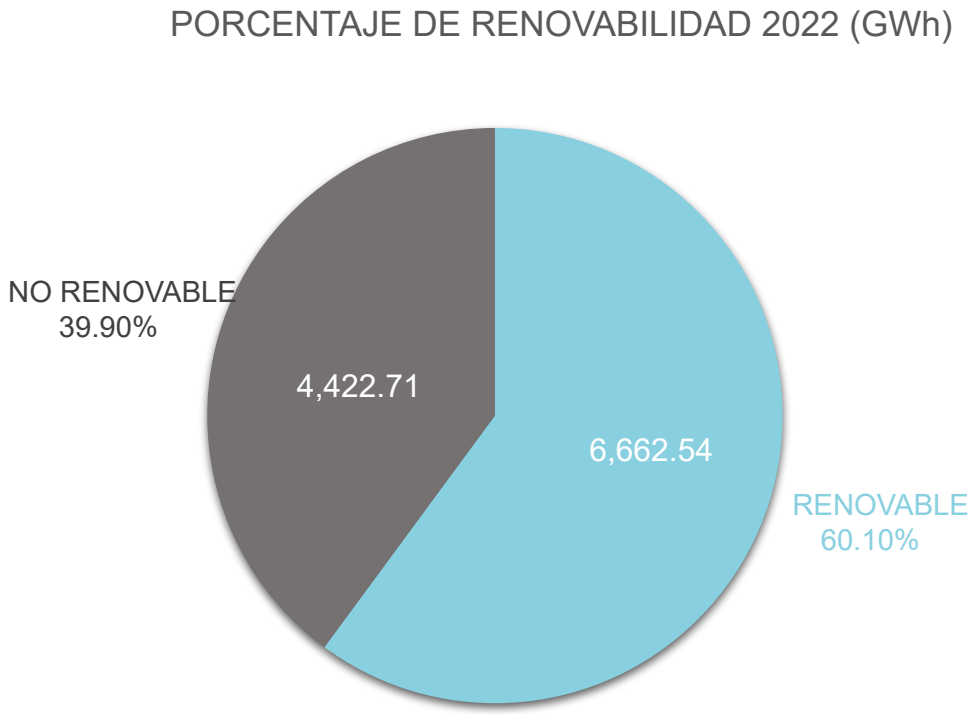
En la matriz de generación de energía eléctrica es importante mencionar tres conceptos importantes, el primero es la generación bruta, el segundo la generación neta y el tercero el consumo propio. Este último se debe a que existen plantas que aparte de la generación comprometida contractualmente con 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 2022 desagregada por tipo de tecnología.

| TIPOS DE GENERACIÓN | GEN. BRUTA | GEN. NETA | CONSUMO PROPIO | PORCENTAJE |
|---|---|---|---|---|
| HIDRAÚLICA | 3,887.18 | 3,836.06 | 51.12 | 35.07% |
| FÓSIL | 3,581.78 | 3,257.09 | 324.69 | 32.31% |
| BIOMASA | 805.41 | 445.78 | 359.63 | 7.27% |
| CARBÓN (COQUE) | 840.93 | 330.26 | 510.67 | 7.59% |
| EÓLICO | 685.80 | 683.01 | 2.79 | 6.19% |
| FOTOVOLTAICA | 946.96 | 939.39 | 7.57 | 8.54% |
| GEOTÉRMICA | 337.19 | 277.68 | 59.51 | 3.04% |
| **TOTAL** | **11,085.25** | **9,769.27** | **1,315.98** | **100.00%** |

**Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2022 es de 62.76% 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 2022.

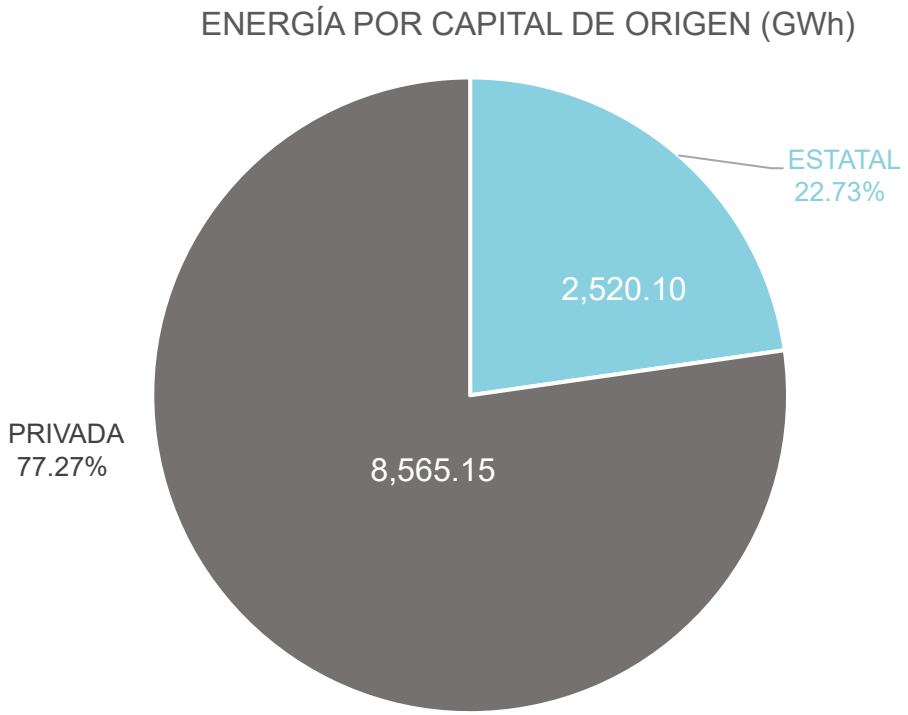



**Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

Para el año 2022 el 60.10% 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.

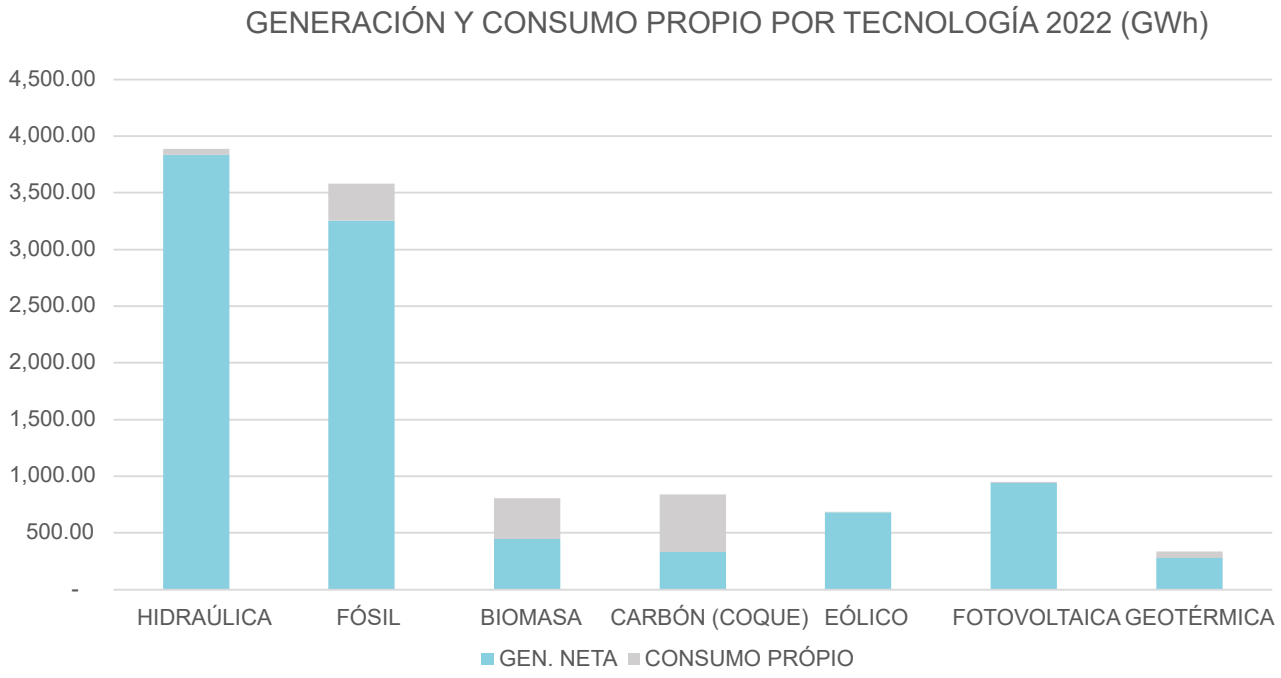



**Gráfica 7 - Energía generada por capital de origen 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

En el gráfico anterior se muestra que el 77.27% de la generación en Honduras proviene de empresas del sector privado, el 22.73% 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 2022. Se observa que la tecnología de generación a base de biomasa presenta un consumo propio visible de 359.63 GWh (44.65% del total generado), esto es por su naturaleza de generación ya que en su mayoría son ingenios azucareros, que generan su propia energía eléctrica y venden el excedente a la empresa distribuidora. La energía generada neta es igual a la generación bruta menos el consumo propio.

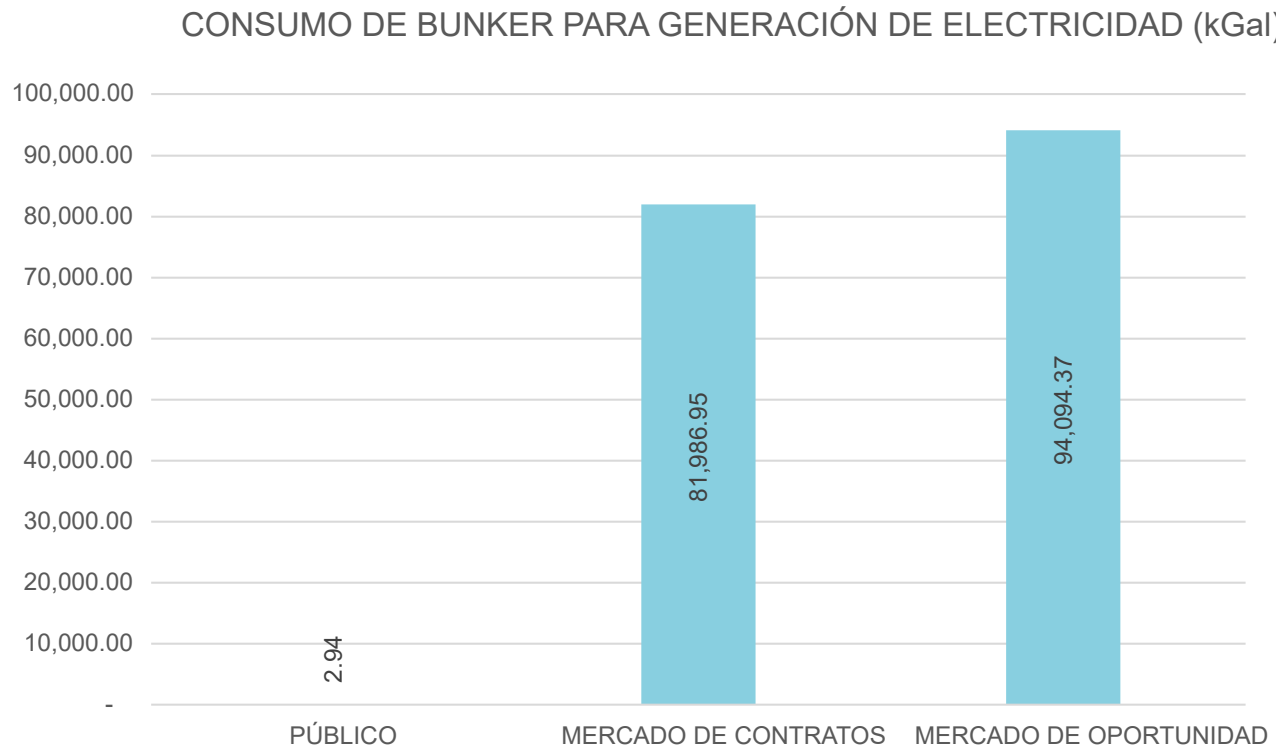



**Gráfica 8 – Comparación de energía neta generada y consumo propio 2022 [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

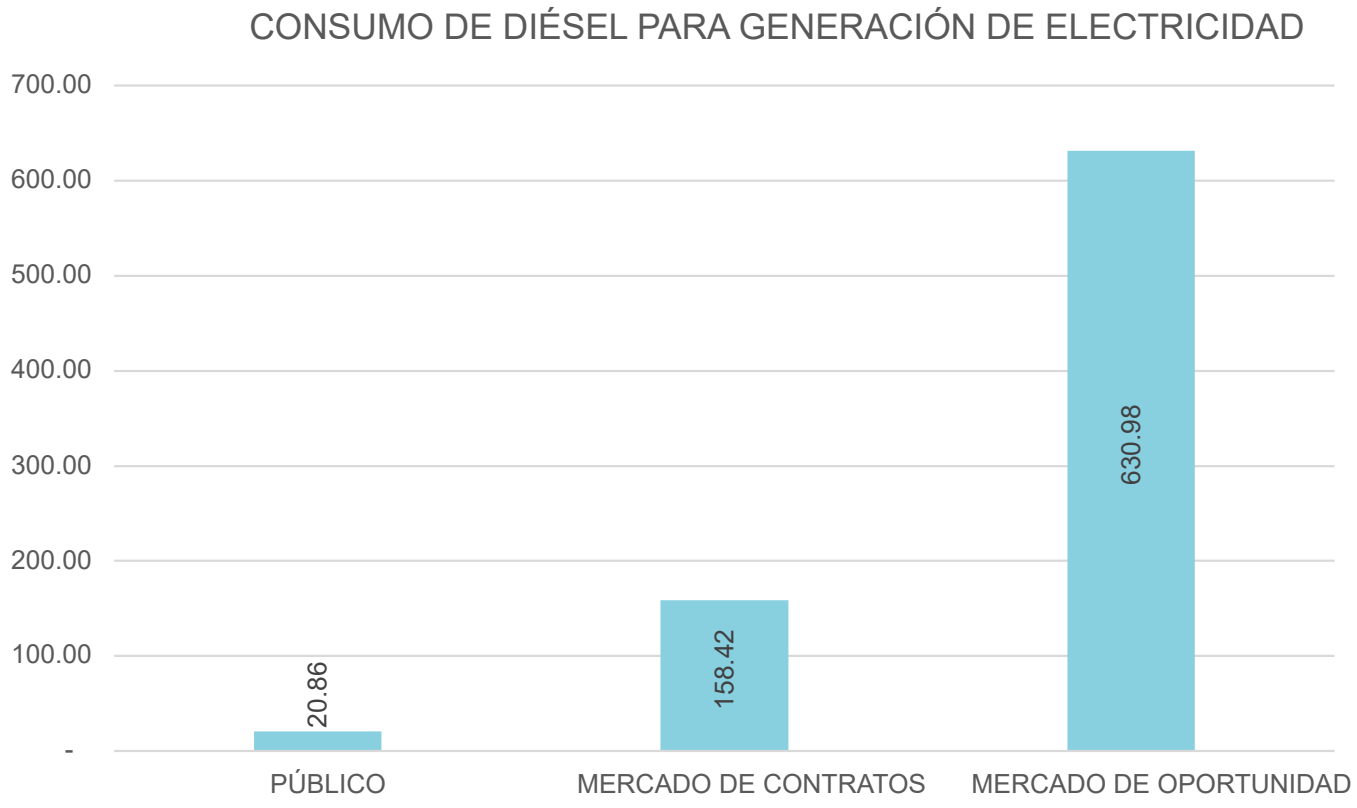
### 2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

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 kWh.

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.



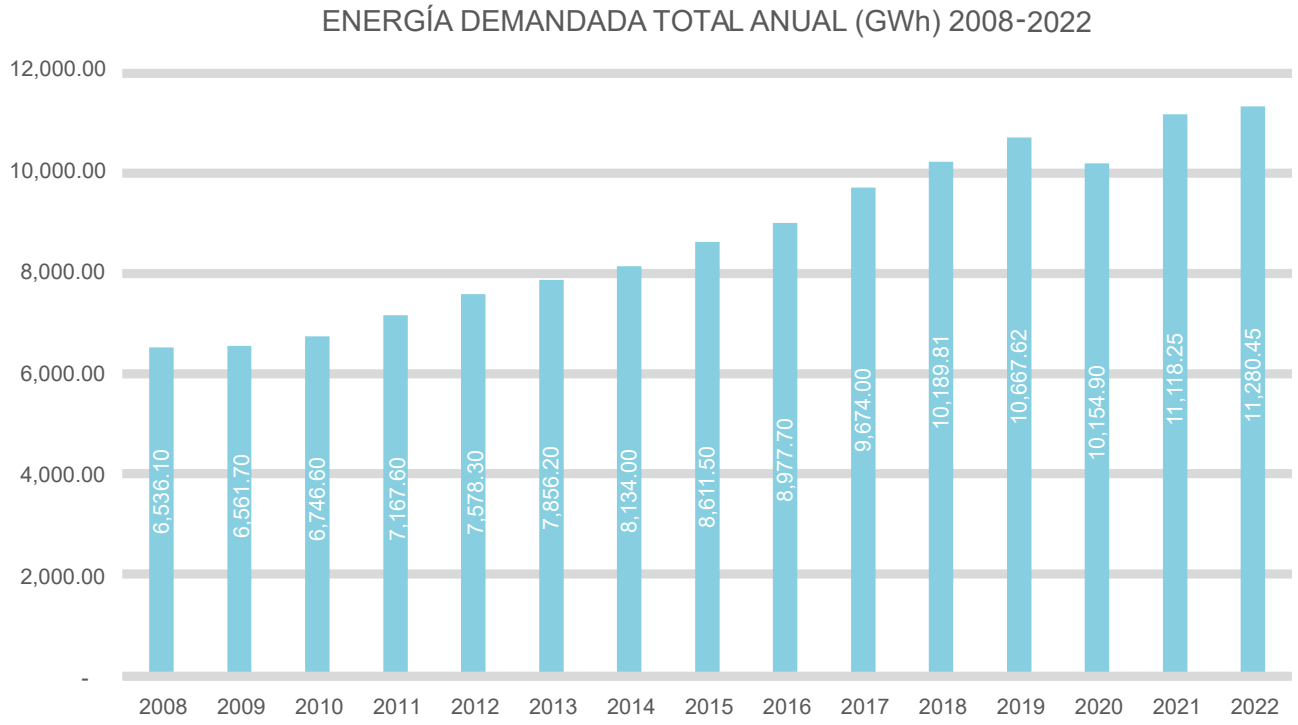

Como podemos observar para 2022 el consumo total de bunker para generación de electricidad fue de 176,084.26 Kilogalones, siendo el mayor consumo en el mercado de oportunidad.



Para el caso del diésel vemos que comparado con el bunker su consumo es mínimo, alcanzando un total de 810.26 kilogalones de diésel.

### 2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

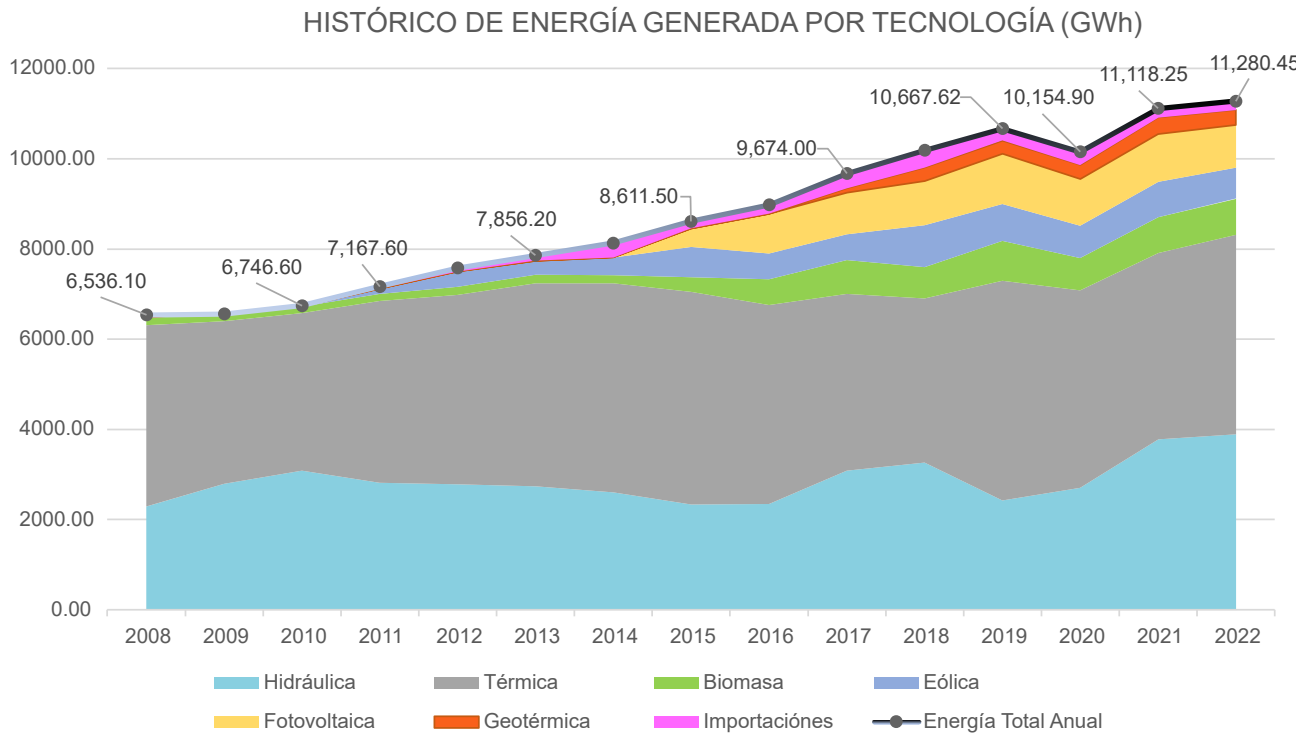
A continuación, se presenta una gráfica con el histórico de generación de energía eléctrica total anual desde 2008 a 2022.




**Gráfica 9 - Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2022**
*Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.*

El grafico anterior muestra la correlación que existe entre el crecimiento de demanda y la generación de energía eléctrica, 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.

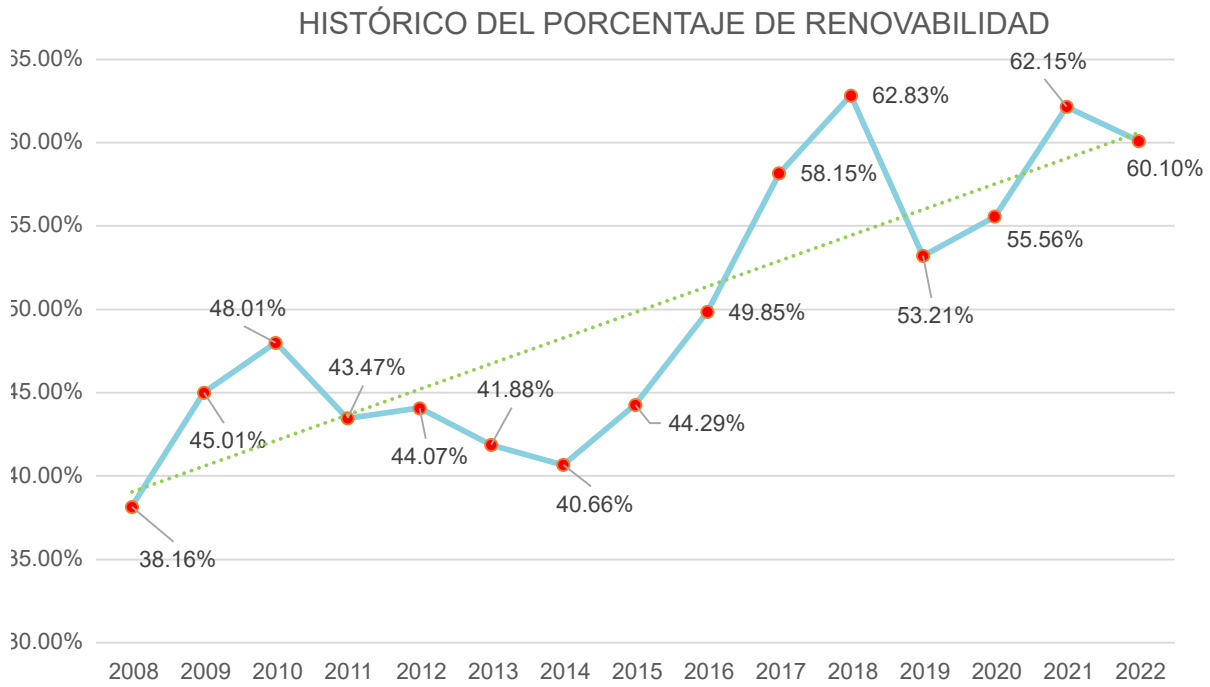
A continuación, en el siguiente gráfico de áreas apiladas se presenta la generación histórica de energía eléctrica acumulada desde el 2008 hasta el 2022, en donde se puede observar que la participación de tecnologías renovables no convencionales (eólicas, solares, biomasa, hidroeléctricas de pasada y geotérmica) comenzó en Honduras a partir del año 2011 con la entrada en operación del primer parque eólico. La generación con esta tecnología 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 10 - Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2022**
*Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial y Centro Nacional de Despacho.*

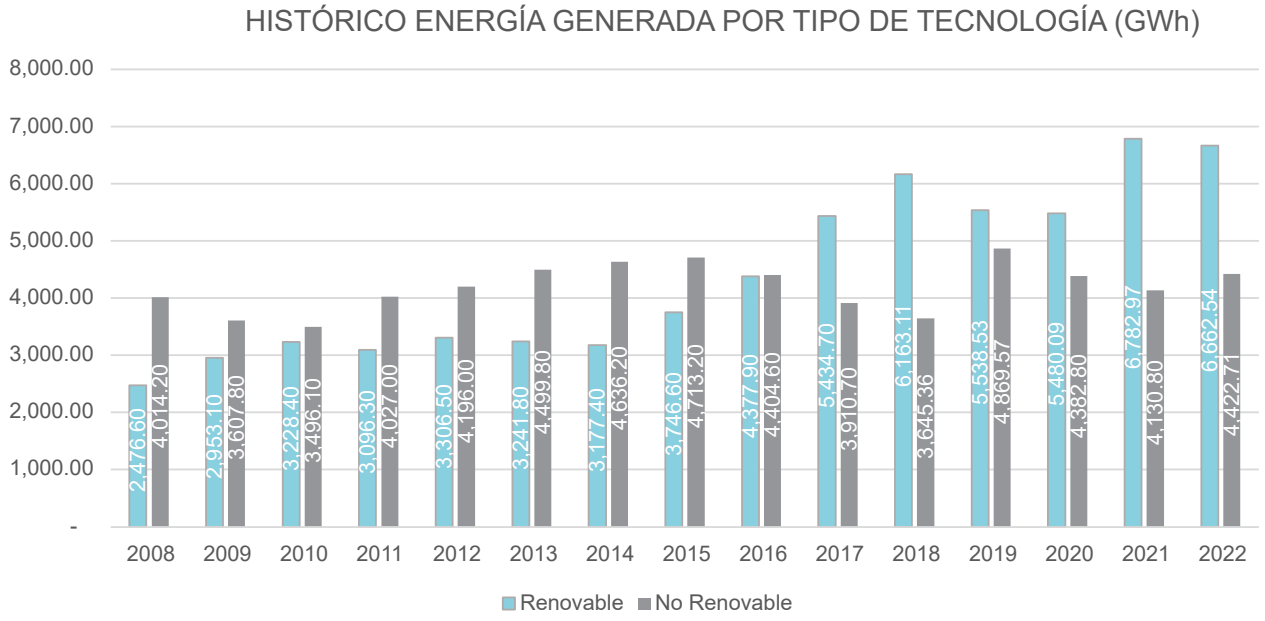
Del grafico anterior se denota la alta penetración en la última década de la generación a base de fuentes con recursos renovables, principalmente solar, eólica, biomasa y geotermia, sin embargo, se ha mantenido una base fuerte de generación de combustibles fósiles (Bunker, Diesel, carbón o coque). Por 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 1.73% del total para 2022.

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 2022 se nota una disminución del porcentaje de renovabilidad de aproximadamente 2%, 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 11 - Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras - Energía generada 2008-2022**
*Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.*

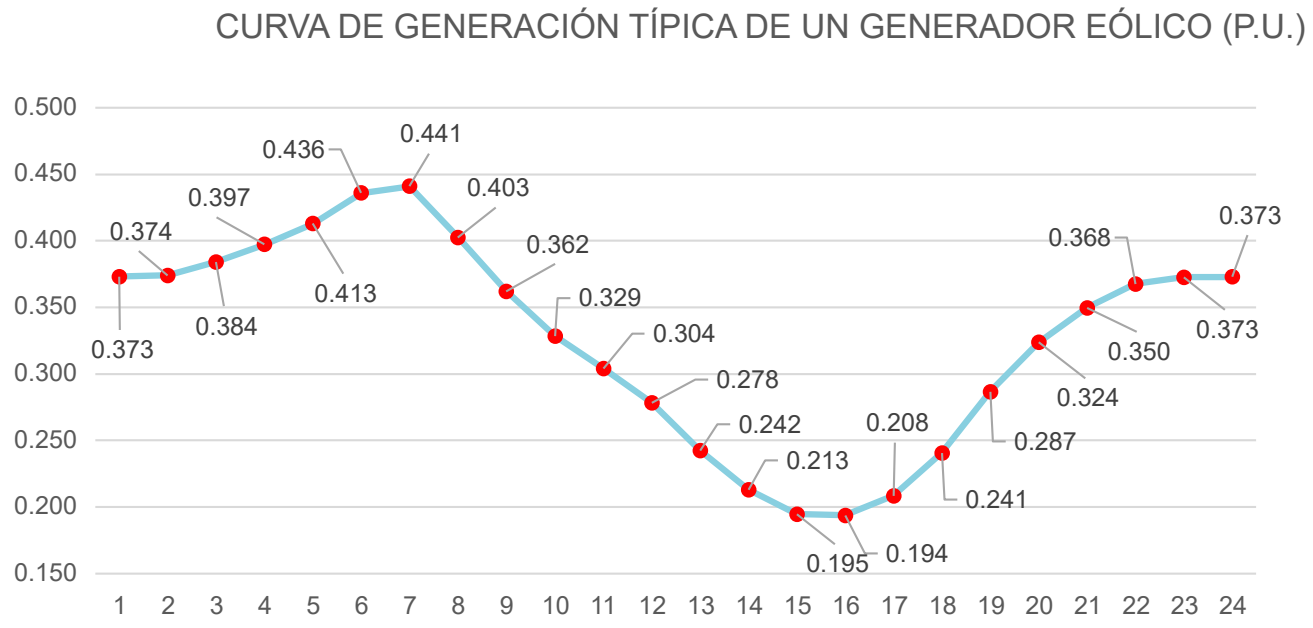
En el siguiente gráfico se puede observar que la generación de energía eléctrica en Honduras se ha ido transformando de manera importante en la última década. Se ha ido revirtiendo el porcentaje de participación de fuentes no renovables dando paso a la penetración de las fuentes de energía renovable.




**Gráfica 12 - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología**
*Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.*

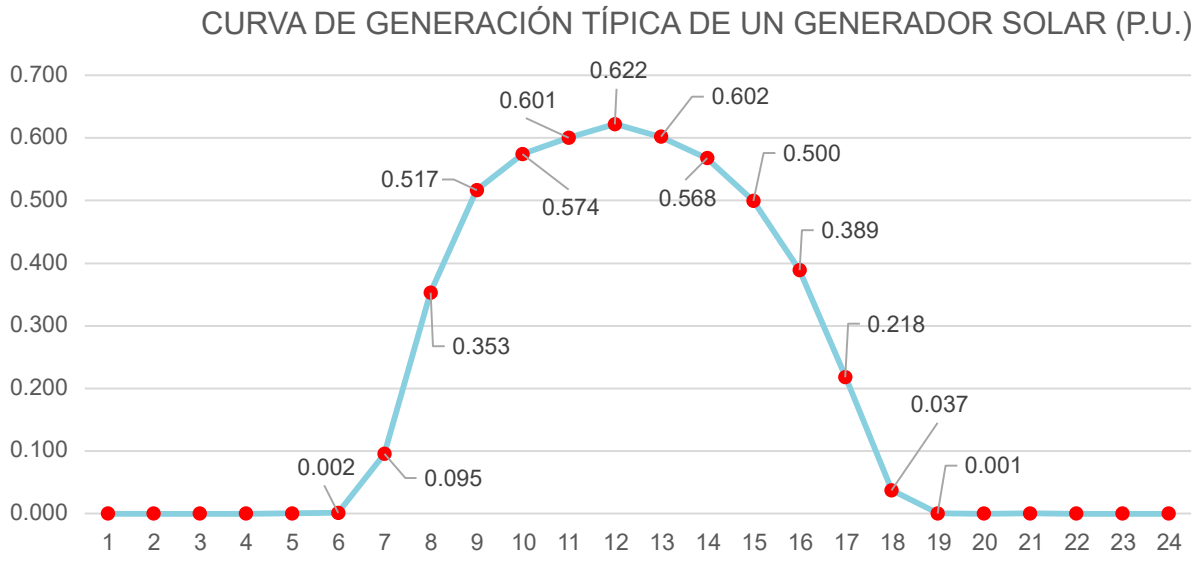
## 2.3 CURVAS DE GENERACÍON DIARIAS

En este apartado se presenta el análisis del comportamiento promedio diario por tipo de tecnología de una planta generadora genérica durante un despacho 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.



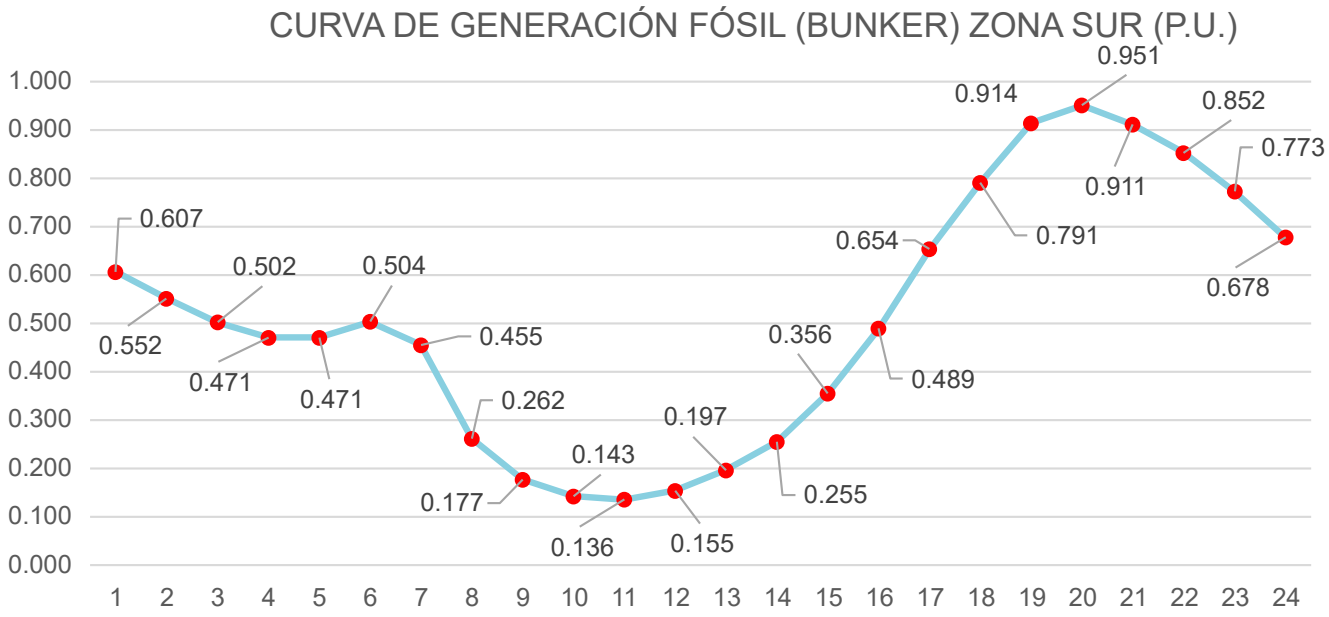

**Gráfica 13 – Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.], Base P.U.= 235 MW.**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.



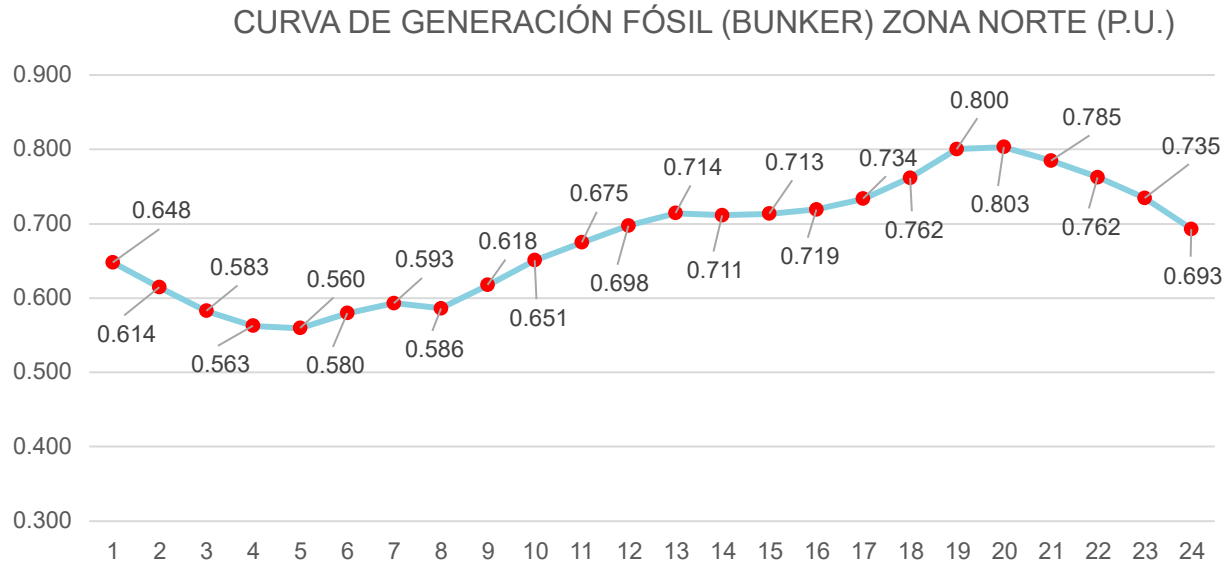

**Gráfica 14 – Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.], Base P.U.= 509.51 MW**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.



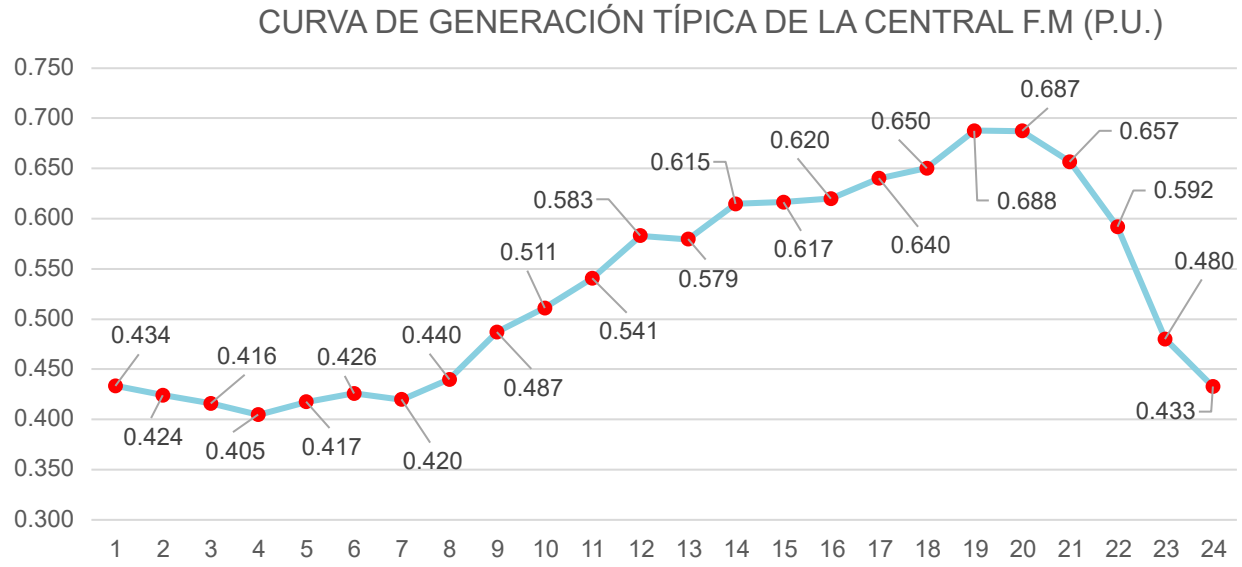

**Gráfica 15 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.



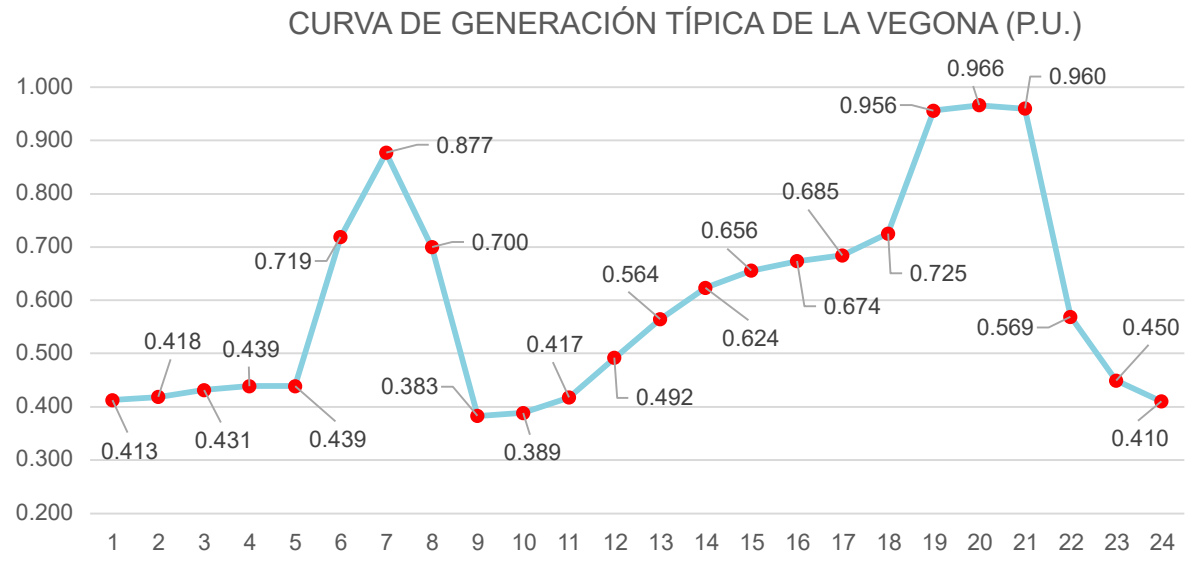

**Gráfica 16 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.



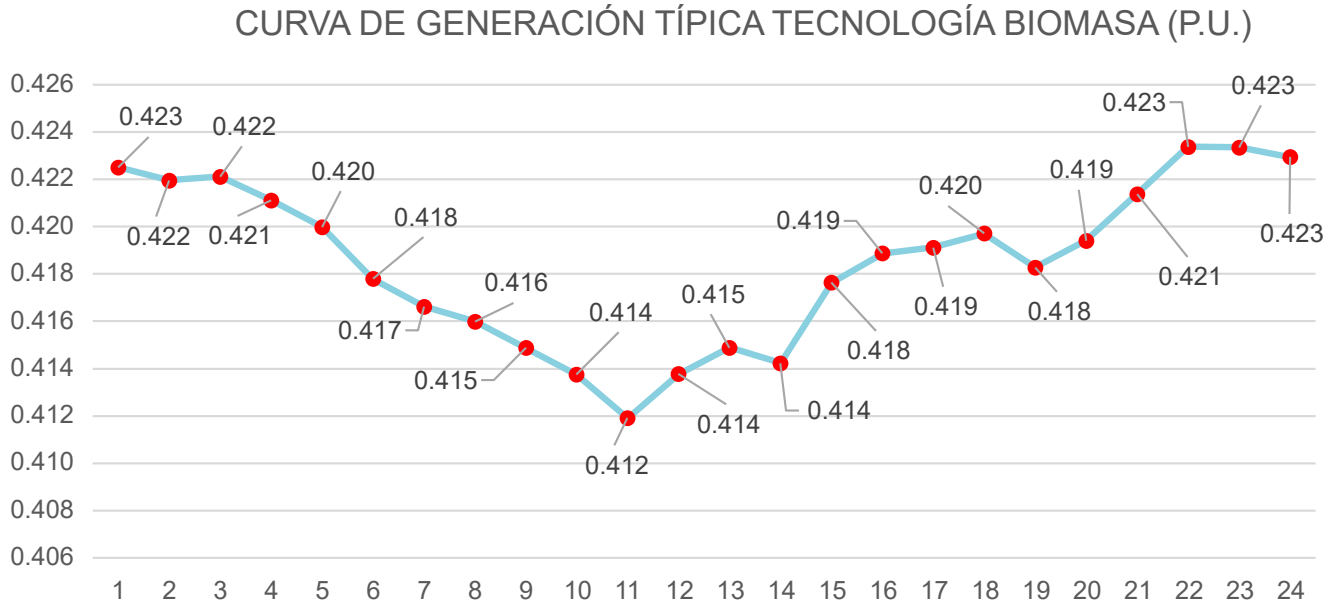

**Gráfica 17 – Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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:



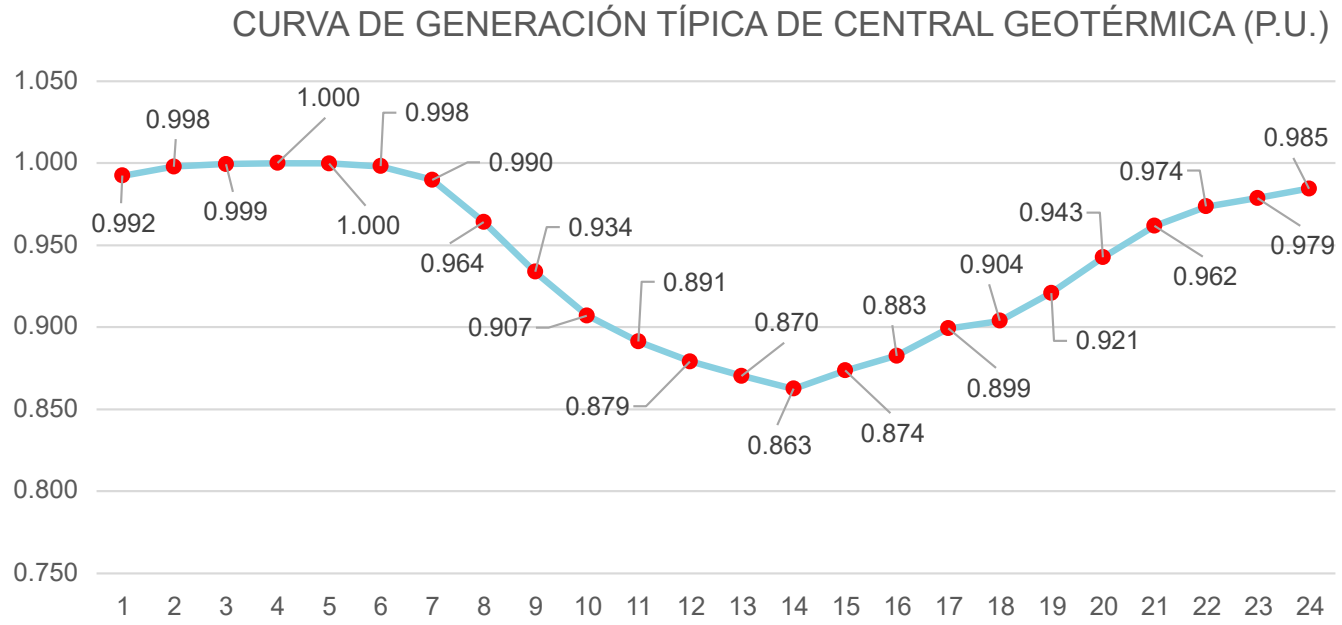

**Gráfica 18 – Curva típica de generación típica de La Vegona [p. u.]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.




**Gráfica 19 – 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 constate 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:

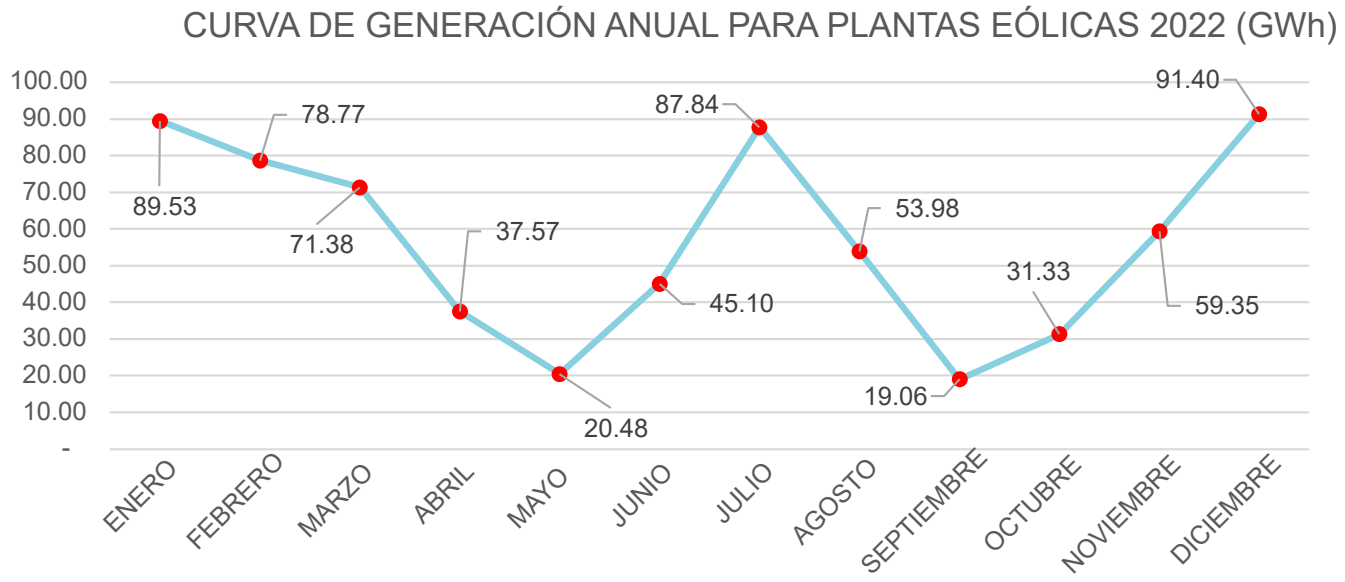



**Gráfica 20 – Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.

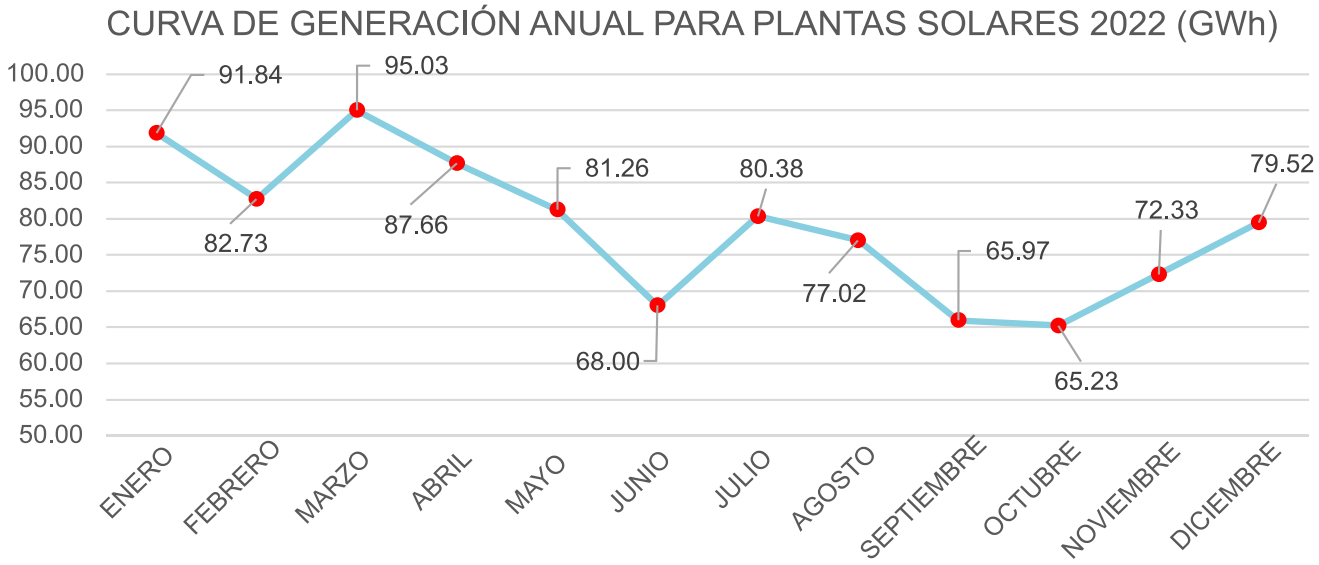
### 2.3.1 CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)

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 2022. 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 verano, 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.



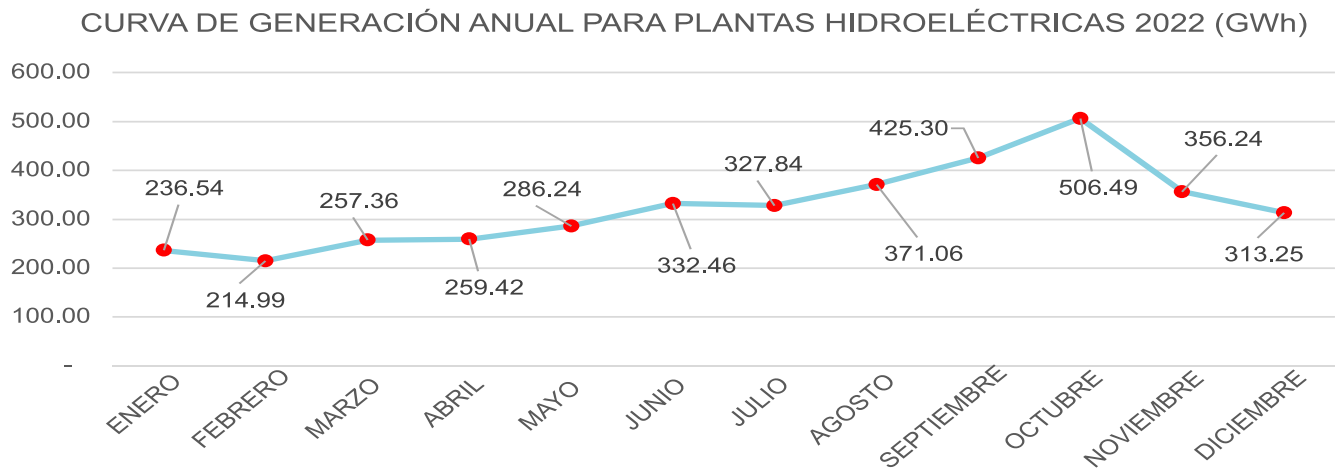

**Gráfica 21 – Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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



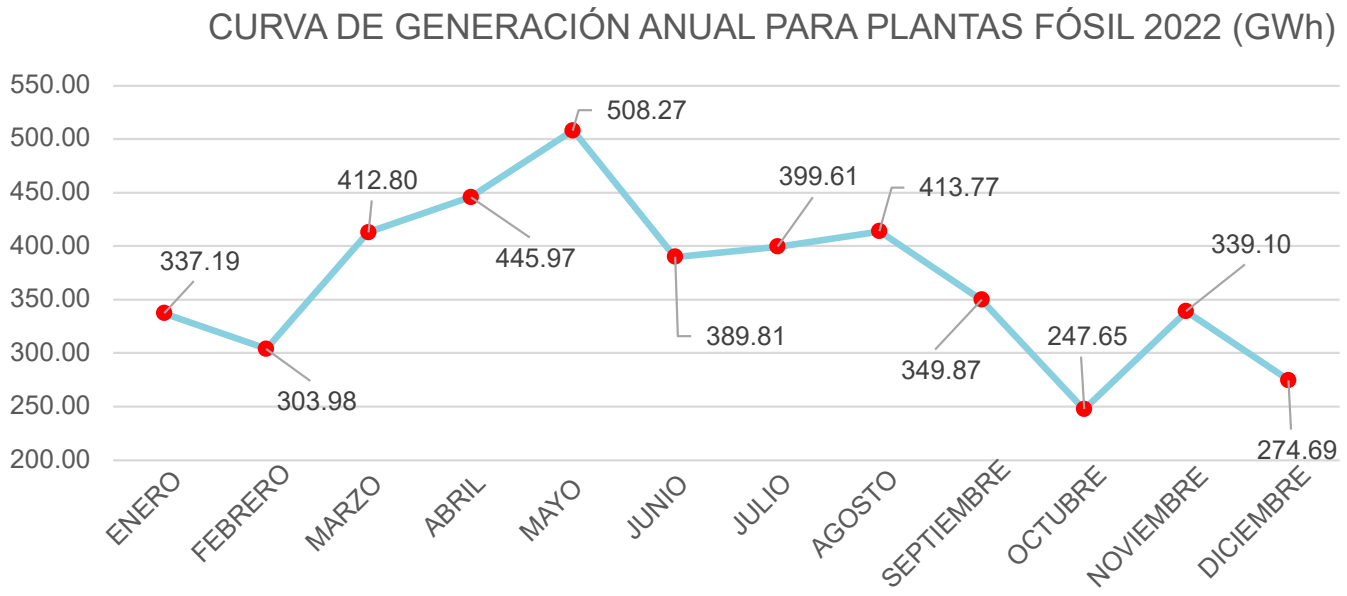

**Gráfica 22 – Curva de generación anual para plantas solares [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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:



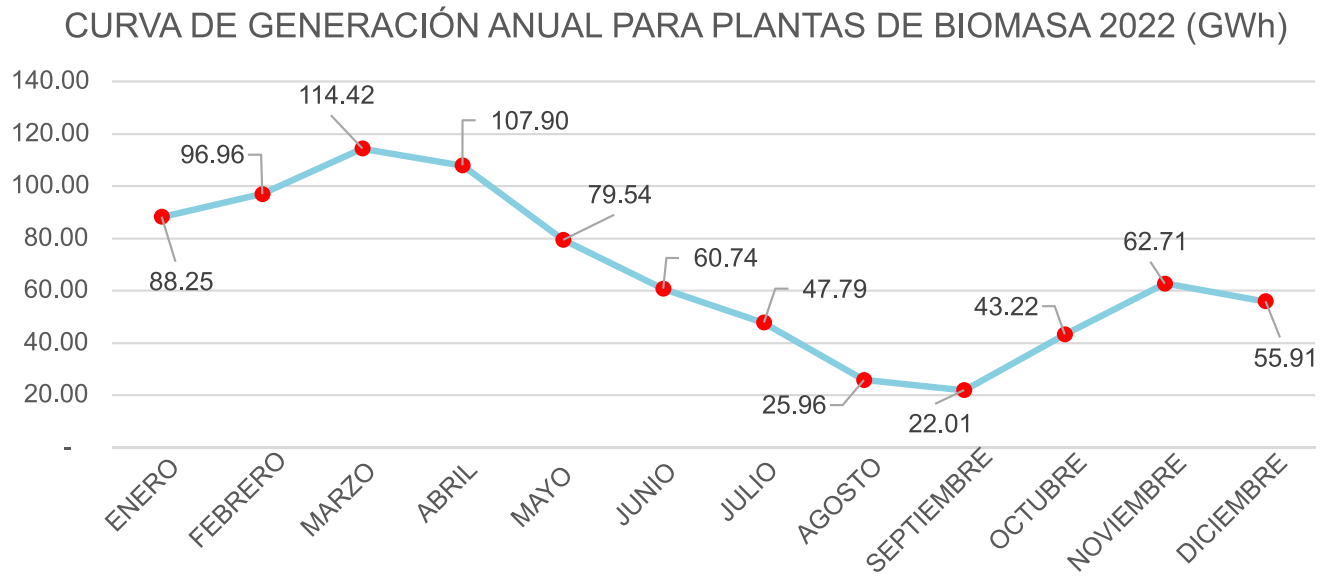

**Gráfica 23 – Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.



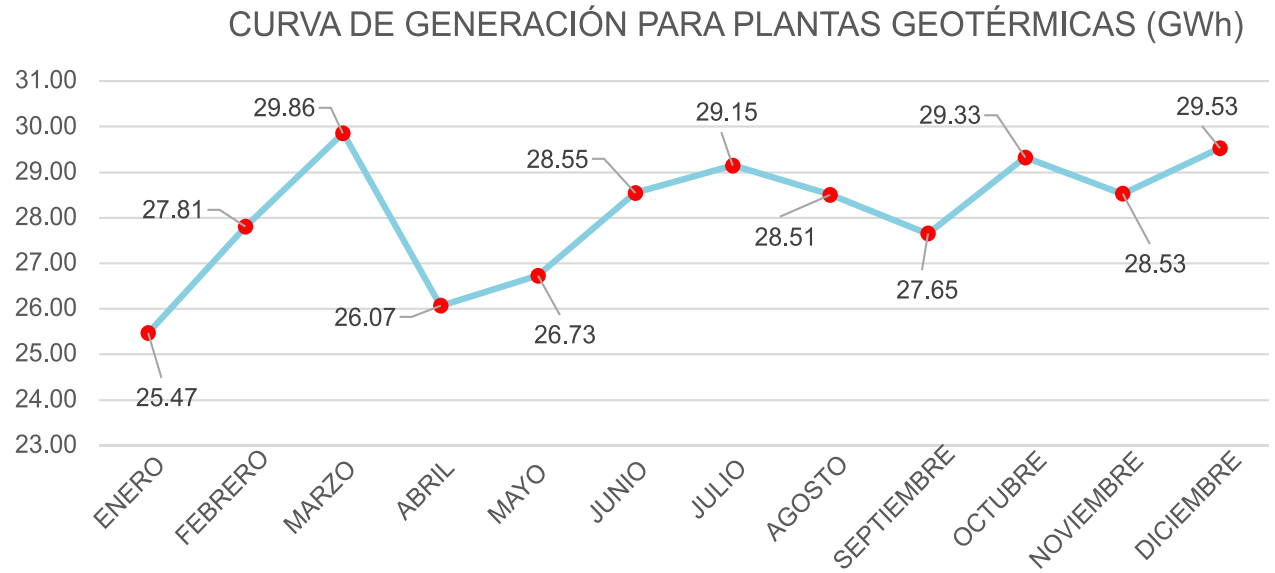

**Gráfica 24 – Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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.



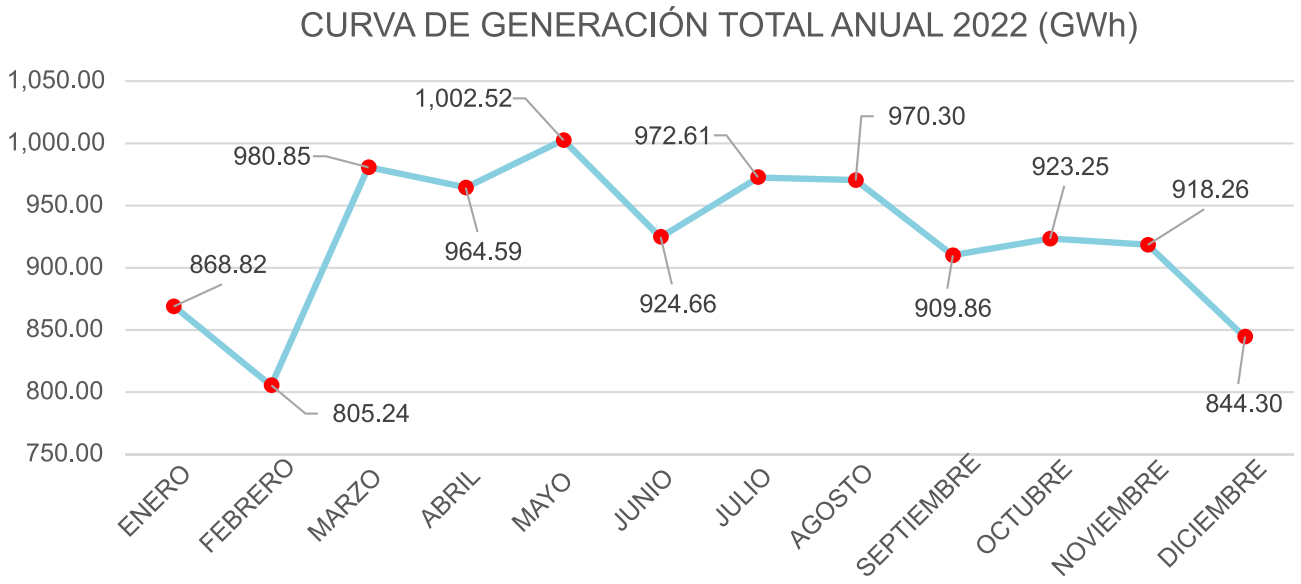

**Gráfica 25 – Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

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 26 – 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 2022. 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 27 - Energía total generada mensual en el año 2022 en Honduras [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

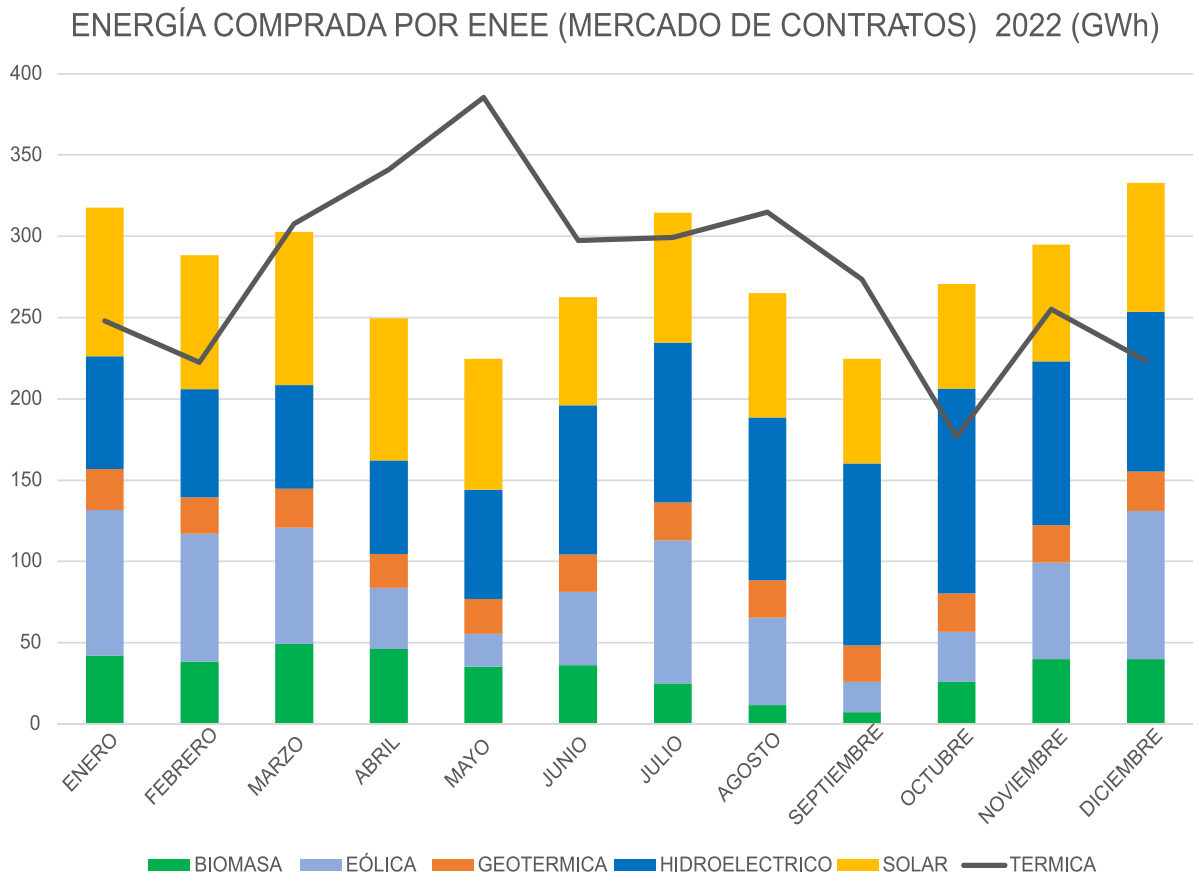
El mes de mayor pico de generación en 2022 ocurrió en mayo, mes de alta exigencia térmica producto del verano, y como es de esperarse en los meses de enero y diciembre la generación es más baja debido a que son los meses con menor demanda eléctrica.

## 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 2022 se registró la compra de 6,693.40 GWh, de los cuales 3,345.44 GWh (49.98%) provienen de fuentes no renovables (búnker, diésel y pet coque) y 3,347.96 GWh (50.02 %) 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 28 – Energía mensual comprada por ENEE distribución 2022 [GWh]**
*Fuente: Sub-Gerencia de Contratos de Generación – ENEE*

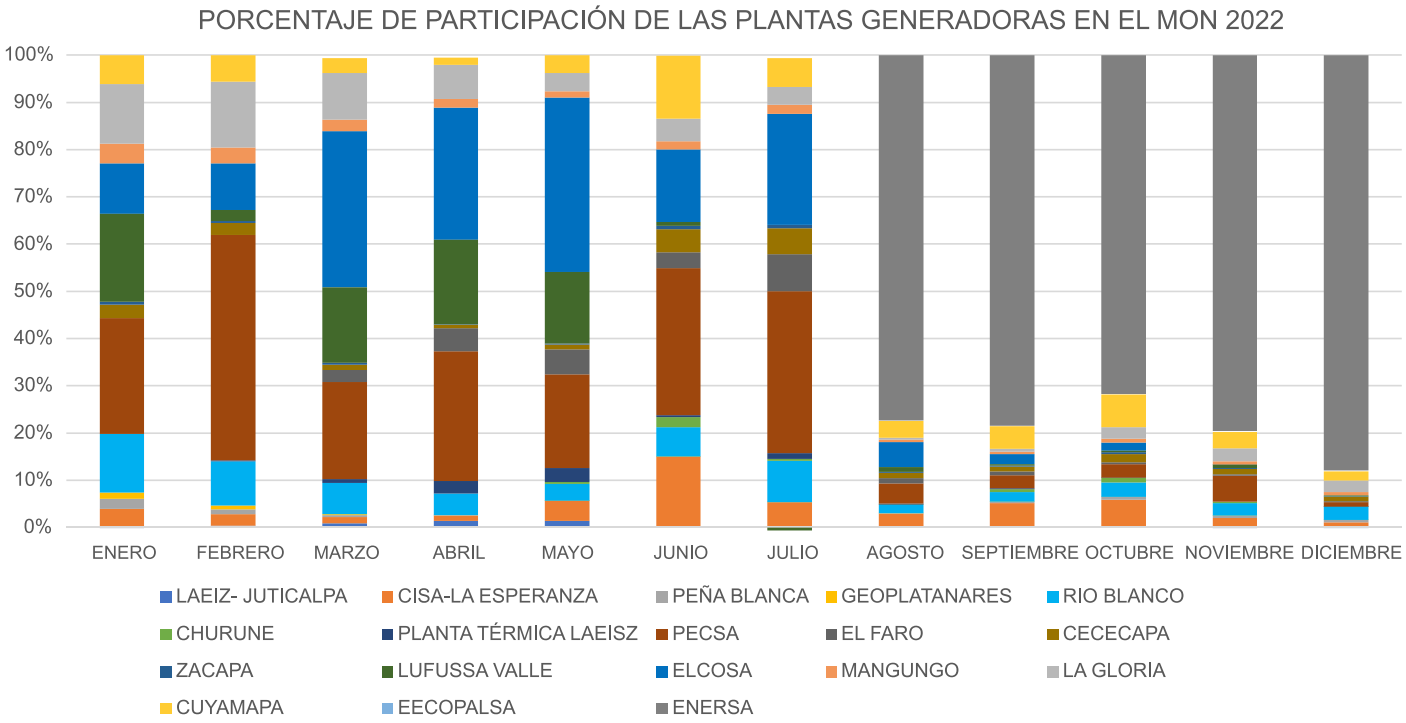
El grafico anterior muestra la gran dependencia en compras de energía eléctrica a generadores que utilizan combustibles fósiles durante el verano, lo cual en 2022 prácticamente un 50% de las compras de energía eléctrica que realiza la ENEE, especialmente en mayo, mes durante el 2022 que tuvo lugar la mayor demanda de energía eléctrica al sistema de generación.

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 2022 participaron dieciocho centrales de generación de índole privado, las cuales son LAEIZ-Juticalpa, CISA-La Esperanza, Peña Blanca, Geoplatanares, Río Blanco, El Faro, Churune, Cececapa, Planta Térmica Laeiz, Zacapa, Pecsa, ELCOSA, Manguno, La Gloria, Lufussa Valle, Cuyamapa, EECOPALSA y ENERSA. A continuación, se muestra una gráfica ilustrativa que refleja el porcentaje de participación por planta en el año 2022[6].

[6] (Centro Nacional de Despacho, 2023)

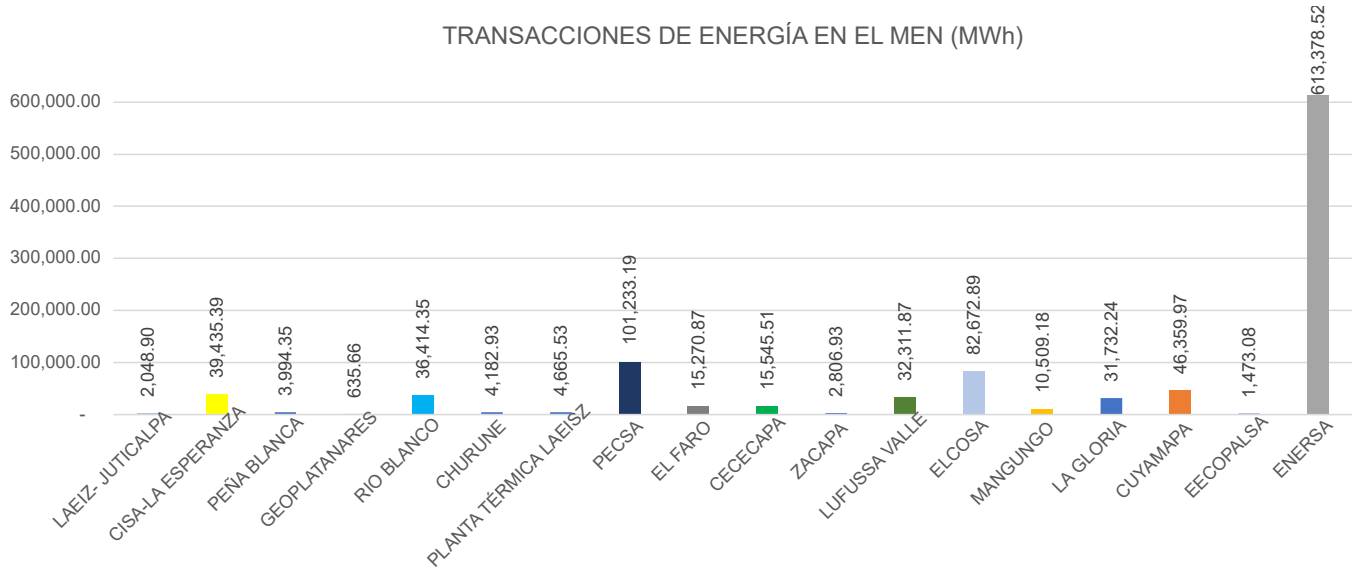



**Gráfica 29 – Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

La planta que mayor porcentaje de participación tuvo en 2022 fue PECSA hasta el mes de agosto que comenzó a funcionar como planta mercante ENERSA, por otro lado, dentro de las tecnologías renovables la central hidroeléctrica Rio Blanco fue la de mayor participación en el merado 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 | 2,048.90 | CECECAPA | 15,545.51 |
| CISA-LA ESPERANZA | 39,435.39 | ZACAPA | 2,806.93 |
| PEÑA BLANCA | 3,994.35 | LUFUSSA VALLE | 32,311.87 |
| GEOPLATANARES | 635.66 | ELCOSA | 82,672.89 |
| RIO BLANCO | 36,414.35 | MANGUNGO | 10,509.18 |
| CHURUNE | 4,182.93 | LA GLORIA | 31,732.24 |
| PLANTA TÉRMICA LAEISZ | 4,665.53 | CUYAMAPA | 46,359.97 |
| PECSA | 101,233.19 | EECOPALSA | 1,473.08 |
| EL FARO | 15,270.87 | ENERSA | 613,378.52 |

**Tabla 3 – Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2022**




**Gráfica 30 – Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2022 [MWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

En 2022 se cerró con la participación de 18 plantas en el mercado de oportunidad o llamadas también plantas mercantes, la planta con mayor participación en 2022 fue la planta térmica ENERSA con 613,378.52 MWh lo cual representó el 58.71% de toda la energía.

# CAPÍTULO 3 | Análisis geográfico

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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.

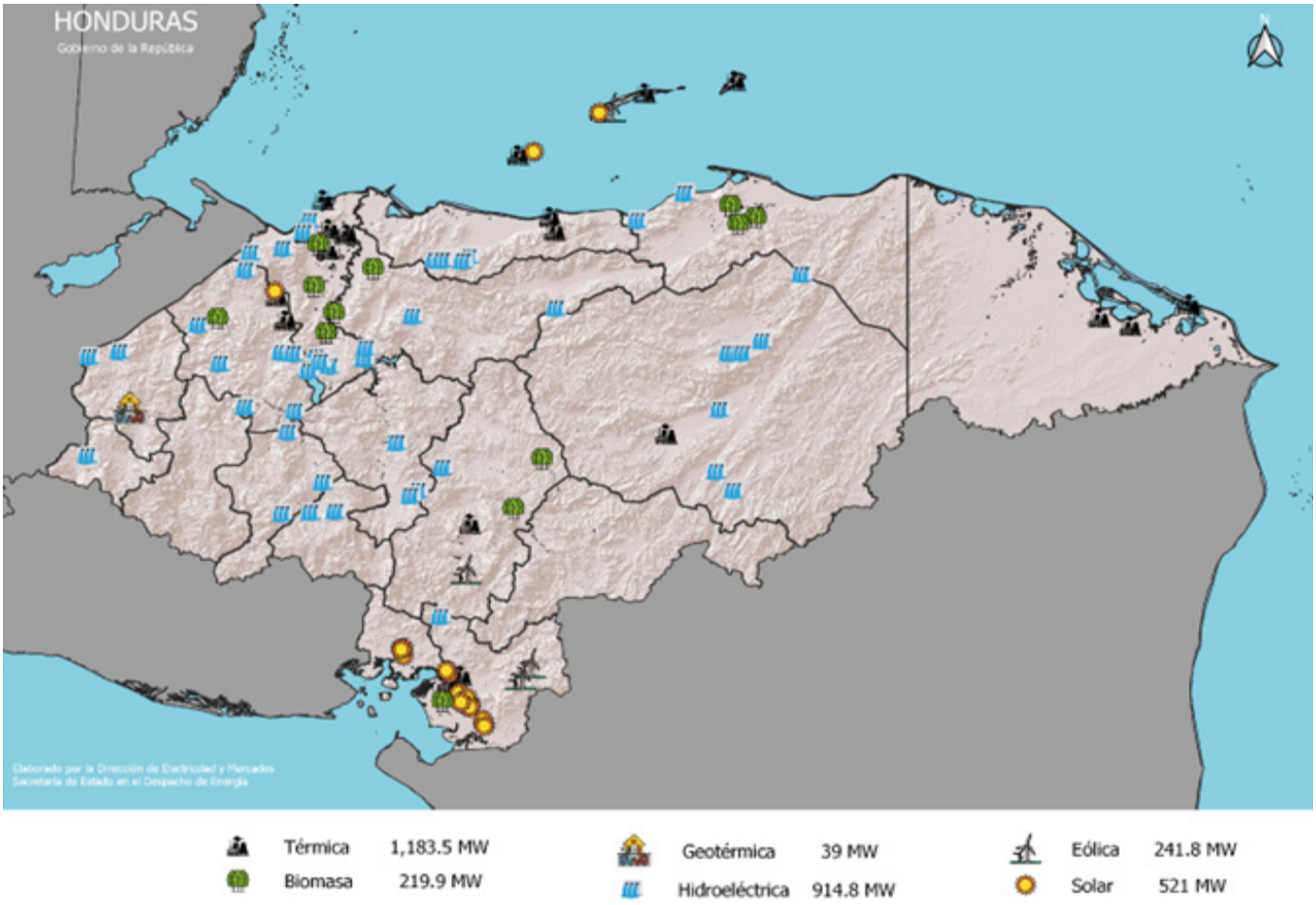



**Ilustración 6 – Mapa de potencia instalada georreferenciado**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

## 3.2 MAPAS DEL POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE

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

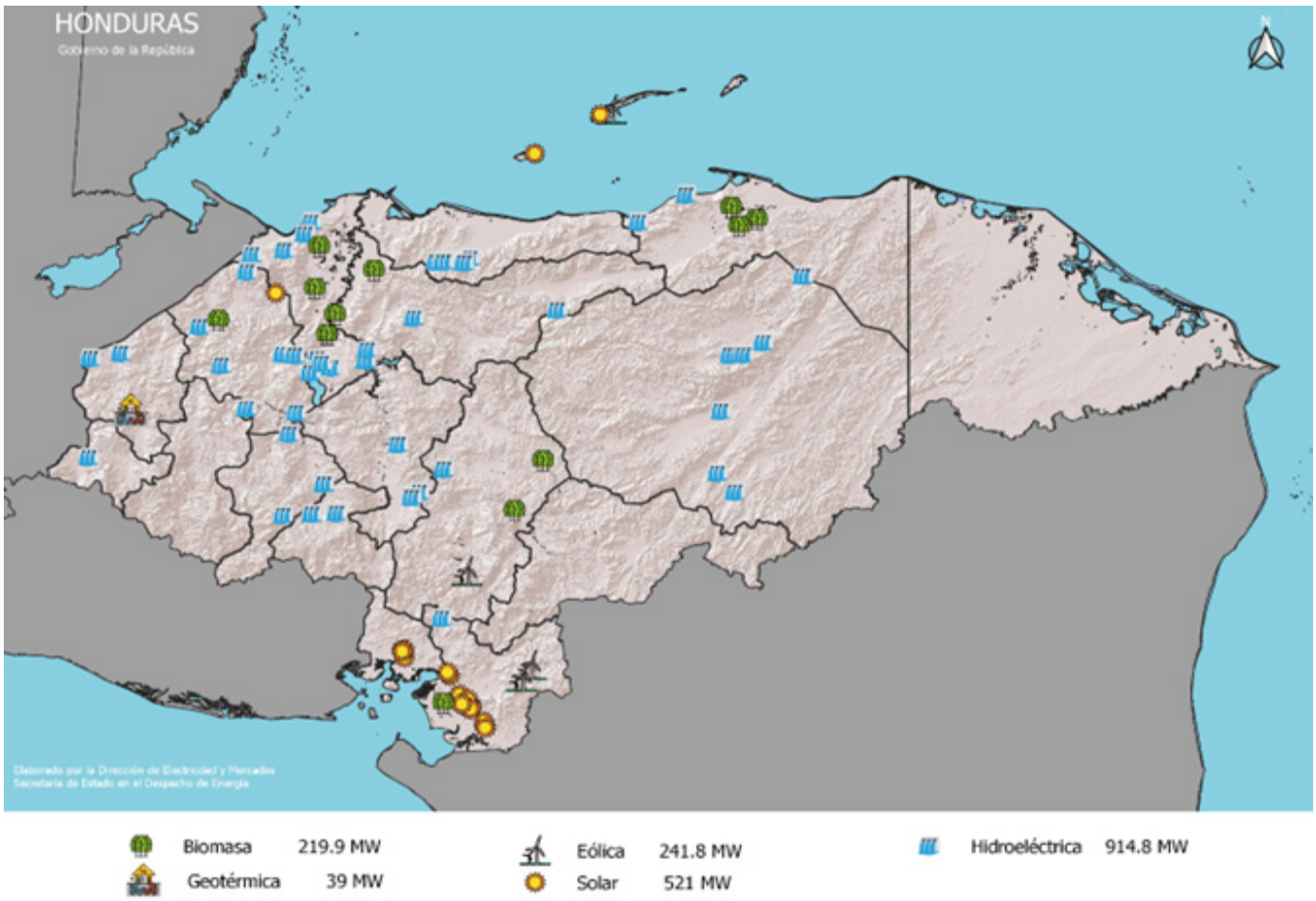
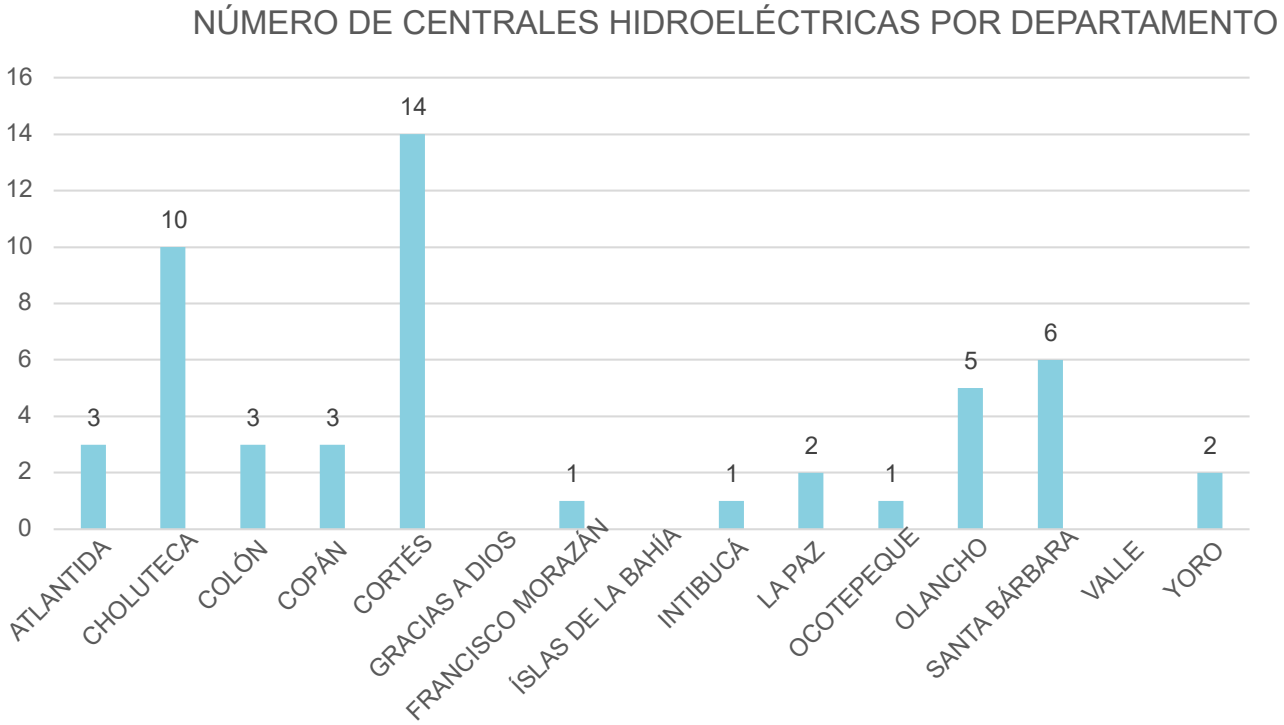



**Ilustración 7 – Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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.

**Ilustración 8 – Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*




**Gráfica 31 – Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2022**
*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.

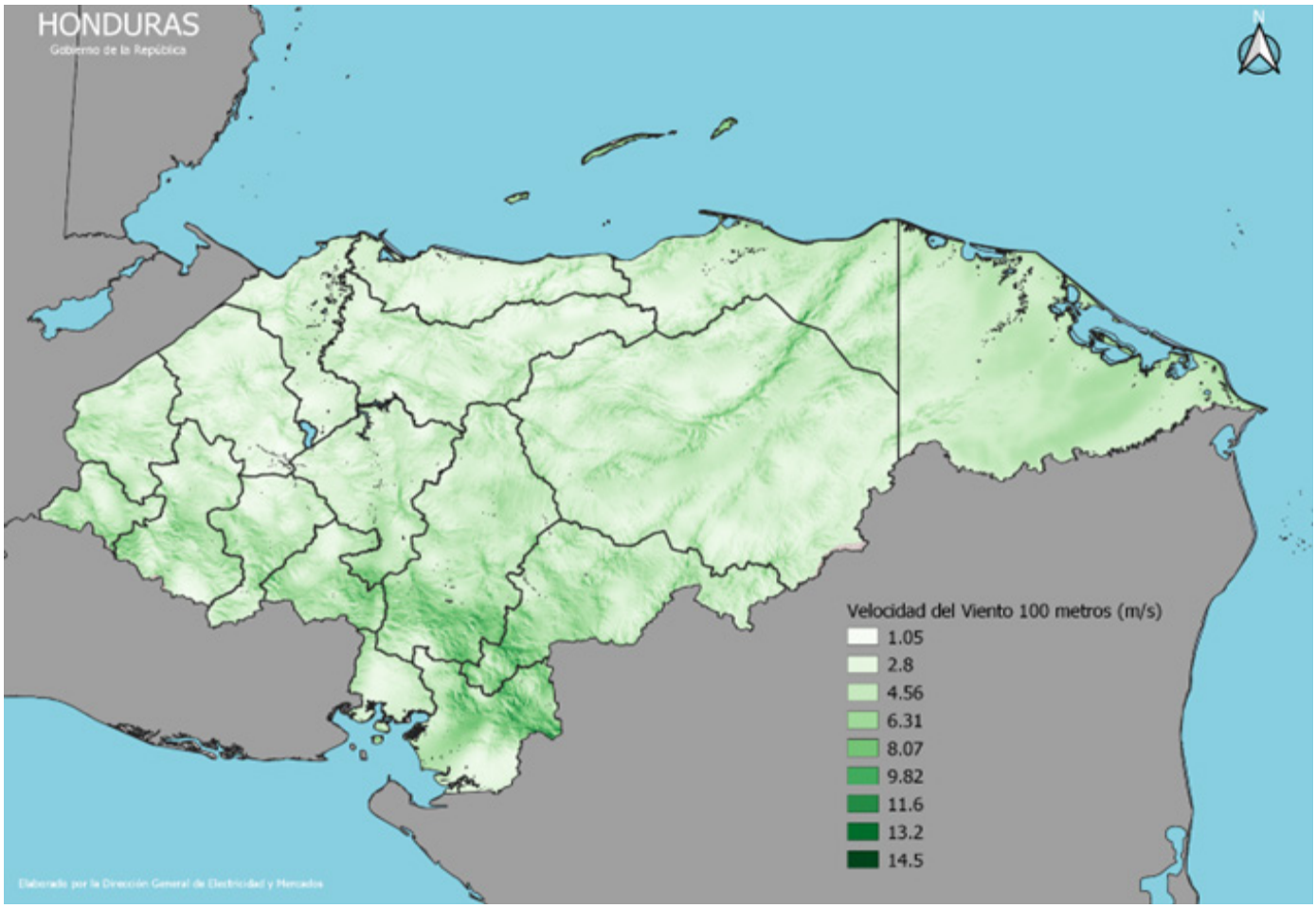
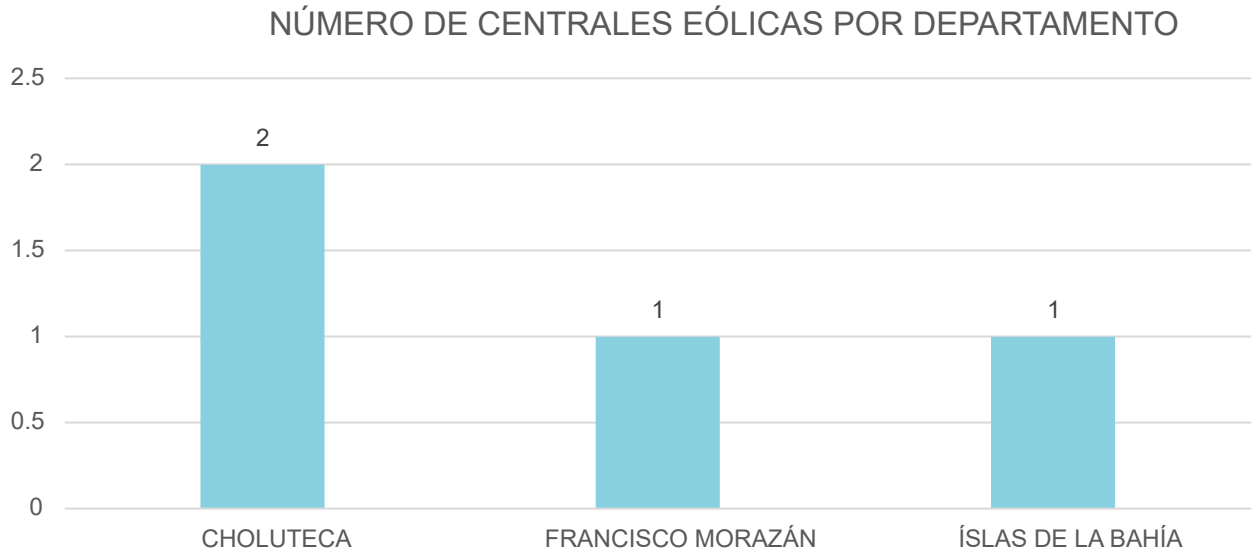



**Ilustración 9 - Mapa de potencial eólico de Honduras**
*Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA*

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.

Eólica 241.8 MW

**Ilustración 10 – Mapa georreferenciado de centrales eólicas**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*




**Gráfica 32 – Número de centrales eólicas por departamento 2022**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

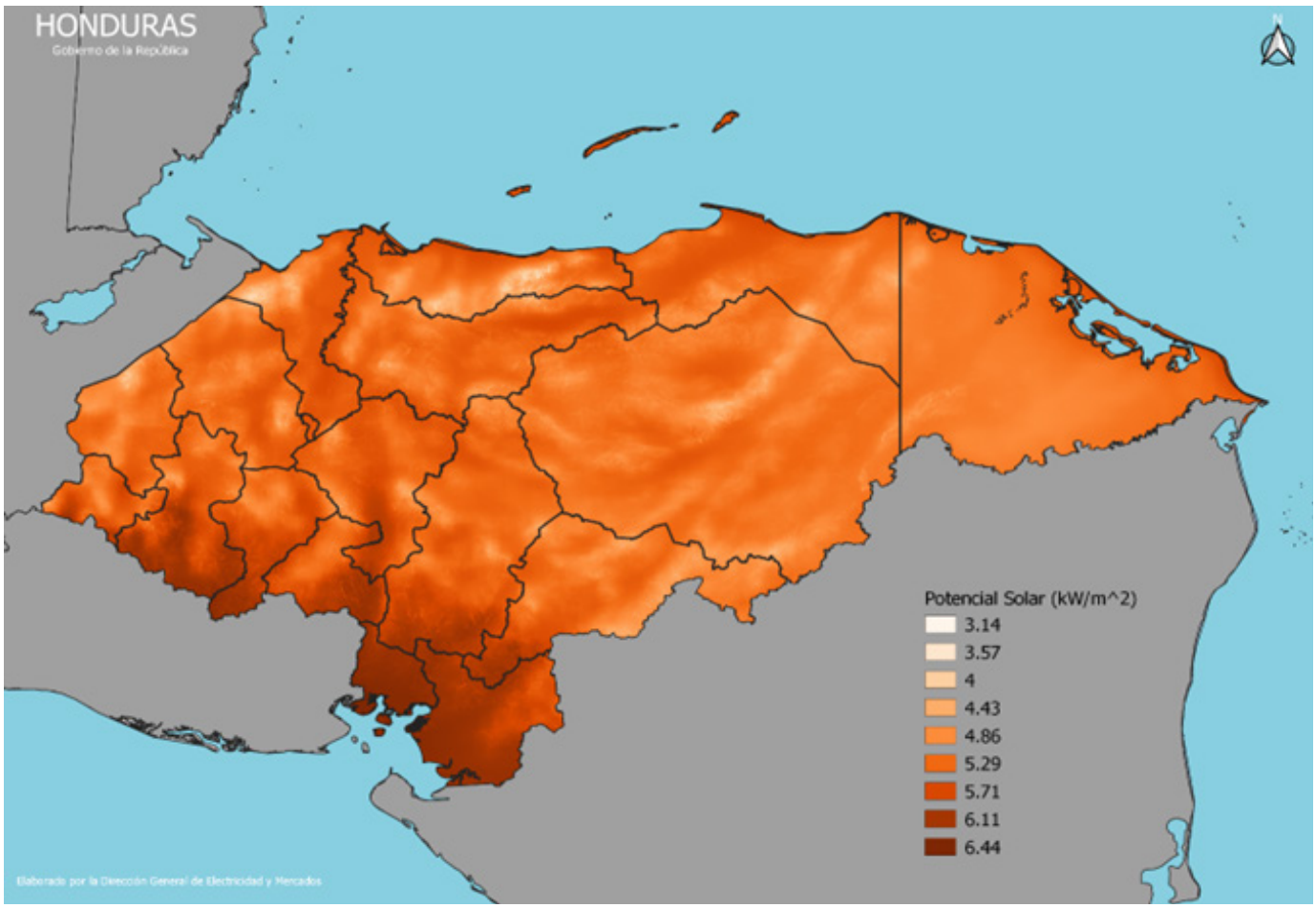



**Ilustración 11 – Mapa de potencial solar de Honduras**
*Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA 2018*

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

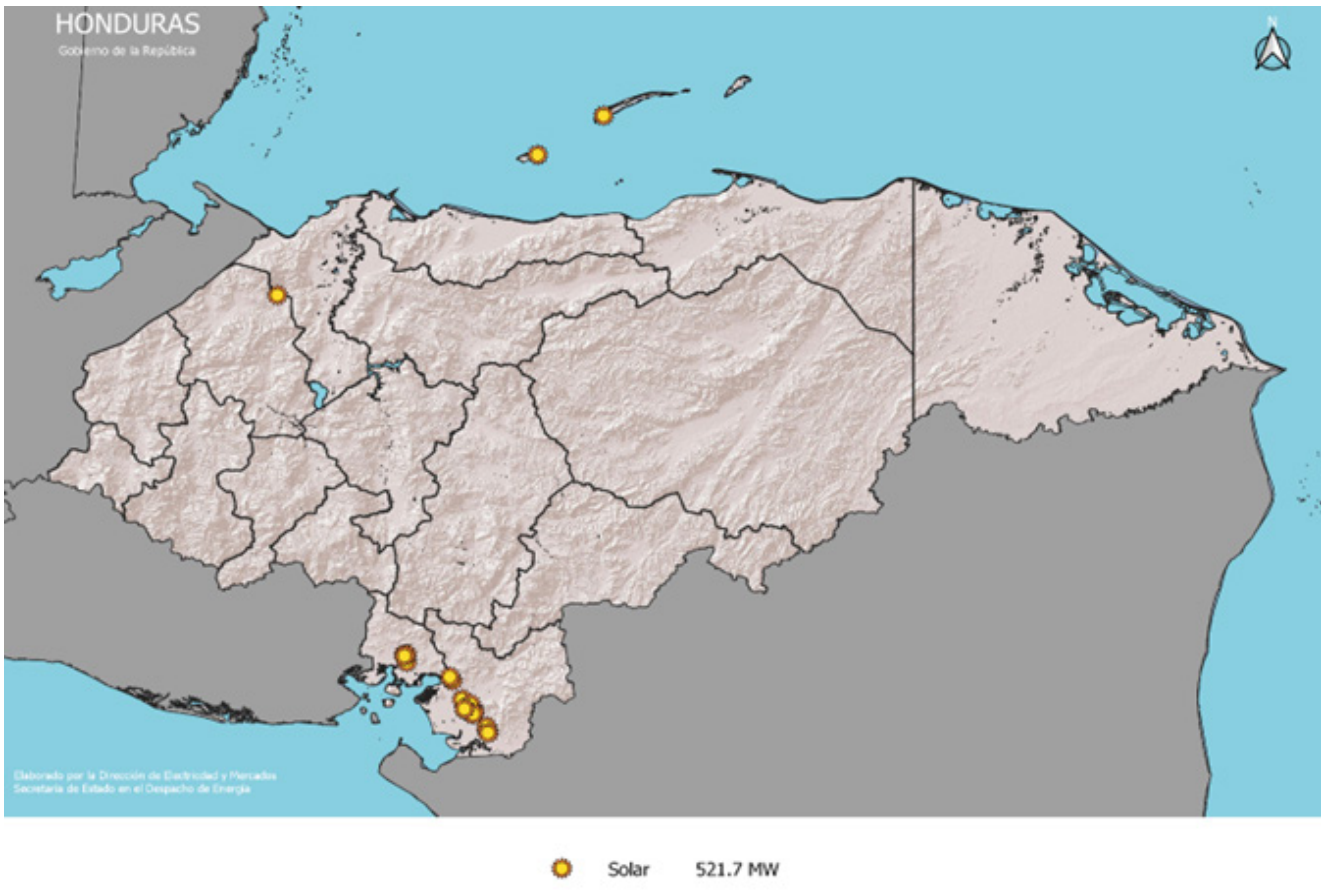
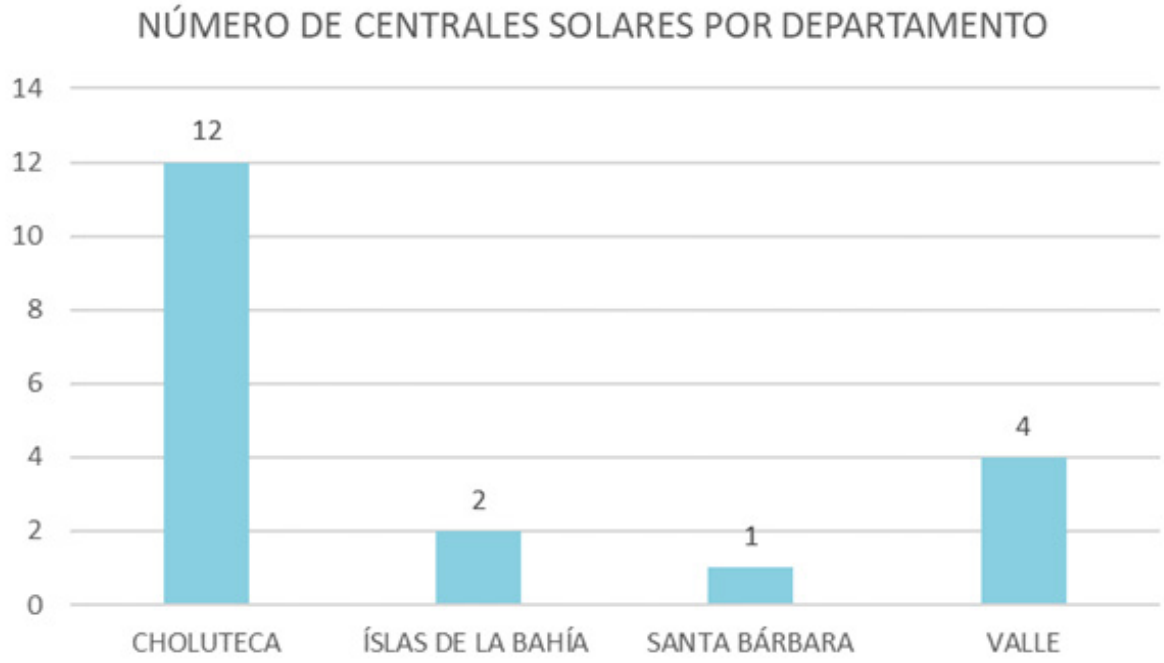



**Ilustración 12 – Mapa georreferenciado de centrales solares**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*




**Gráfica 33 – Número de centrales solares por departamento 2022**
*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.

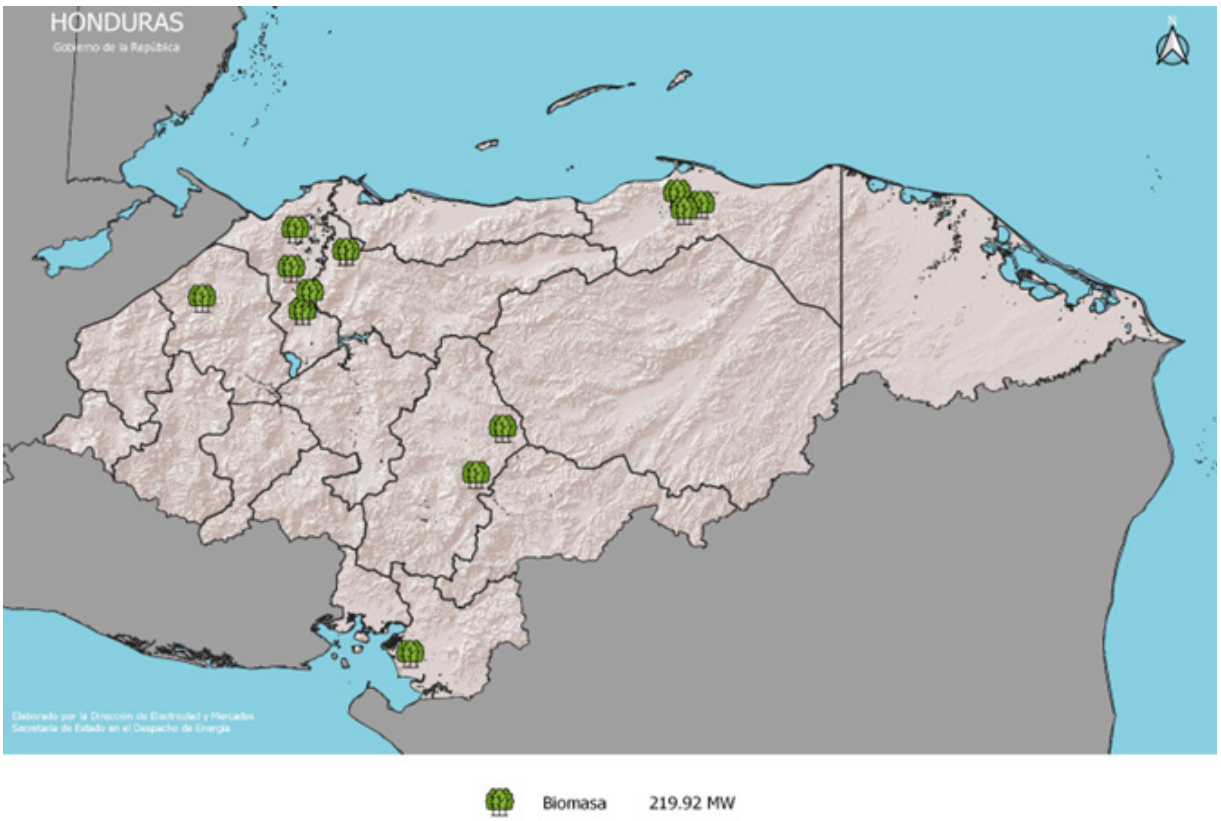
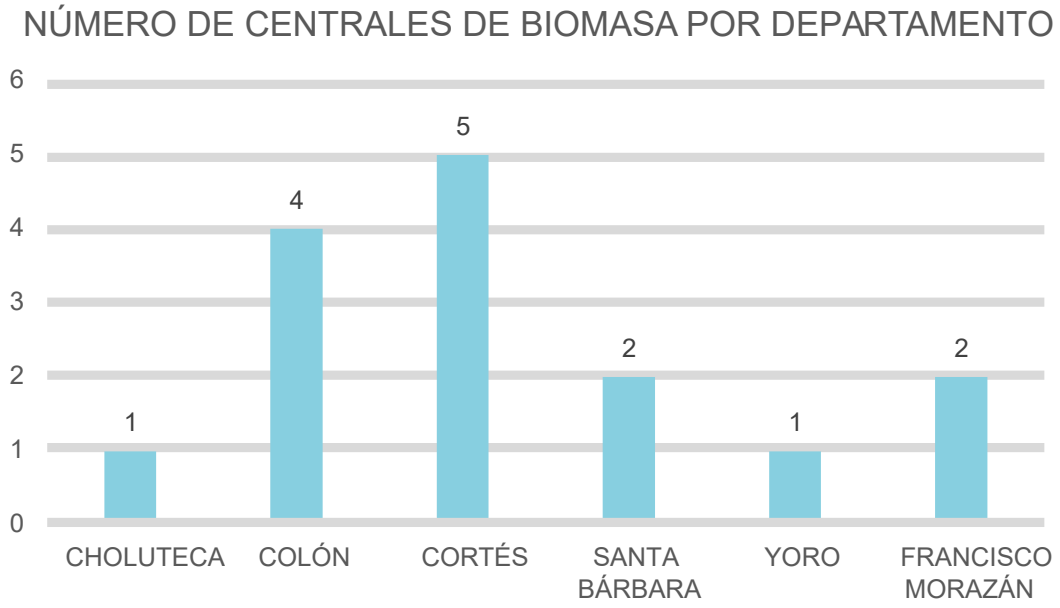



**Ilustración 13 – Mapa georreferenciado de centrales de biomasa**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*




**Gráfica 34 – Número de centrales de biomasa por departamento 2022**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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

Geotérmica 39 MW

**Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

## 3.3 POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE

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

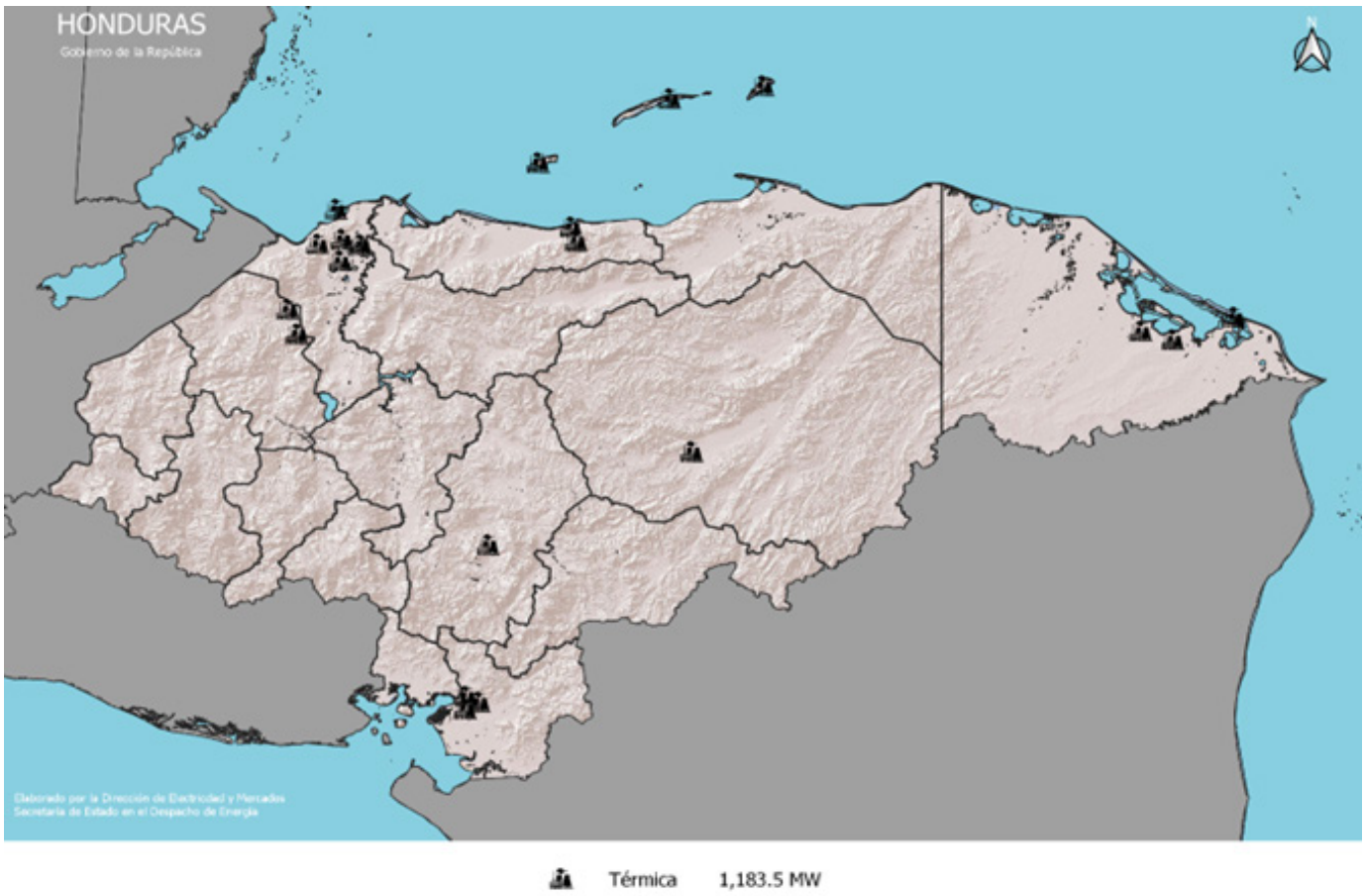
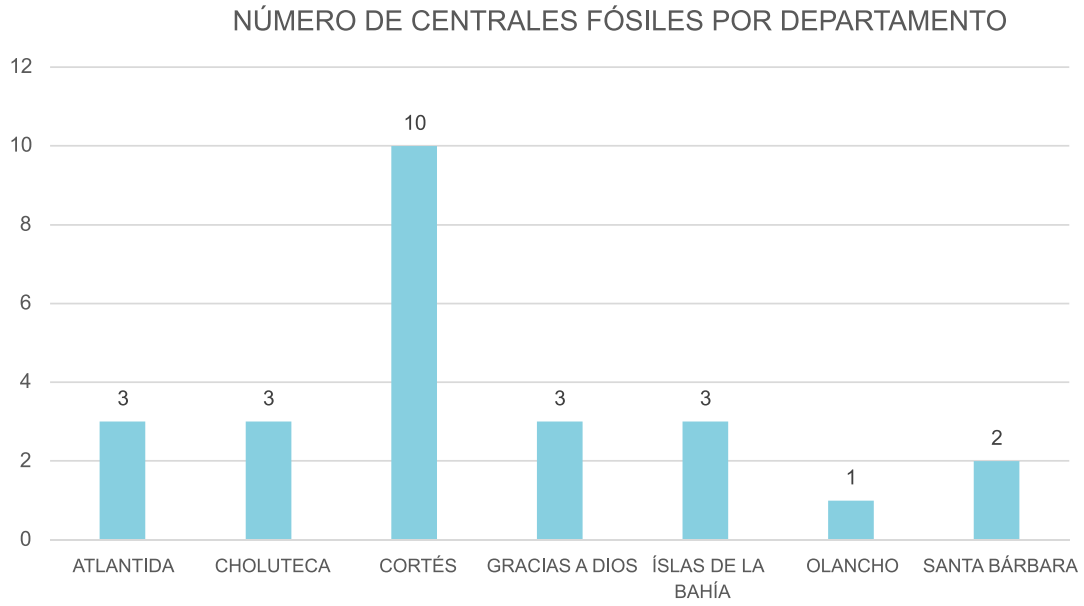



**Ilustración 15 – Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*




**Gráfica 35 – Número de centrales fósiles por departamento**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CAPÍTULO 4 | Sistema interconectado nacional

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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.

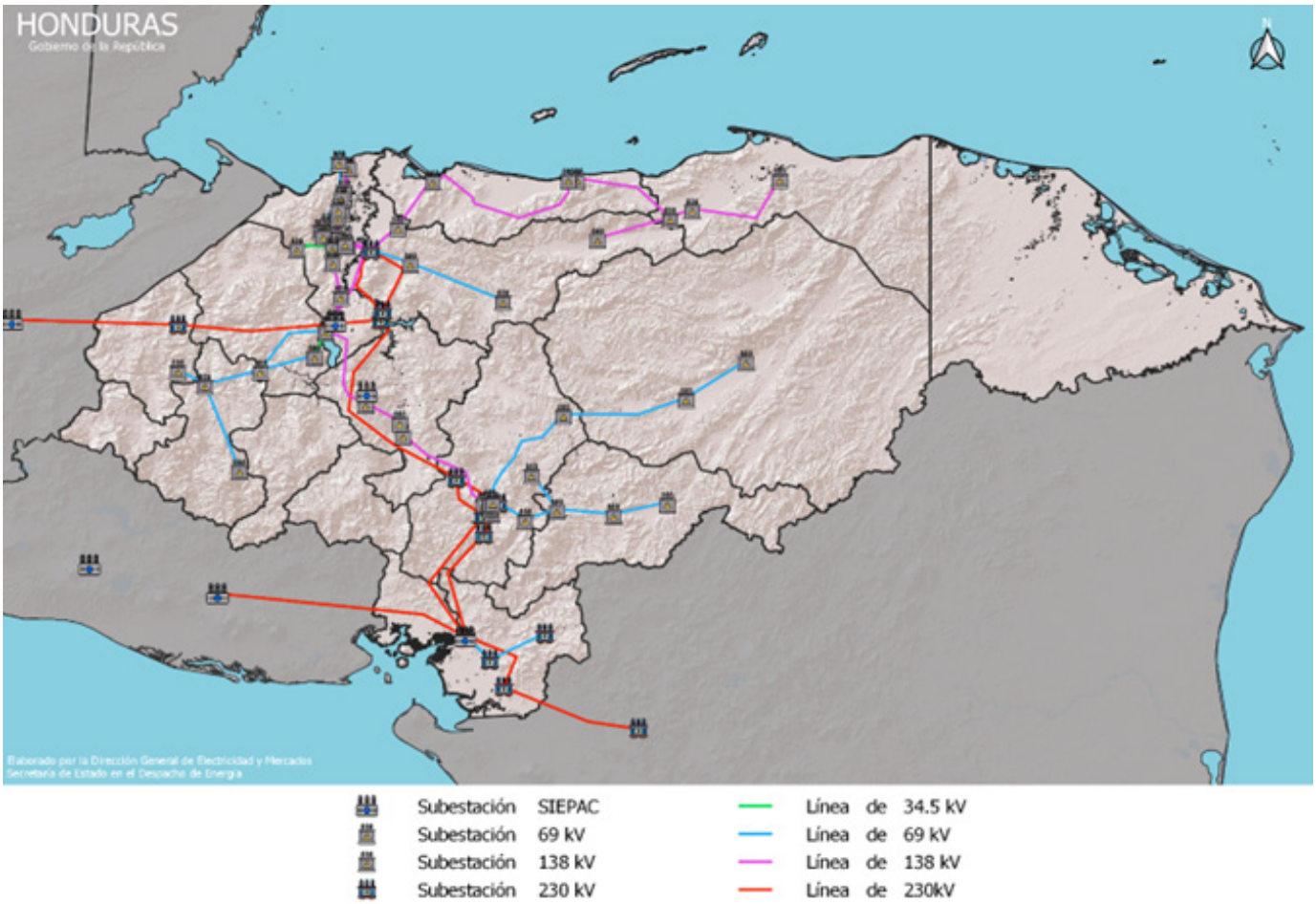



**Ilustración 16 – Sistema Interconectado Nacional (SIN)**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

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 77 subestaciones y 2741.35 km de líneas; donde 845.86 km son líneas de 69 kV, 923 km son de 138 kV y finalmente 971.65 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 |
| Nueva Nacaome | NVA | La Entrada | SNC | Lufussa II | LUV | Naco | NCO |
| Agua Fría | AGF | El Retorno | RET | Elcosa | ELC | Becosa | BCO |
| El Cajón | CJN | Toncontín 230kV | TON | Lufussa III | LUT | Erandique | ERA |
| Cerro de Hula | CDH | Suyapa 13.8kV | SUY | Merendón | MER | Amarateca 138kV | AMT |
| Elcatex | ETX | Toncontín 138kV | TON | La Vegona | VEG | Amarateca 13.8kV | AMT |
| Agua Caliente | AGC | Suyapa 69kV | SUY | Amarateca 230kV | AMT | La Victoria | TER |
| Agua Prieta | AGP | Pueblo Nuevo | PNU | Santa Lucía | SLU | Shol | SHL |
| Caracol | CAR | Santa Marta | SMT | San Buenaventura2 | SBV | Catacamas | CAT |
| Villanueva | VNU | Siguatepeque | SGT | Las Flores | LFL | Chichicaste | CHI |
| Sulzer | TSZ | Progreso 230kV | PGR | Bonito Oriental | BOR | La Vegona 230kV | VEG |
| Alsthom | TAL | Piedras Azules | PAZ | Coyoles Central | CCE | El Bijagual | EBI |
| Santa Fe 138kV | SFE | Miraflores | MFL | Cañaveral 69kV | CRL | Caracol Knits | CKP |
| Santa Fe 69kV | SFE | Laínez | LNZ | Danlí | DAN | Yoro | YOR |
| Río Lindo | RLN | La Leona | LLN | Guaimaca | GMC | Cahsa | CAH |
| Masca | MAS | Circunvalación | CIR | Isletas | ISL | Pavana 34.5kV | PAV |
| La Puerta | LPT | Bellavista | BVI | Juticalpa | JUT | Santa Lucía 34.5kV | SLU |
| Comayagua | CYG | Bijao | BIJ | La Lima | LIM | Prados 34.5kV | PRD |
| Choloma | CHM | Bermejo 138kV | BER | Morazán | MOR | Santa Lucia Terciario | TER |
| Progreso 138kV | PGR | Bermejo 69kV | BER | El Níspero | NIS | Choloma 13.8kV | CHM |
| Pavana 230kV | PAV | Suyapa 230kV | SUY | Progreso 69kV | PGR | La Ensenada | END |
| Cañaveral | CRL | La Cañada | CDA | Reguleto | RGU | Patuca III 230kV | PAT |
| Río Nance | RNA | Suyapa 138kV | SUY | San Isidro | SIS | Juticalpa II 230kV | JUD |
| Prados 230kV | PRD | La Ceiba | CTE | Santa Rosa | SRS | Juticalpa II 69kV | JUD |
| San Buenaventura | SBV | Tela | TEL | El Zamorano | ZAM | Ojo de Agua | ODA |
| San Pedro Sula Sur | SPS | Guaimas | GUA | Cuyamapa | CUY | El Porvenir | PVR |

**Tabla 4 – Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CAPÍTULO 5 | Demanda eléctrica

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

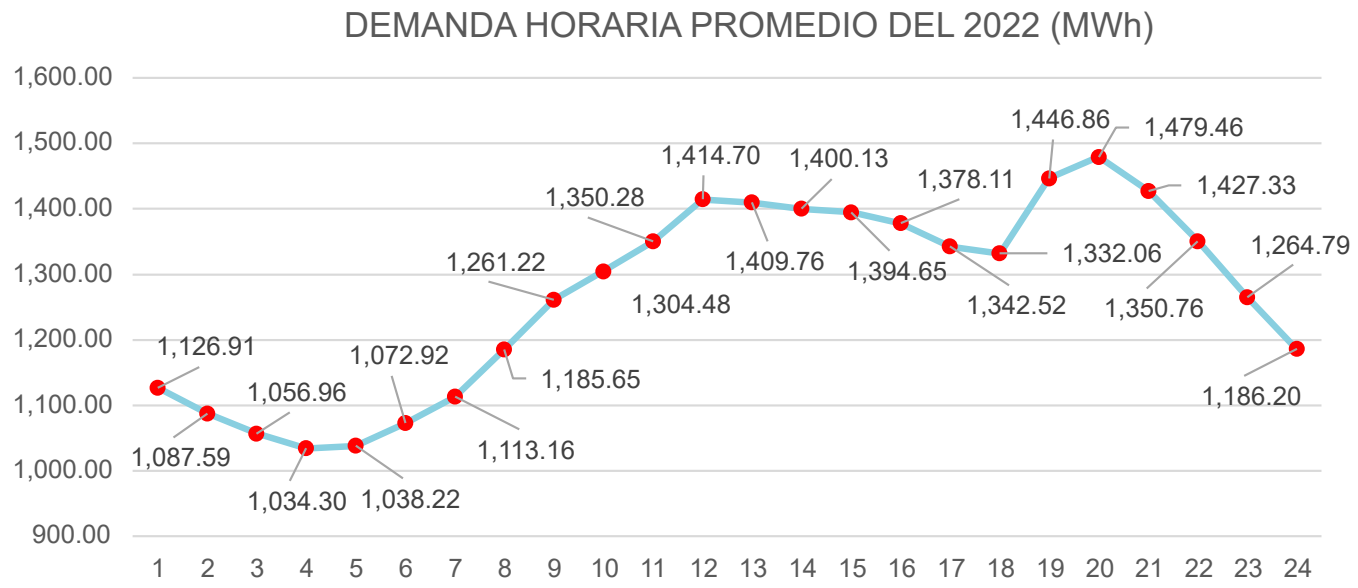
Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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 2022, 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 2022 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 madruga hasta volver a crecer al iniciar el día siguiente. En la siguiente gráfica se muestra una curva de la demanda promedio para el año 2022.




**Gráfica 36 - Demanda eléctrica diaria promedio 2022 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 2022.

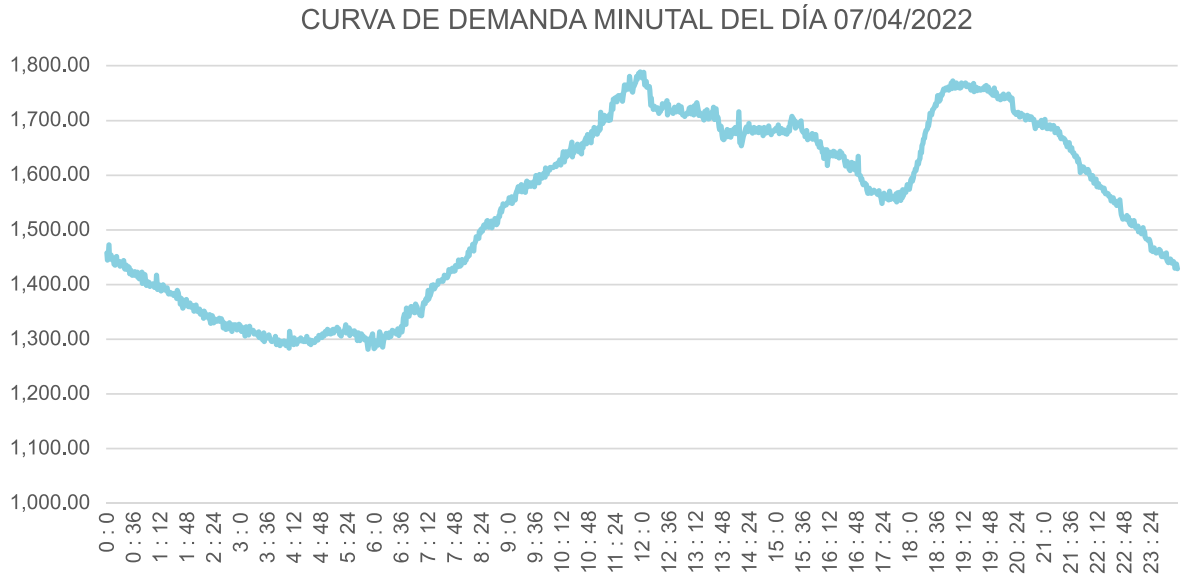
| HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉTRICA ANUAL | | | | |
|---|---|---|---|---|
| AÑO | MW-AÑO | GWh | DEM. MAX [MW] | FACTOR DE CARGA |
| 2008 | 746.13 | 6,536.10 | 1,205.00 | 61.92% |
| 2009 | 749.05 | 6,561.70 | 1,203.00 | 62.27% |
| 2010 | 770.16 | 6,746.60 | 1,245.00 | 61.86% |
| 2011 | 818.22 | 7,167.60 | 1,240.00 | 65.99% |
| 2012 | 865.10 | 7,578.30 | 1,282.00 | 67.48% |

| HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉTRICA 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% |

**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.

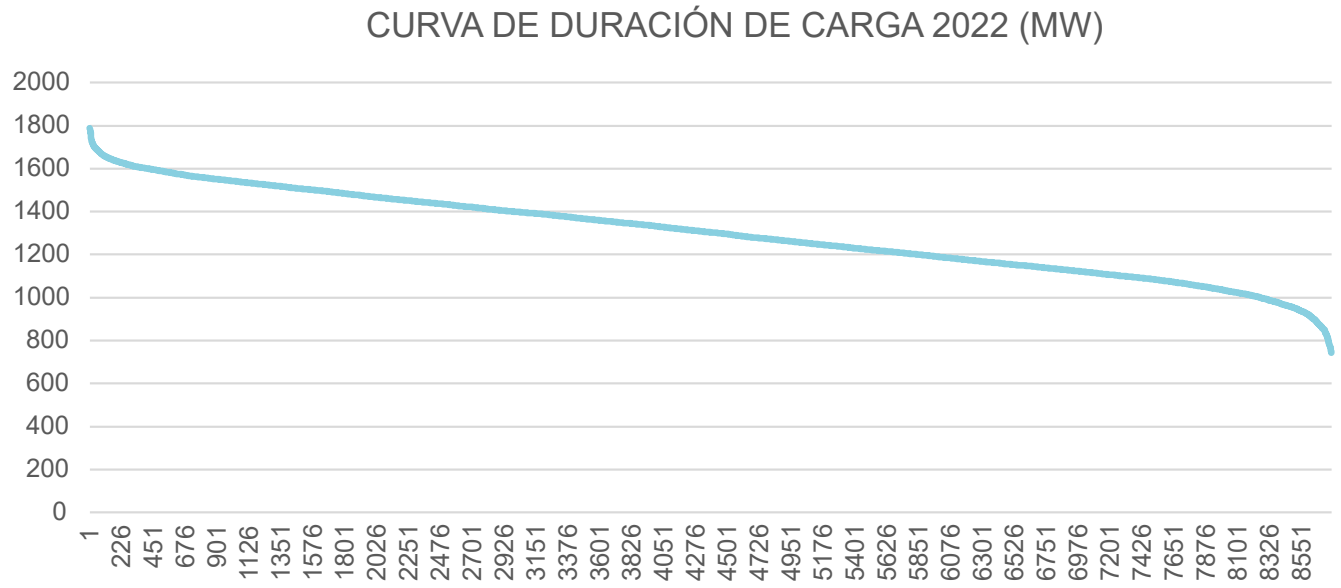
Por otro lado, se observa que la demanda de energía eléctrica ha mostrado una tendencia creciente para los últimos años, debido a nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales que se conectan al sistema. Siempre en el año existe un día de mayor exigencia de la demanda de energía eléctrica de parte de los usuarios al sistema de suministro, en cuanto al día con demanda máxima para el año 2022 ocurrió el 7 de abril, registrándose a las 11:57 h una demanda de 1,788.83 MW.




**Gráfica 37 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2022 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 cado 2022. Al ordenar de mayor a menor los datos de demanda horaria se obtiene la siguiente curva:




**Gráfica 38 - Curva de máxima duración de carga 2022 [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 25.99% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 68.29% estuvo entre 1000 MW y 1050 MW, y un 5.72% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

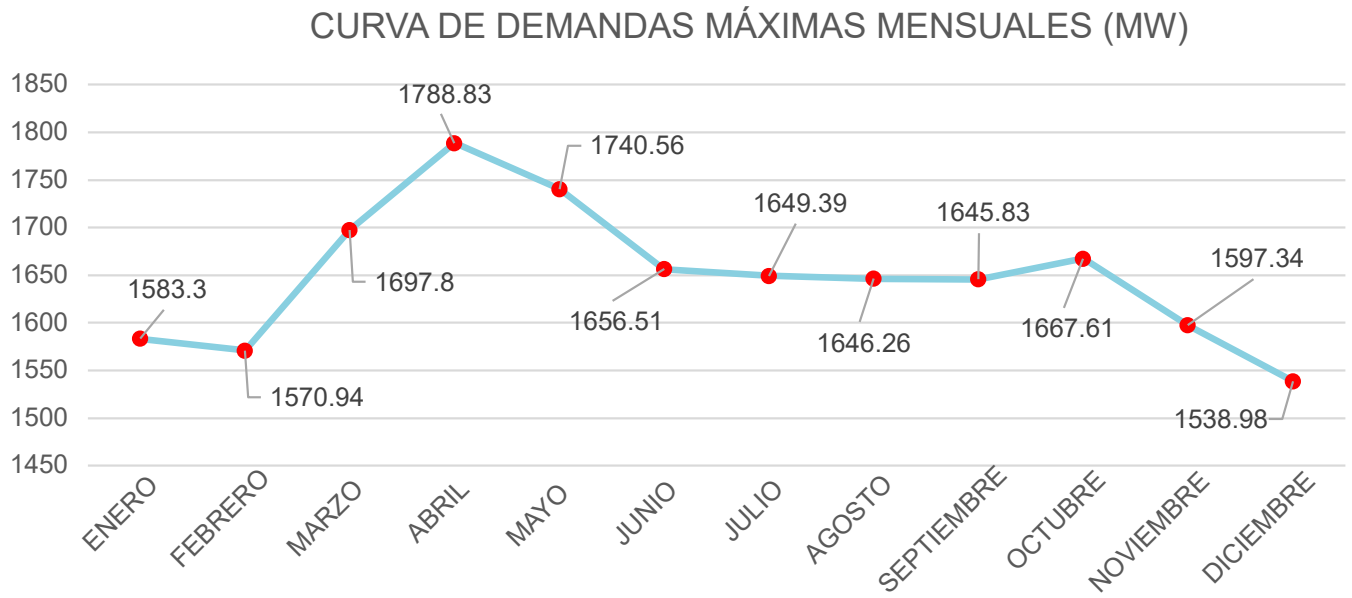
| INTERVALOS DE DURACIÓN DE CARGA | | |
|---|---|---|
| **COTA DE DEMANDA [MW]** | **CANTIDAD DE HORAS** | **PORCENTAJE DE TIEMPO** |
| DEM>1450 MW | 2,277.00 | 25.99% |
| 1000 MW<DEM<1450 MW | 5,982.00 | 68.29% |
| DEM<1000 MW | 501.00 | 5.72% |

**Tabla 6 - Intervalos de duración de carga**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

Si analizamos estos datos con el 2021 se puede notar que el porcentaje de la demanda por encima de los 1450 MW incremento 1.63% (24.36% en 2021) de igual forma la demanda entre 1000 MW y 1450 MW incrementó en 0.77% (68.52% en 2021), lo cual es algo lógico debido al crecimiento natural de la demanda.

## 5.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2022

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.



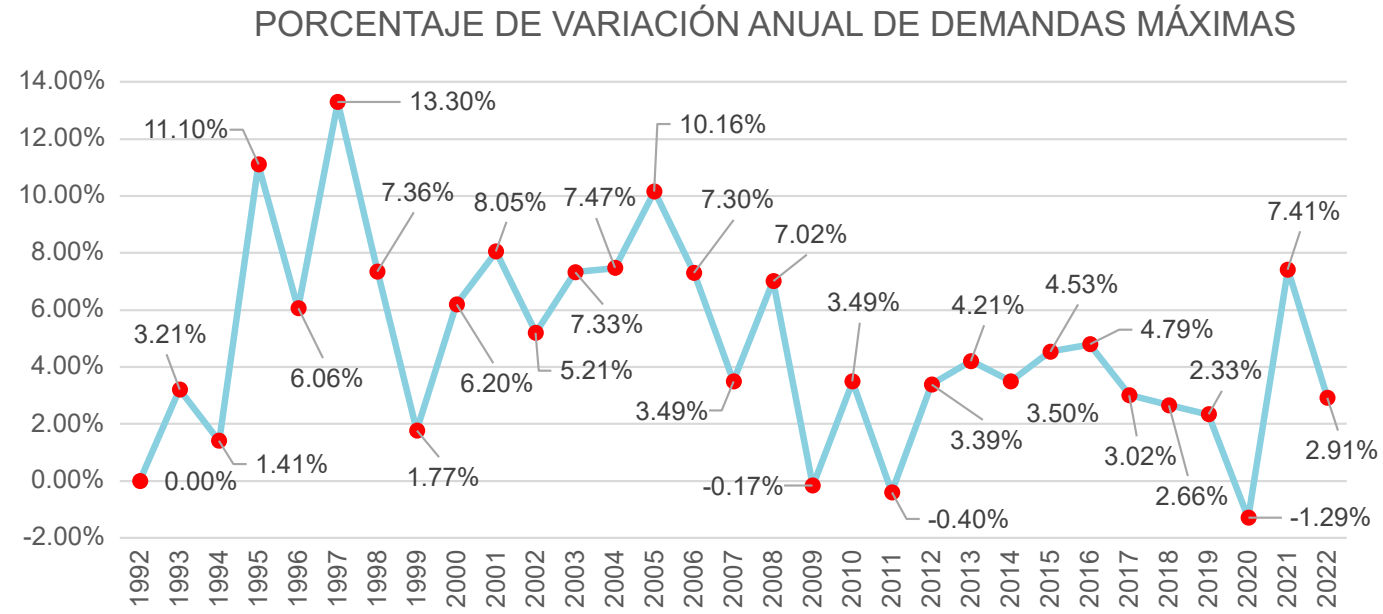

**Gráfica 39 - Demanda máxima mensual en Honduras 2022 [MW]**

*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

En el mes de diciembre del 2022 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima con 1538.98 MW, por otro lado, en los meses de abril y mayo se registraron las mayores demandas en el sistema eléctrico con 1788.83 MW y 1740.56 MW respectivamente. Para el caso del mes de abril la alta demanda se debe a la temporada de verano 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.

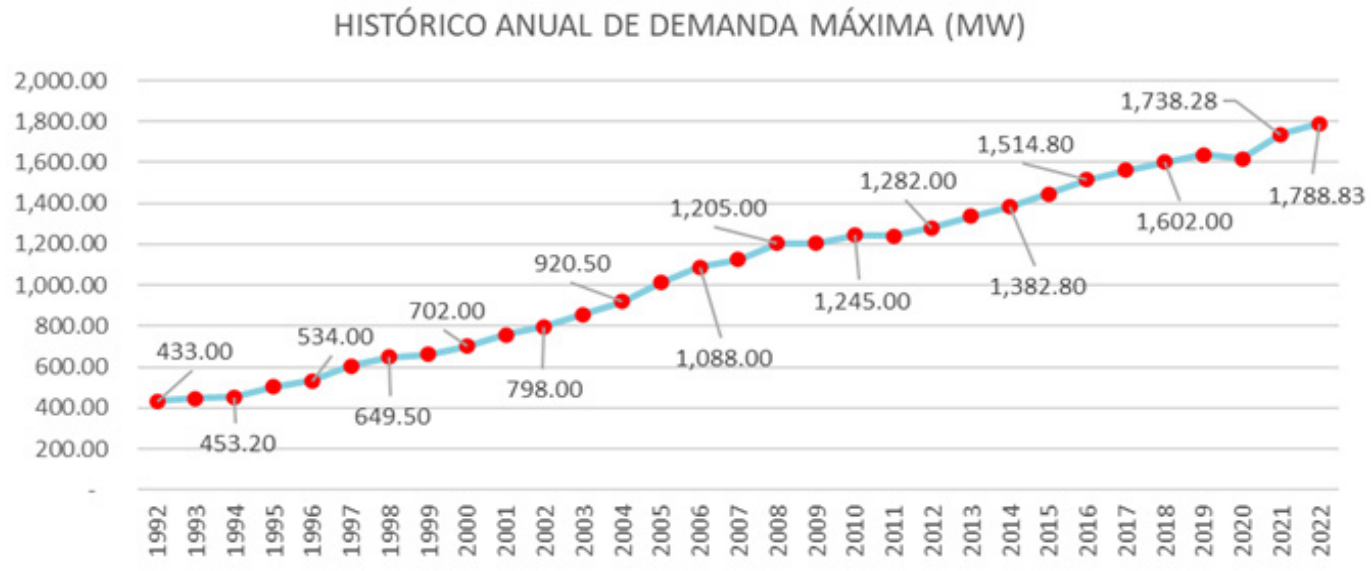



**Gráfica 40 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2022**

*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

La demanda en 2022 tuvo crecimiento normal con respecto al 2021 siendo de alrededor de un 2.91%, esto es producto de que en el 2021 se estabilizó la economía en el país posterior a 2020 año donde la demanda eléctrica disminuyo fuertemente producto de inicio de la pandemia COVID-19.

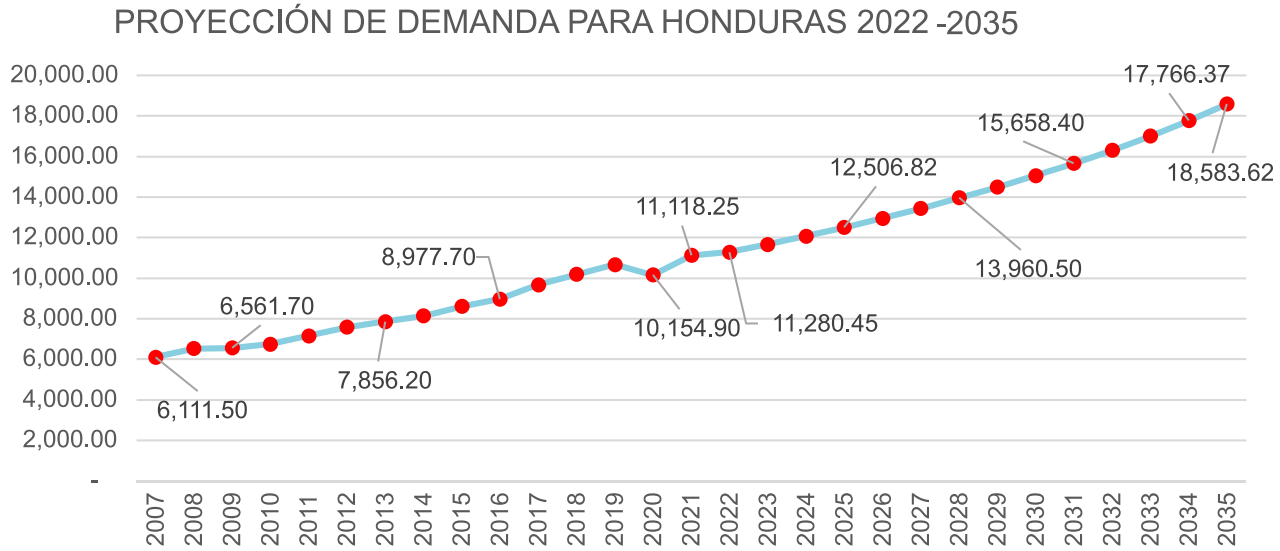
Adicionalmente se muestra un histórico del comportamiento de las demandas máximas en MW por año desde 1992 hasta 2022.




**Gráfica 41 - Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2022**
*Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.*

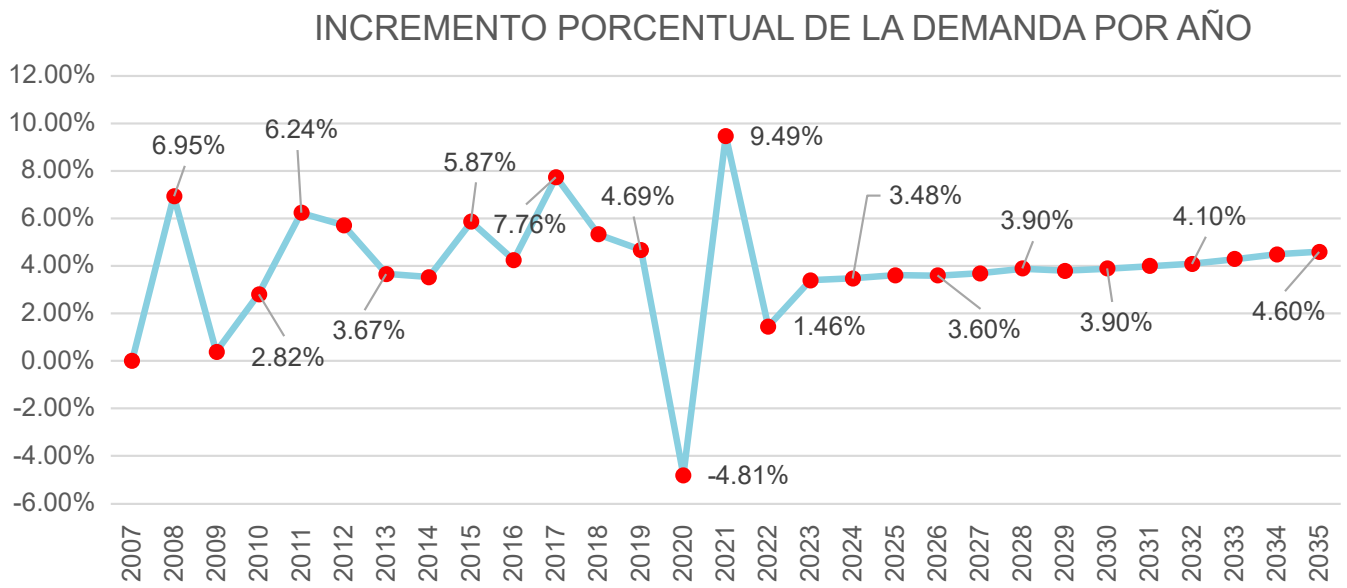
## 5.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS

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 42 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2022-2035**
*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 43 - 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

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

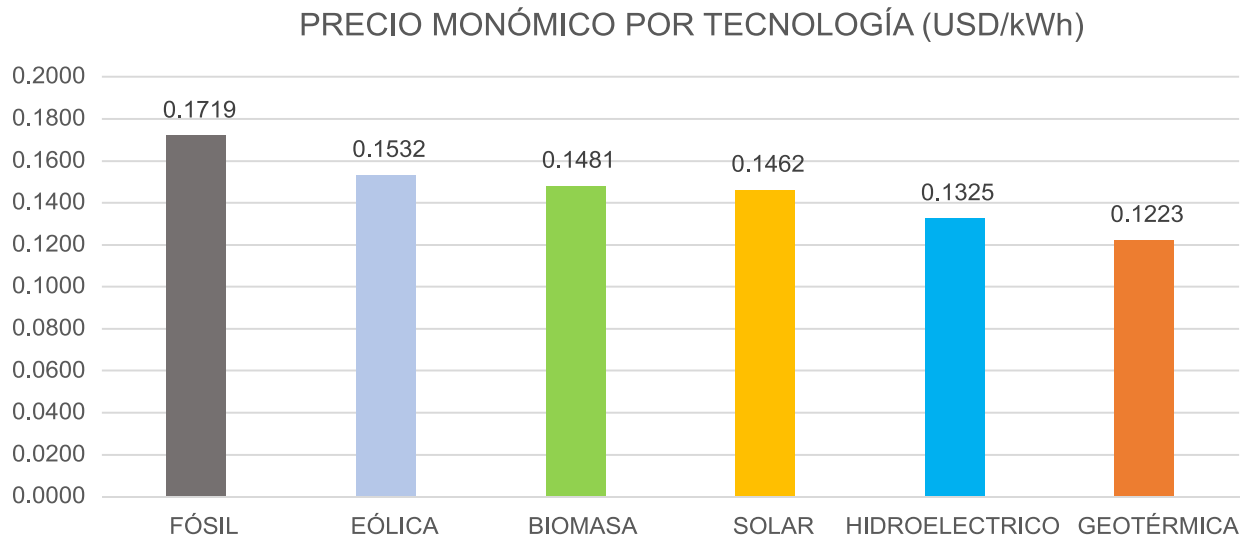
Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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 2022.

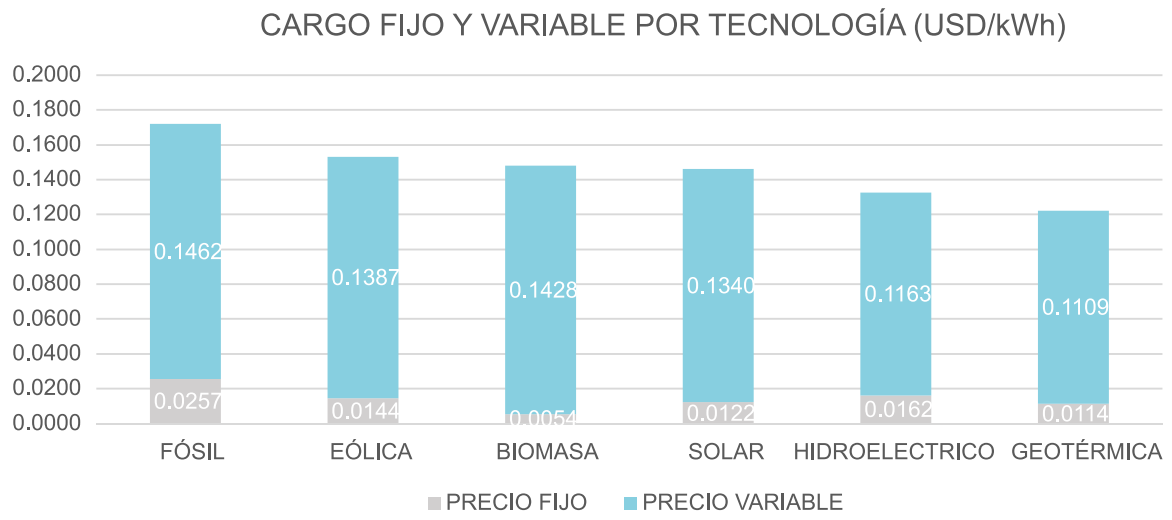
## 6.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA

El precio anual de generación de energía eléctrica para 2022 se muestra en la siguiente gráfica. Se puede ver claramente que el mayor precio por kWh corresponde a la tecnología térmica esto debido a los efectos producidos por la guerra entre Rusia y Ucrania, por el contrario, el menor precio corresponde a la tecnología geotérmica.




**Gráfica 44 - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]**
*Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.*

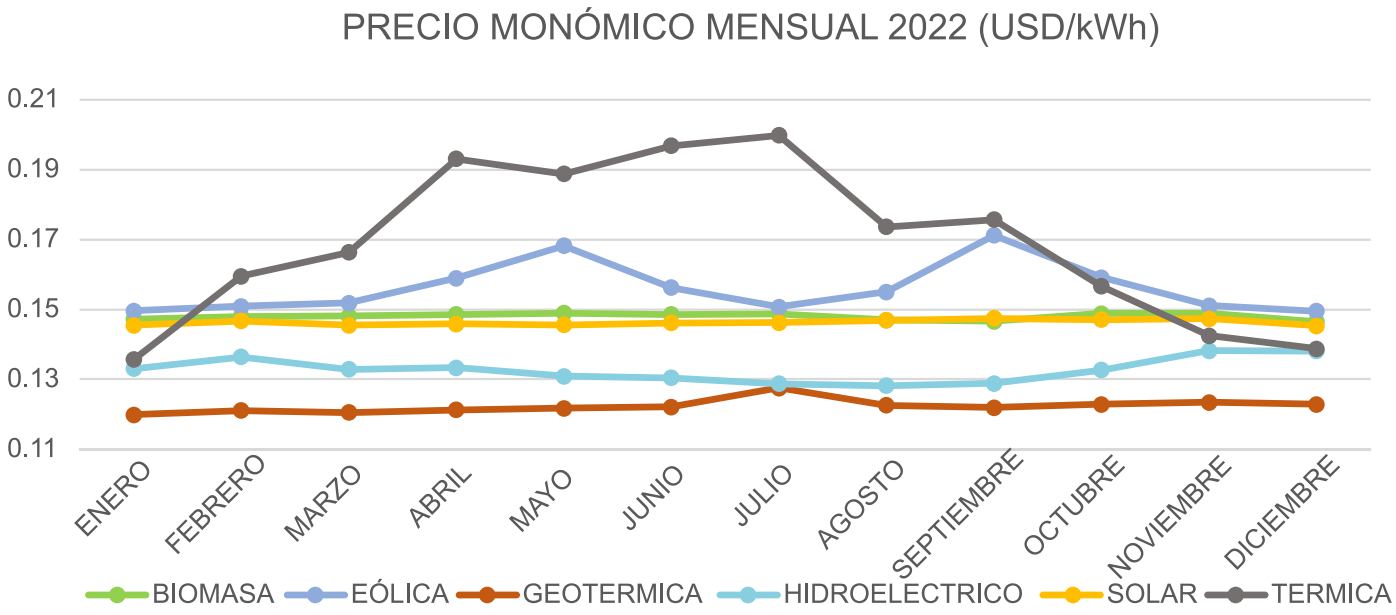
Haciendo el desglose del precio monómico en precios fijos y variables, tenemos los siguientes resultados:




**Gráfica 45 - 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

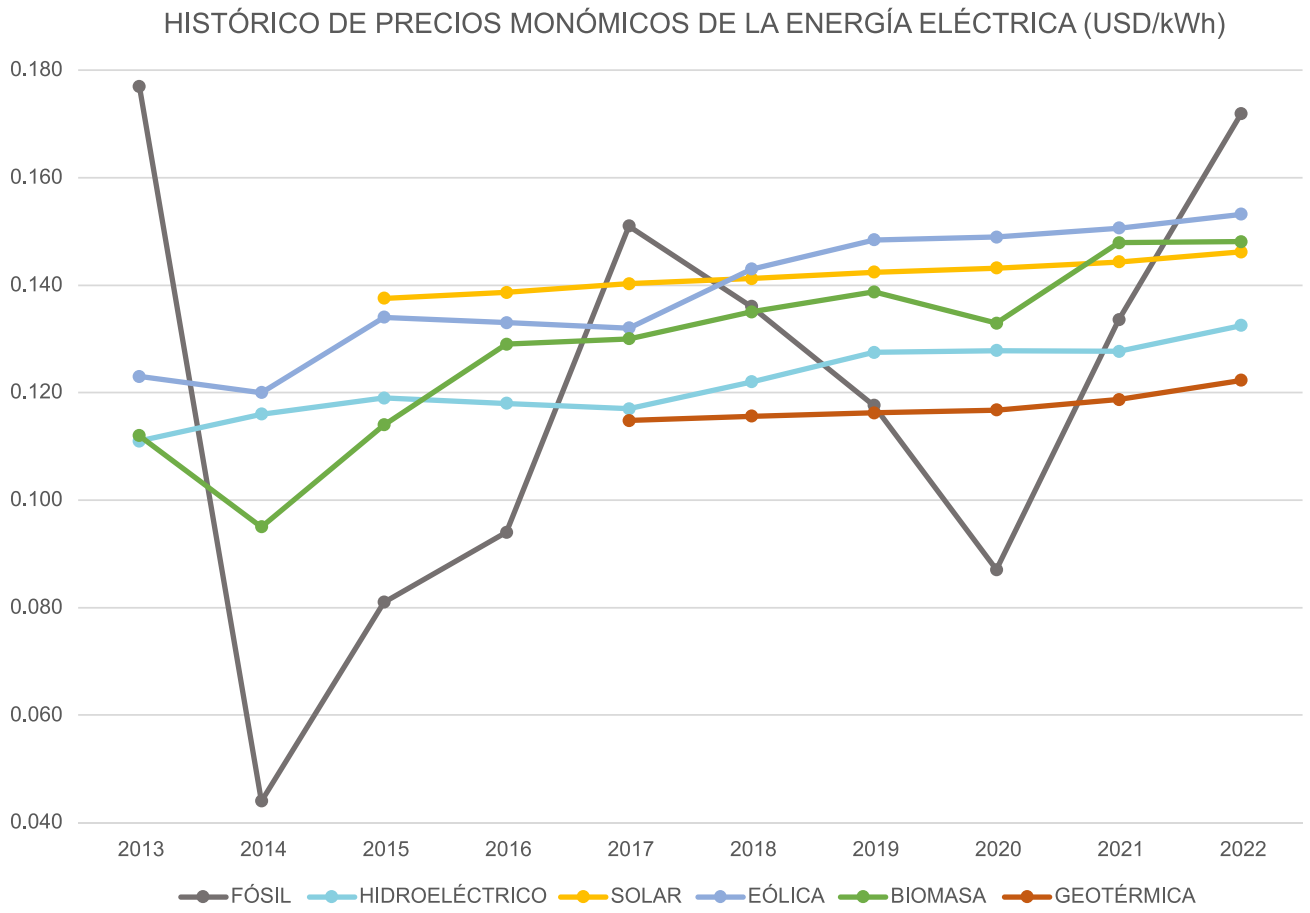
Mensualmente los precios de la energía varían para algunas tecnologías debido a la estacionalidad o naturaleza del recurso de generación, por ejemplo, la generación a base de combustibles fósiles su cargo variable depende del comportamiento de los precios internacionales de los derivados del petróleo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




**Gráfica 46 - Precio monómico mensual por tecnología 2022**
*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 (2013-2022). Se puede observar que generalmente los precios de las tecnologías renovables han estado por arriba de los precios provenientes de tecnologías no renovables.




**Gráfica 47 – 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.

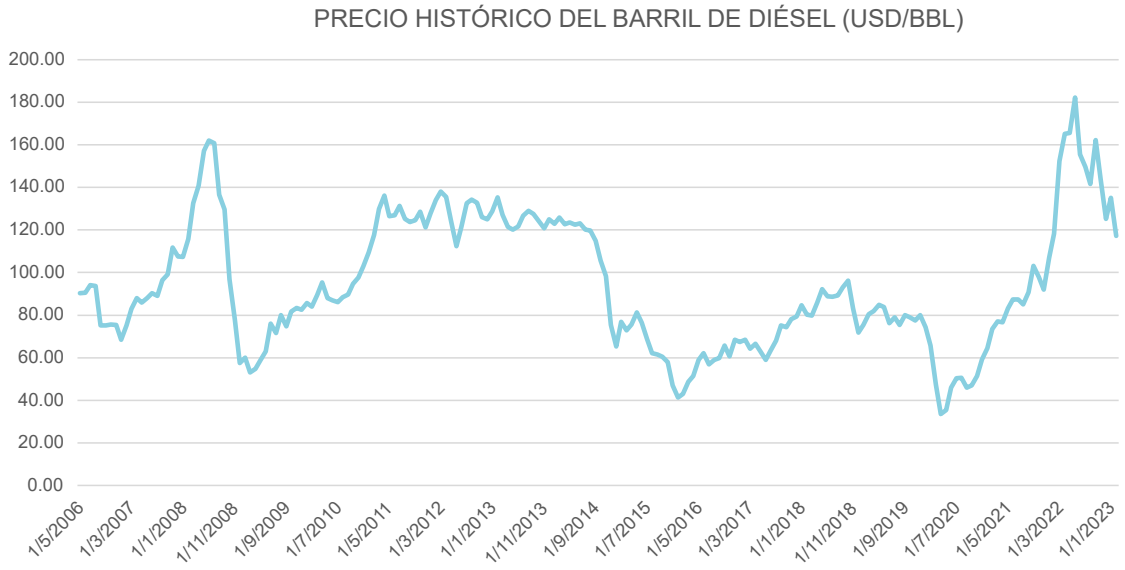
Durante los últimos años los precios monómicos de la generación de la energía eléctrica por tecnología han sufrido muchas variaciones. Por ejemplo, antes del 2012 los precios internacionales de los derivados del petróleo eran elevados, lo cual se reflejaba en los precios de generación de energía eléctrica 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[7], se representa el precio en dólares americanos por barril.

**Gráfica 48 - 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.

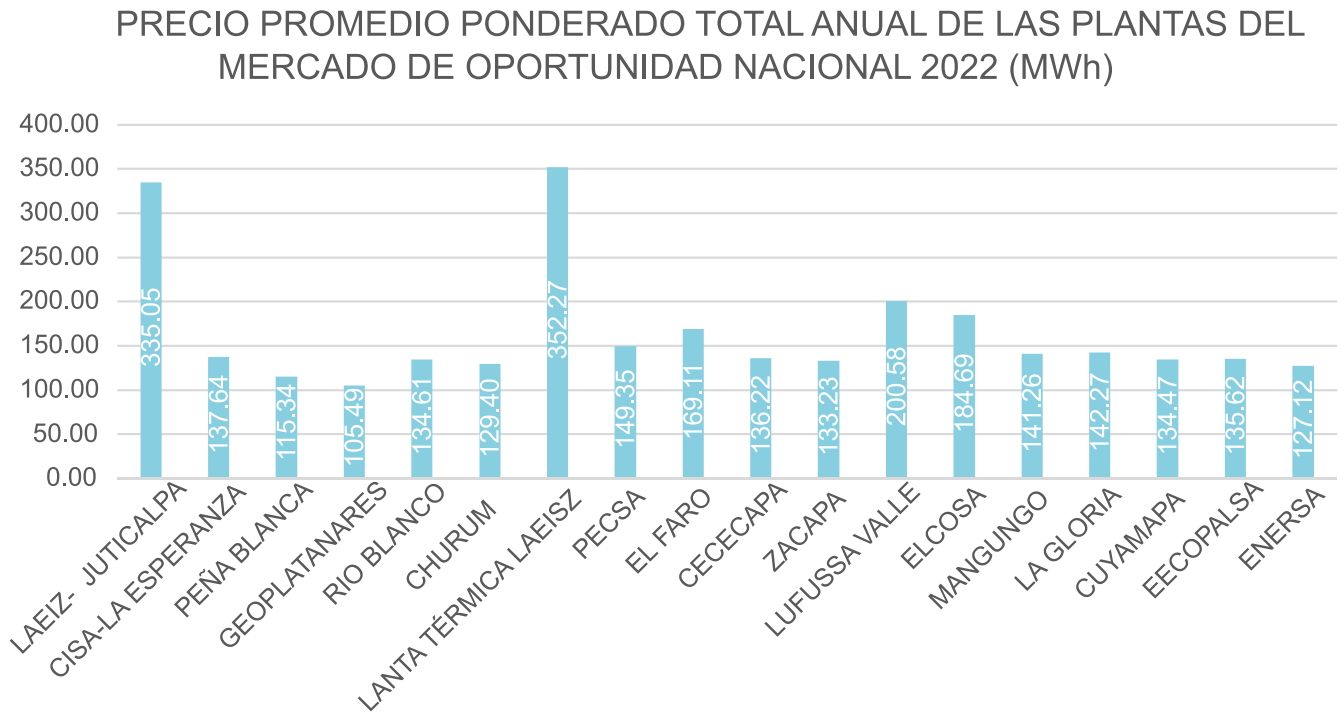



**Gráfica 49 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]**
*Fuente: Secretaría de Energía*

[7] (Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, 2023)

## 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 50 – 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 352.27 USD/MWh, por el contrario, la más barata fue la planta geotérmica Geoplatanares con un precio promedio anual de 105.49 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 MINIMOS DE PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **PLANTA GENERADORA** | **LAEIZ- JUTICALPA** | **CISA-LA ESPERANZA** | **PEÑA BLANCA** | **GEOPLATANARES** |
| Precio Promedio | 323.13 | 142.13 | 142.73 | 130.31 |
| Precio Máximo | 381.30 | 190.10 | 217.10 | 169.50 |
| Precio Mínimo | 223.20 | 105.80 | 104.00 | 91.60 |

| PRECIOS PROMEDIO, MÁXIMOS Y MINIMOS DE PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **PLANTA GENERADORA** | **EL FARO** | **CECECAPA** | **ZACAPA** | **LUFUSSA VALLE** |
| Precio Promedio | 154.57 | 137.46 | 138.95 | 172.97 |
| Precio Máximo | 195.70 | 173.9 | 178.40 | 234.70 |
| Precio Mínimo | 112.00 | 104.4 | 102.50 | 123.30 |
| **PLANTA GENERADORA** | **RIO BLANCO** | **CHURUNE** | **PLANTA TÉRMICA LAEISZ** | **PECSA** |
| Precio Promedio | 138.80 | 136.11 | 146.14 | 140.10 |
| Precio Máximo | 181.50 | 170.40 | 5,129.00 | 179.10 |
| Precio Mínimo | 102.80 | 101.40 | 8,526.70 | 99.00 |
| **PLANTA GENERADORA** | **ELCOSA** | **MANGUNGO** | **LA GLORIA** | **CUYAMAPA** |
| Precio Promedio | 167.08 | 143.58 | 147.14 | 145.82 |
| Precio Máximo | 213.80 | 195.70 | 197.90 | 231.40 |
| Precio Mínimo | 102.00 | 104.40 | 104.80 | 101.40 |
| **PLANTA GENERADORA** | **EECOPALSA** | **ENERSA** | | |
| Precio Promedio | 139.76 | 124.46 | | |
| Precio Máximo | 185.90 | 155.30 | | |
| Precio Mínimo | 105.40 | 106.40 | | |

**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 835.30 USD/MWh en el mes de noviembre, sin embargo, el precio mínimo registrado en el 2022 fue de la central hidroeléctrica Churune en el mes de febrero con 49.40 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 de la energía del último generador que entra en operación para cubrir la demanda de energía eléctrica según el orden de despacho económico por costos variables (del más barato al más caro), por lo tanto, es el costo 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.

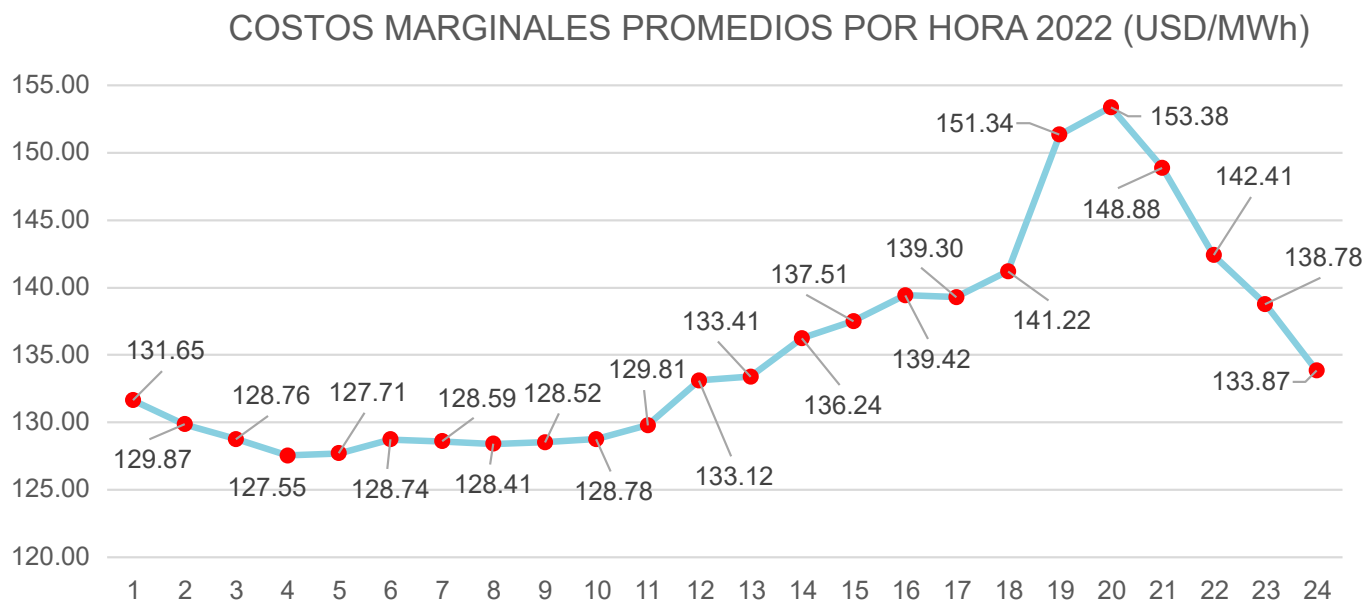
En el mercado de contratos del MEN, los precios utilizados para realizar la liquidación con cada agente de mercado por la potencia y energía asociada brindada al sistema están función de precios bases de potencia y energía los cuales forman parte de fórmulas establecidas en acuerdos contractuales pactados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

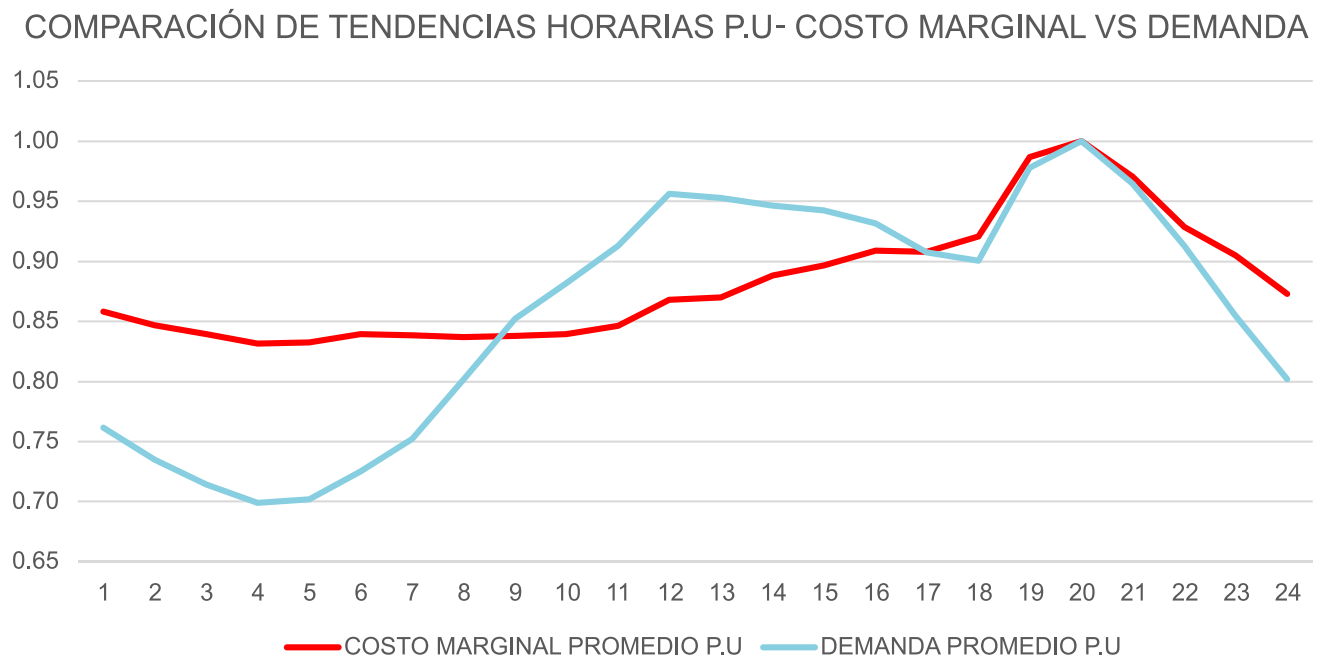
A continuación, se muestra una gráfica del costo marginal promedio para todo el sistema interconectado nacional:




**Gráfica 51 - Costo marginal promedio por hora 2022 [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.

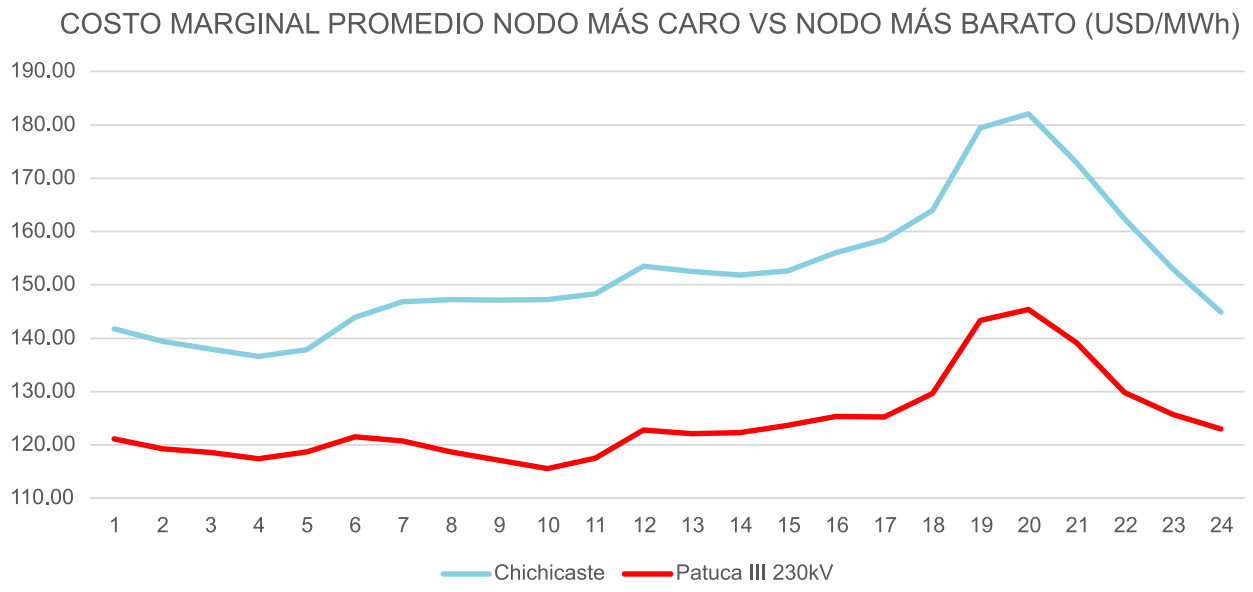
Al analizar la tendencia de los costos marginales y los cotejamos con la curva de demanda promedio se observa lo siguiente:




**Gráfica 52 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal vrs Demanda**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

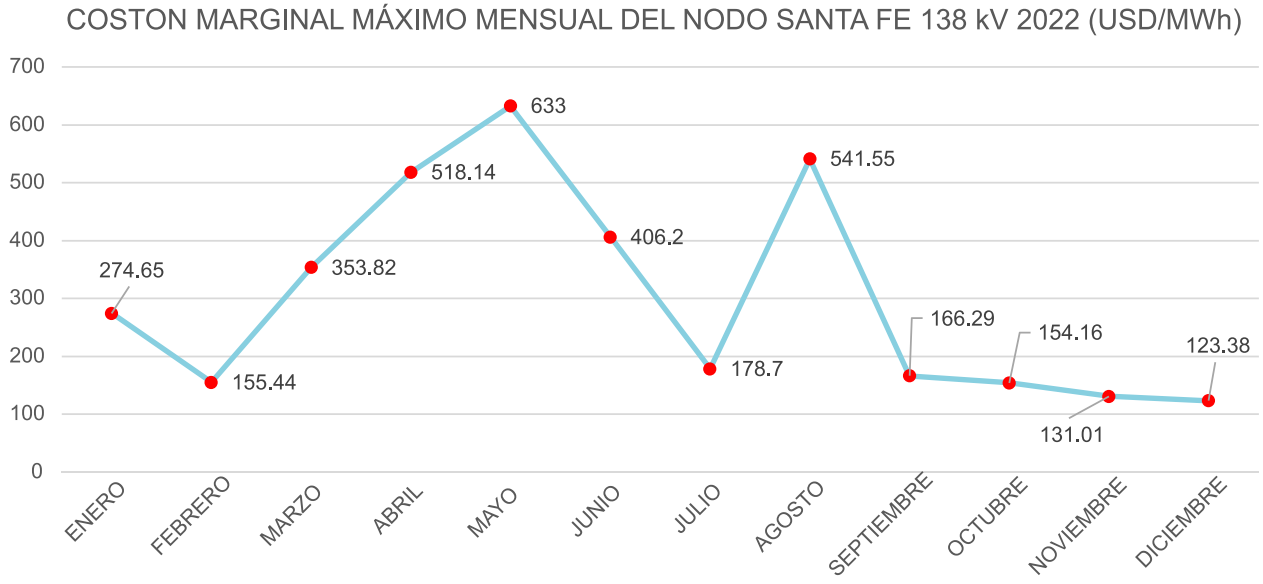
La curva de costos marginales tiene la misma tendencia que la curva de demanda a excepción de las horas del mediodía y esto es porque Honduras cuenta con una alta participación de tecnologías solares fotovoltaicas cuyo costo variable de generación es cero y al contar con una alta penetración de generación 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 2022.




**Gráfica 53 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

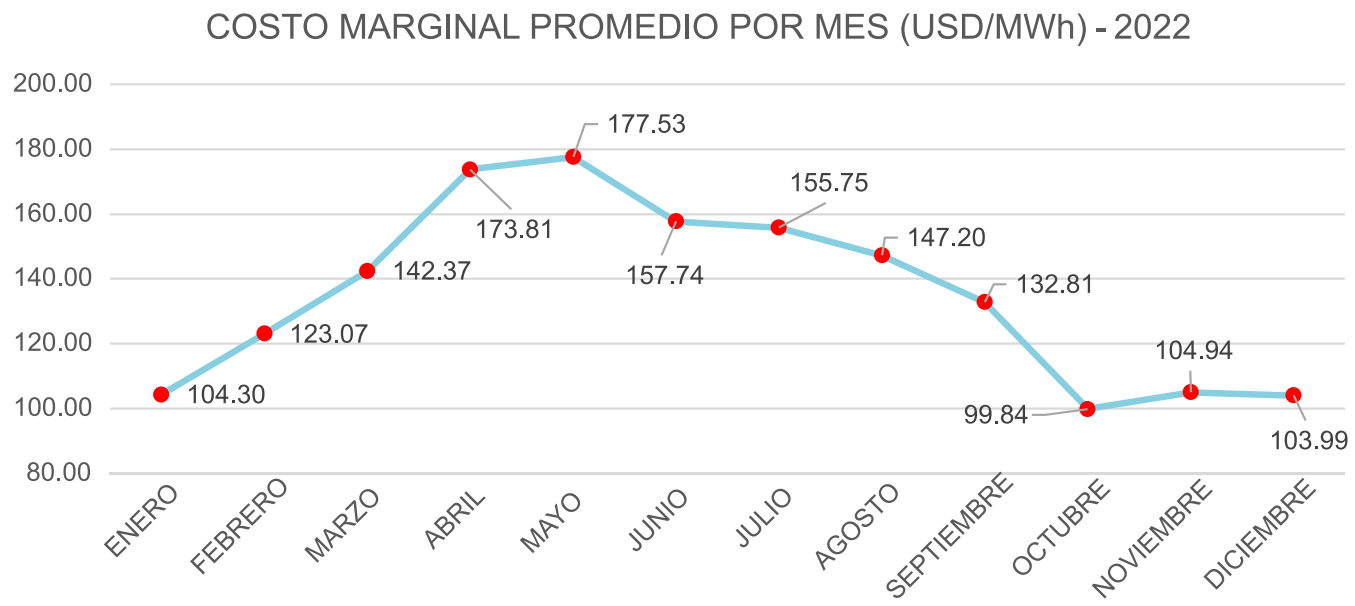
En promedio, el nodo el Chichicaste tiene los costos marginales más altos, sin embargo, existen otros nodos que en momentos cortos y específicos de operación del sistema tienen costos marginales mucho más altos. En 2022 el máximo costo marginal del sistema se presentó en el nodo de El Retorno llegando a 633 USD/MWh en el mes de mayo Y 602.5 en el mes de agosto.




**Gráfica 54 - Costo marginal máximo mensual del nodo Santa Fe 138 kV [USD/MWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

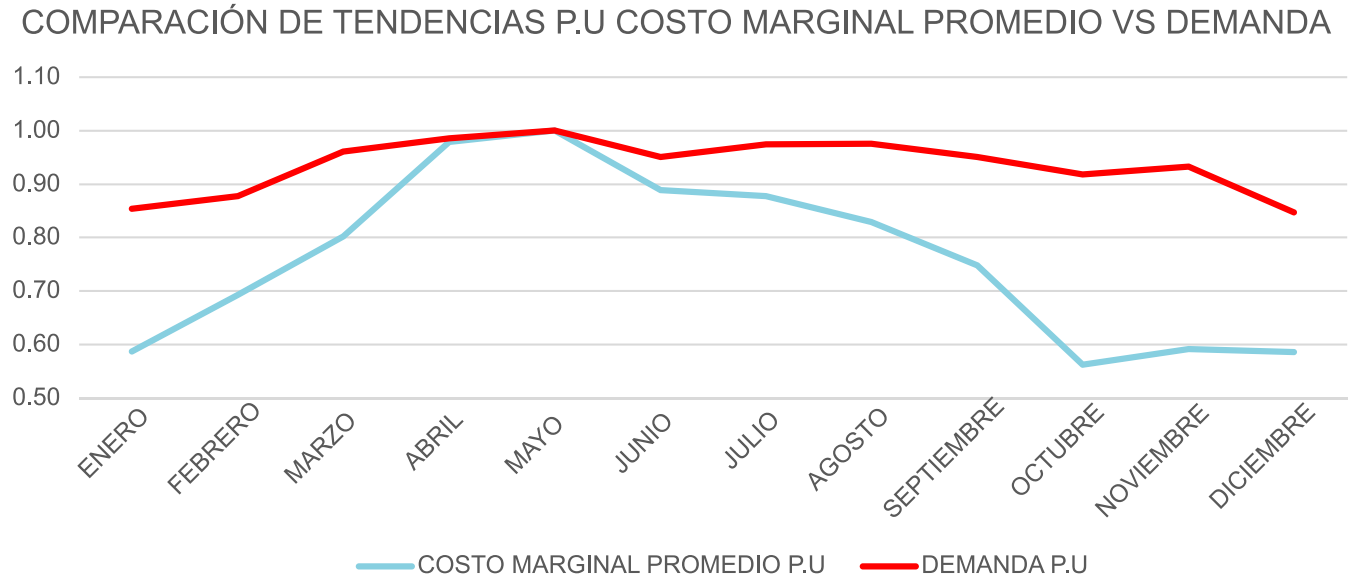
### 6.5.2 COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL

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




**Gráfica 55 – Costo marginal mensual promedio 2022[USD/MWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

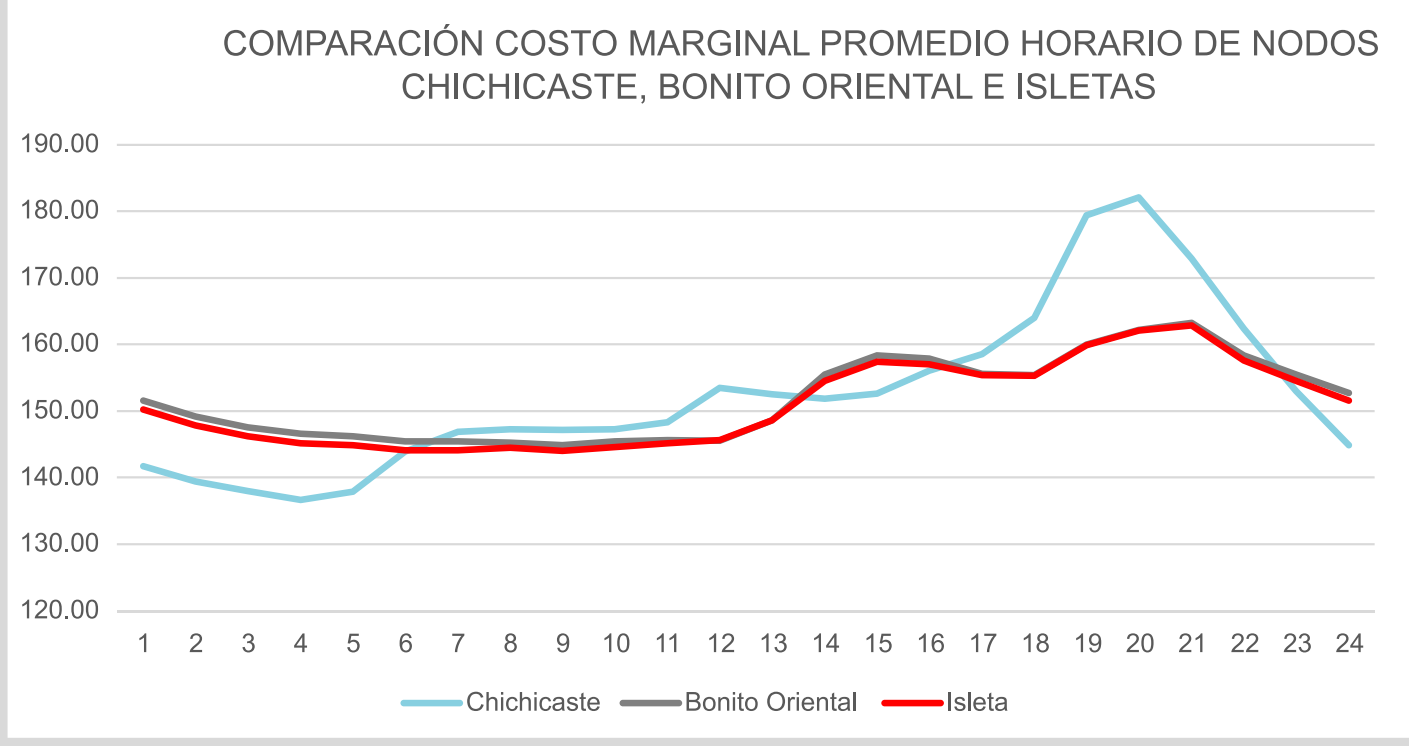
Al comparar la gráfica anterior con la curva mensual de demanda de energía notamos que al igual que con las curvas diarias estas dos variables tienen aproximadamente la misma tenencia. A continuación, se muestra lo descrito:




**Gráfica 56 – 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 cual es acorde con la teoría económica de costo marginal, el cual 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 2022 obtenemos la siguiente gráfica.




**Gráfica 57 - 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.

# CAPÍTULO 7 | Clientes del servicio eléctrico

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

En este capítulo se hará un análisis de los clientes, de la energía facturada por sector de consumo de la empresa distribuidora, 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 2022 se registran 1,949,064 clientes habiendo tomado en cuenta todos los sectores de consumo ese año. El 92.44% pertenecen al sector residencial con un numero de 1,801,630 abonados, el sector comercial posee un 6.55% de los abonados, lo que representa 127,590 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 2022 | | |
|---|---|---|
| **SECTOR** | **NO. CLIENTES** | **PORCENTAJE** |
| Residencial | 1,801,630 | 92.44% |
| Servicio Comunitario | 290 | 0.01% |
| Comercial | 127,590 | 6.55% |
| Industrial | 1,231 | 0.06% |
| Gobierno | 13,239 | 0.68% |
| Autónomo | 2,884 | 0.15% |
| Municipalidad | 2,200 | 0.11% |
| **TOTAL** | **1,949,064** | **100.00%** |

**Tabla 8 - Clientes por sector de consumo 2022**
*Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.*

## 7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO

El consumo de energía eléctrica en GWh para cada sector en el 2022 se muestra en la siguiente tabla. Se puede ver que el mayor consumo se encuentra en el sector residencial con un consumo porcentual de 44.1% (2,775.17 GWh). Es importante mencionar que en el sector industrial existen dos categorías, la categoría C es para clientes en media tensión y la D es para clientes en alta tensión.

| ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO | | |
|---|---|---|
| **TIPO DE TARIFA** | **TOTAL** | **PORCENTAJE** |
| Residencial | 2,775.17 | 44.1% |
| Servicio Comunitario | 5.24 | 0.1% |
| Comercial | 1,686.68 | 26.8% |
| Industrial | 1,508.64 | 24.0% |
| Gobierno | 182.76 | 2.9% |
| Autónomo | 129.04 | 2.1% |
| Municipalidad | 55.63 | 0.9% |
| **TOTAL** | **6,343.16** | **100.0%** |

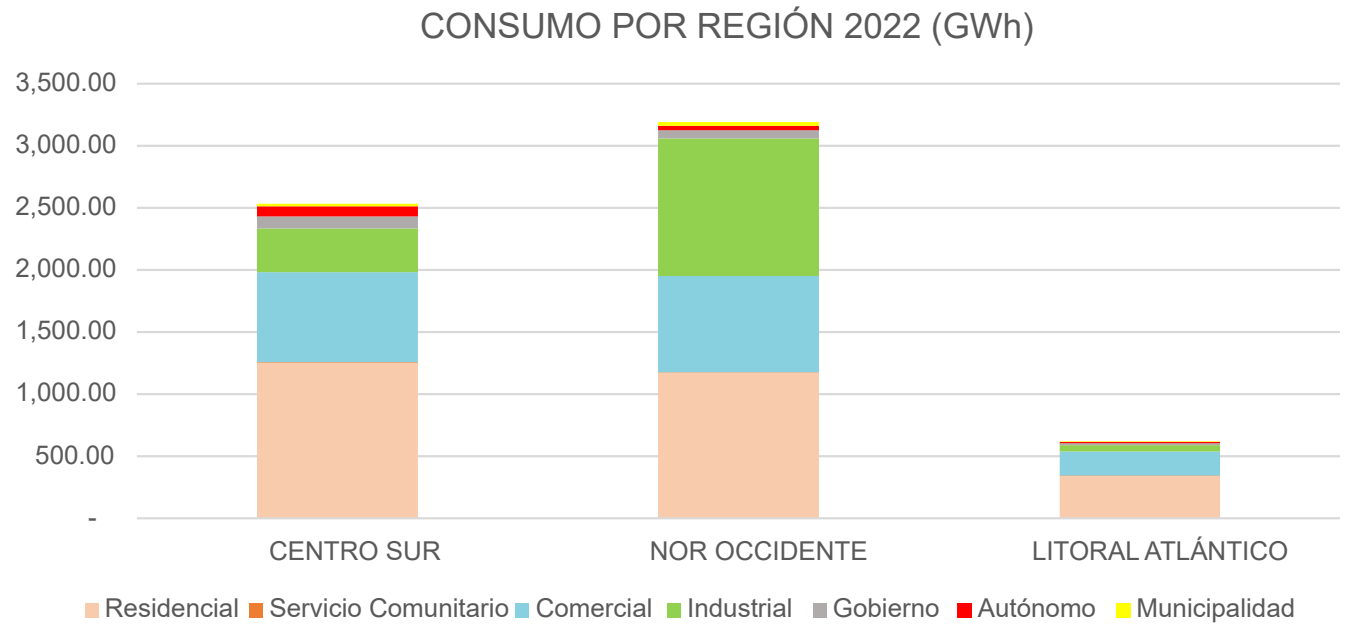
**Tabla 9 - Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2022**
*Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.*

El cuadro anterior es una muestra lo que, descrito al inicio de esta sección, es decir, por ejemplo, para el caso específico del sector industrial, aunque represento en 2022 solo un 0.06% del total del número de clientes, representan en consumo de energía eléctrica un 24.00% del total consumido por todos los sectores en 2022.

## 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.

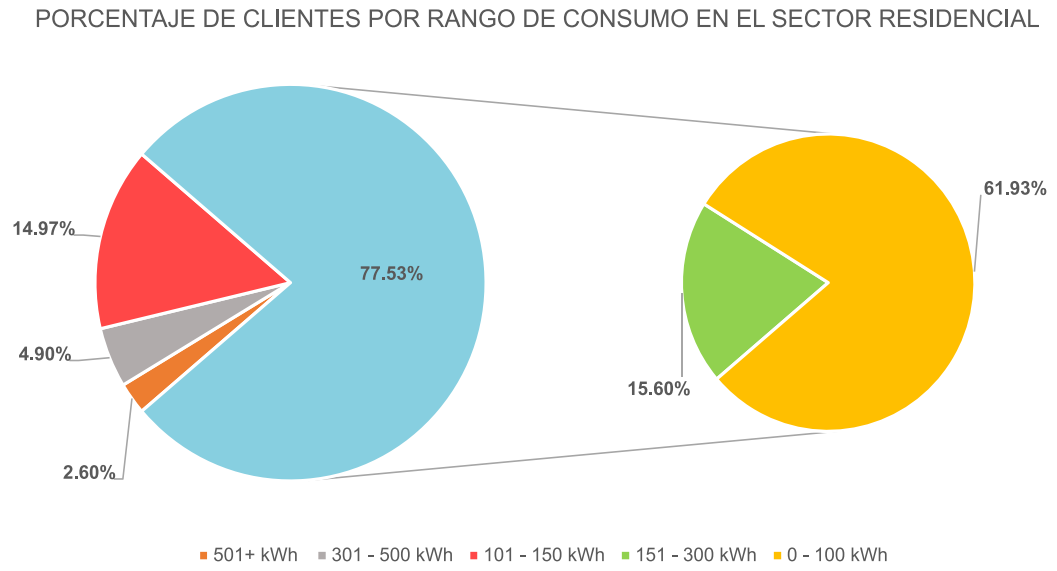
Para el año 2022, el consumo de energía eléctrica del sector industrial, así como comercial, fue mayor en la región noroccidental. Sin embargo, el mayor consumo residencial se dio en la región centro sur. En la siguiente gráfica se pueden observar los totales de consumo por región del país.




**Gráfica 58 - Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2022**
*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.

Al realizar desagregaciones por rango de consumo en la tarifa residencial se tiene lo siguiente:

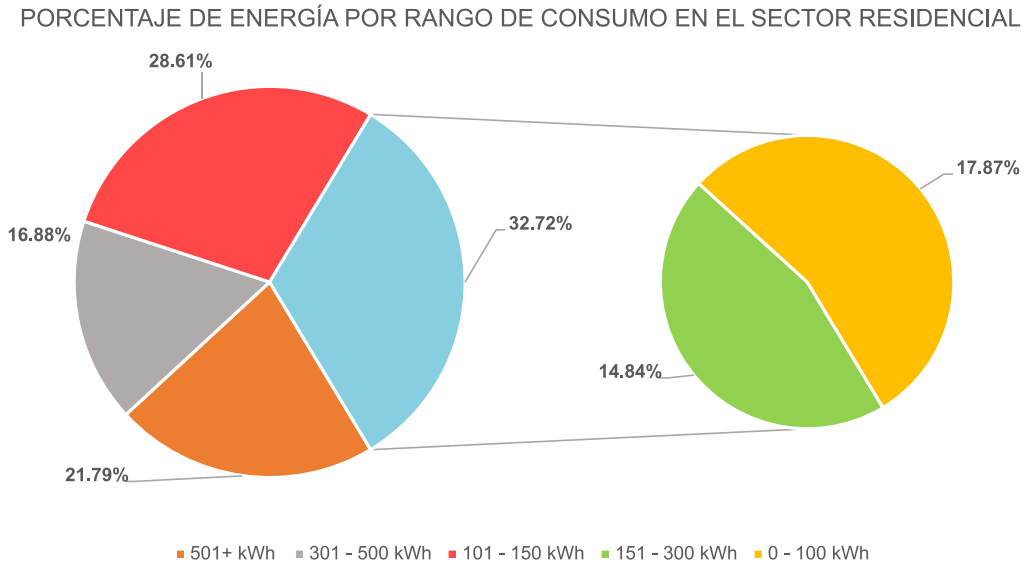



**Gráfica 59 – Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial**
*Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.*

En la gráfica anterior se puede observar que el mayor consumo a nivel residencial se encuentra entre los usuarios que consumen de 0 kWh a 150 kWh representando un 77.53% del total. Sin embargo, de ese 77.53%, el mayor número de abonados, 1,115,864 de clientes, consumen un rango de 0 a 100 kWh; representando el 61.93% del total de clientes residenciales.

Por otro lado, un 2.60% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh al mes en 2022, ese 2.60% represento a diciembre de 2022 en 46,812 clientes.

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




**Gráfica 60 – Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial**
*Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.*

En la gráfica se observa que, al hacer la relación dentro del sector residencial por franja de consumo, aunque solo un 2.60% del total de clientes residenciales se encuentran en un consumo por arriba de 500 kWh mensuales en 2022, ese pequeño porcentaje representa un 21.79% de la energía total consumida en el sector residencial, y el mayor consumo alrededor de un 32% se encuentra en la franja de 151-300 kWh.

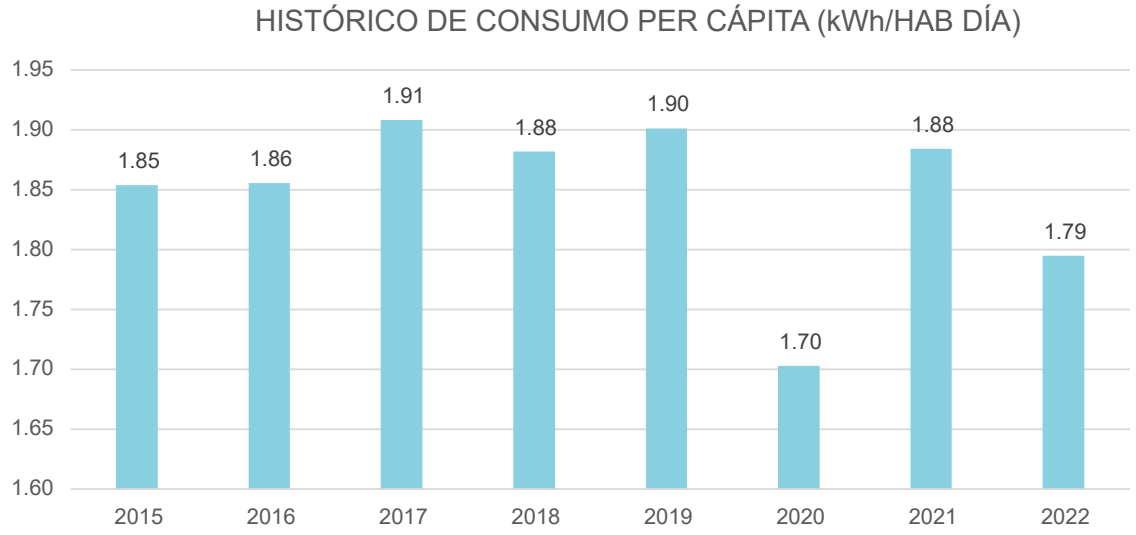
## 7.4 CONSUMO PER CÁPITA

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 2022.

| 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 |

**Tabla 10 – Estadísticas históricas de consumo per cápita**
*Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)*

En la siguiente gráfica se puede observar que en los últimos seis años el mayor consumo per cápita fue en 2017 con un valor de 1.91 kWh/hab diarios, mientras que en el 2020 el consumo diario por habitante ha sido el menor desde el 2015 llegando a 1.70 kWh/hab diarios.




**Gráfica 61 – Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/hab día]**
*Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)*

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CAPÍTULO 8 | Cobertura y acceso

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

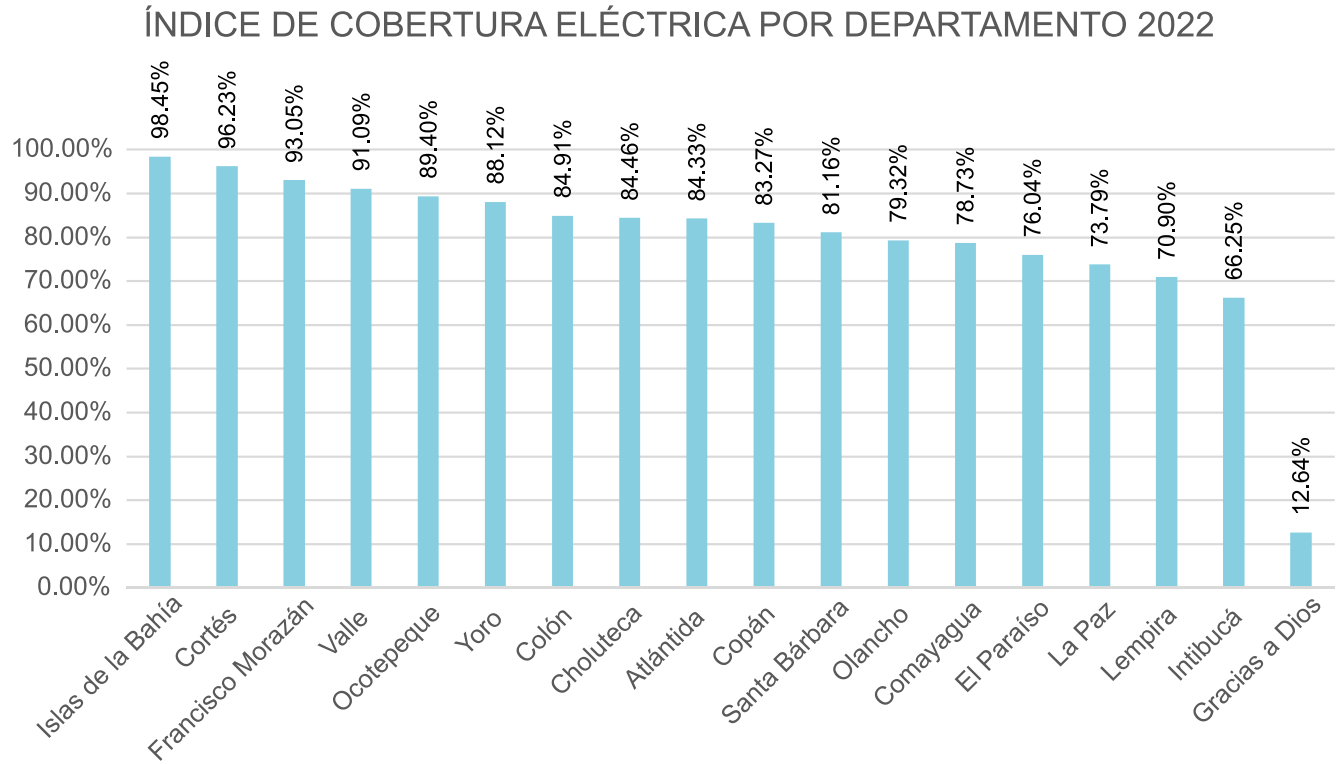
HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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."

## 8.1 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE)

A continuación, se muestra el ICE por departamento del país para el año 2022.

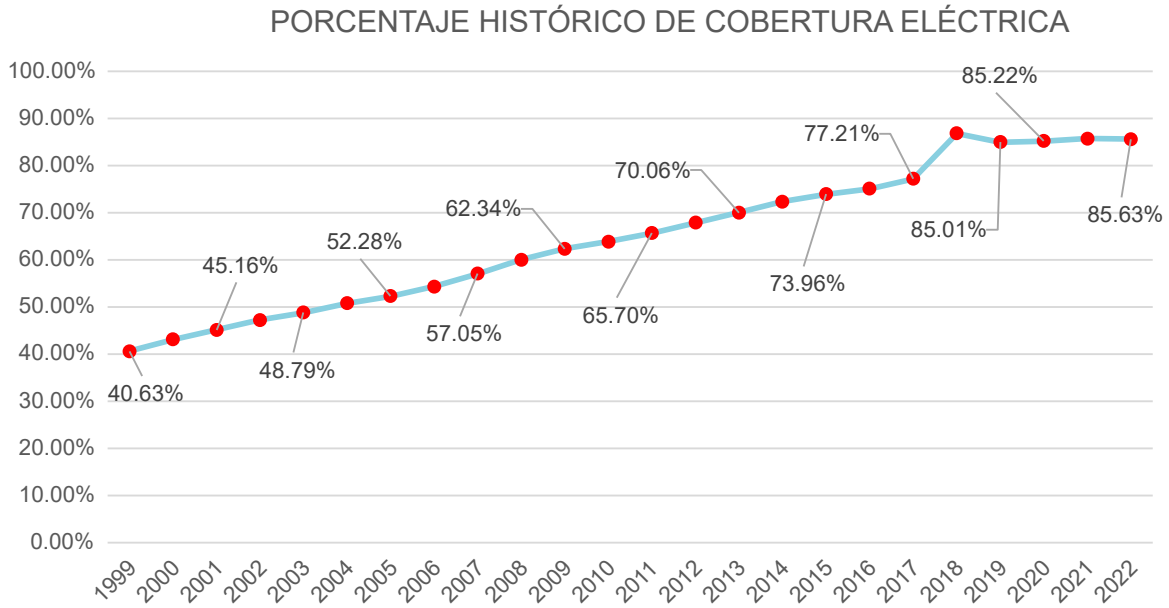



**Gráfica 62 – Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2022**
*Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)*

En la gráfica anterior se observa que los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (12.64%), Intibucá (66.25%) y Lempira (70.9%). En contraste con Islas de la Bahía (98.45%), Cortés (96.23%), y Francisco Morazán (93.05%) presentan los primeros lugares de cobertura.

## 8.2 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.




**Gráfica 63 - 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 2019, después se nota que se mantiene aproximadamente constante. 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.

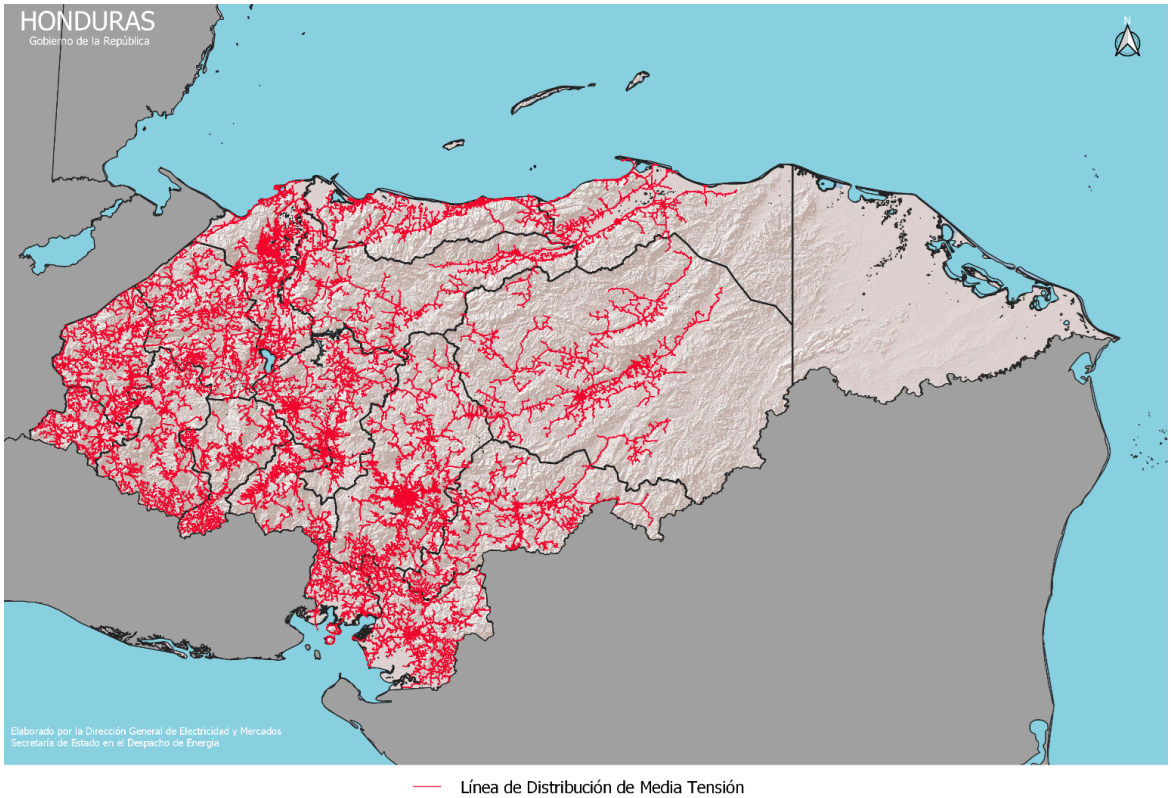
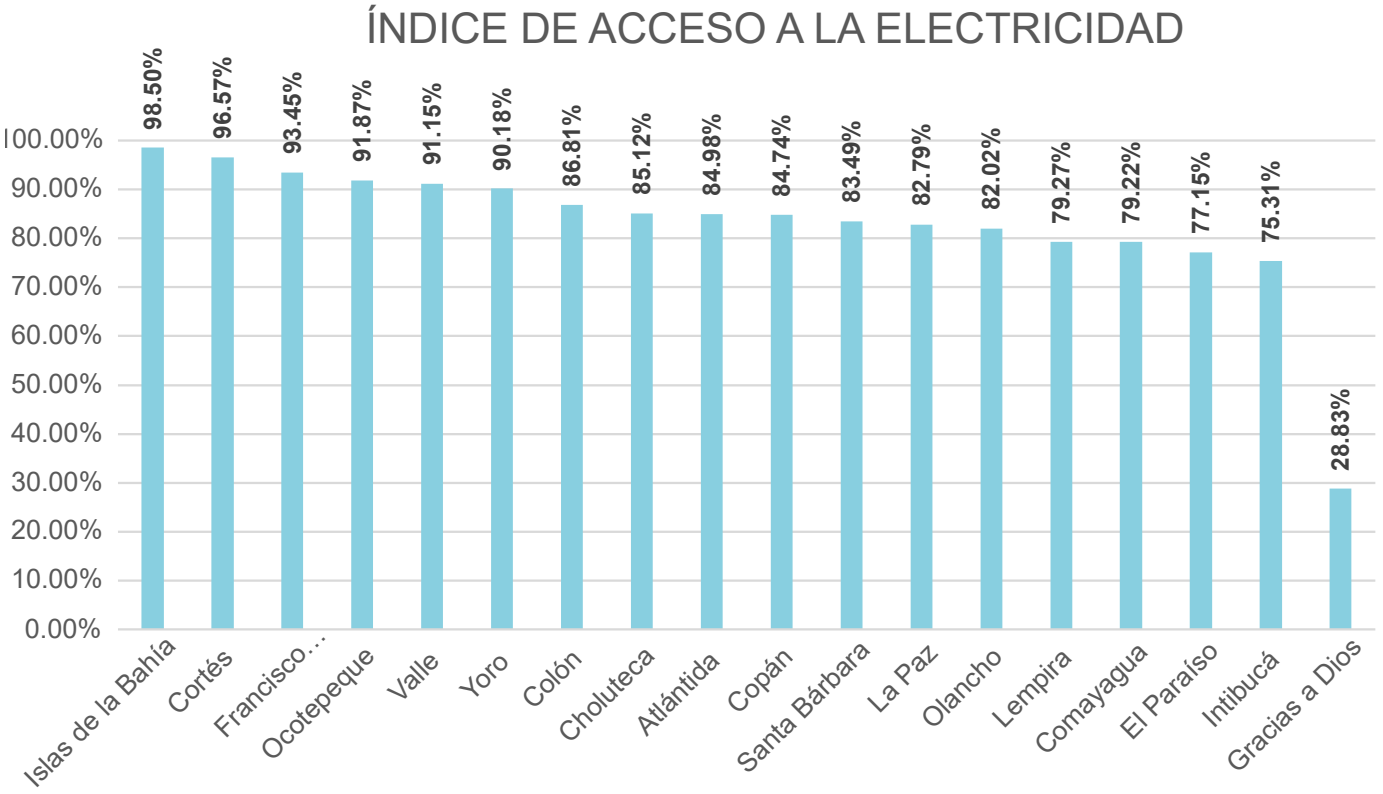



**Ilustración 17 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2022**

## 8.3 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 64 – Índice de acceso a la electricidad 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 93.46% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 28.83%.

## 8.4 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.

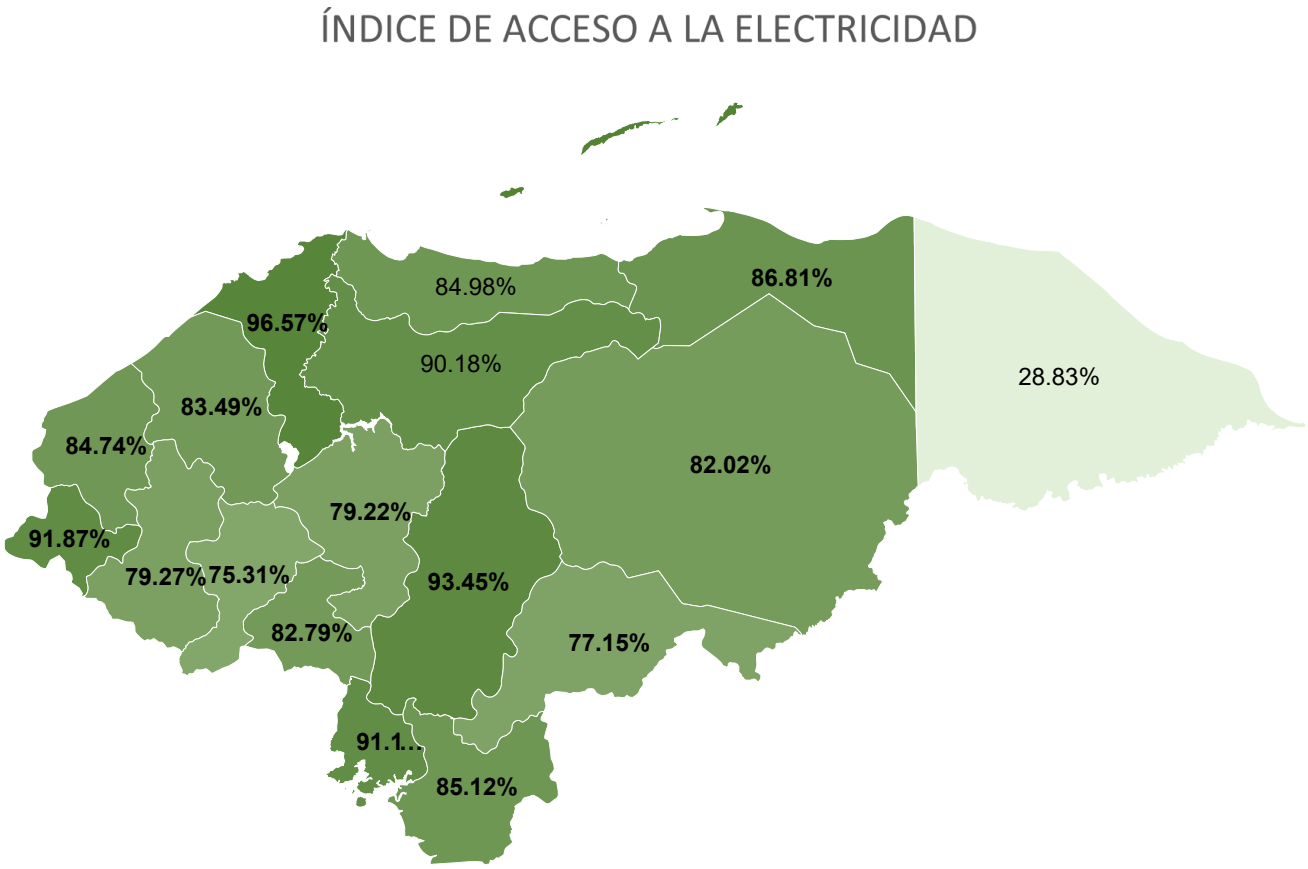



**Ilustración 18 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2022**
*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CAPÍTULO 9 | Tarifas eléctricas

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

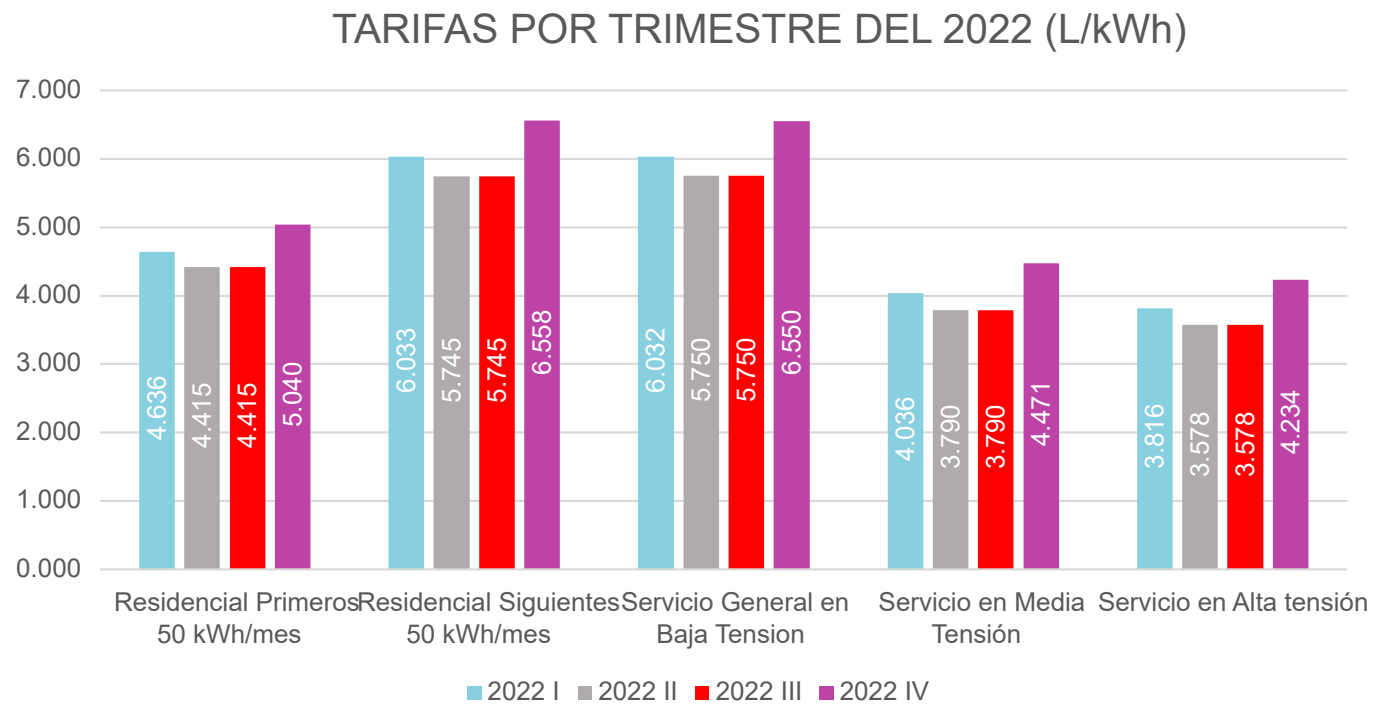
En el año 2016 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) hizo público El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (Electrica, 2016) definiendo así, una nueva estructura tarifaria basada en el nivel de tensión al cual se conecta un cliente regulado. Anterior a este esquema existía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

## 9.1 PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2022

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.



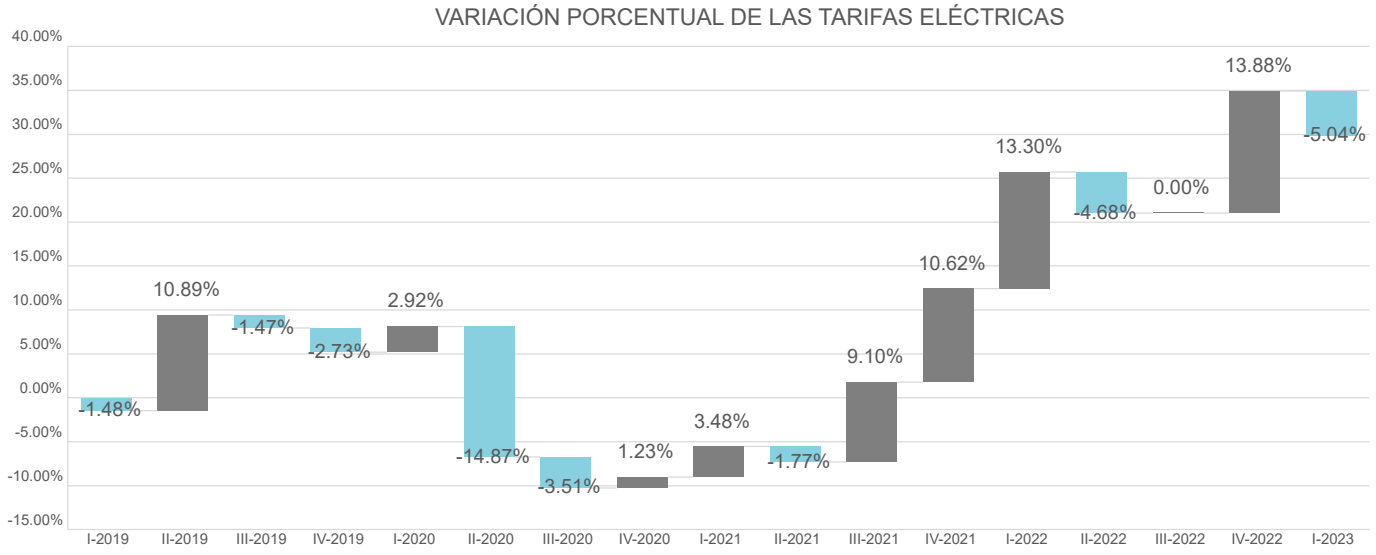

**Gráfica 65 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2022**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

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

| AÑO | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| **Trimestre** | **I** | **II** | **III** | **IV** |
| Residencial Primeros 50 kWh/mes | 4.636 | 4.415 | 4.415 | 5.040 |
| Residencial Siguientes 50 kWh/mes | 6.033 | 5.745 | 5.745 | 6.558 |
| Servicio General en Baja Tension | 6.032 | 5.750 | 5.750 | 6.550 |
| Servicio en Media Tensión | 4.036 | 3.790 | 3.790 | 4.471 |
| Servicio en Alta tensión | 3.816 | 3.578 | 3.578 | 4.234 |

**Tabla 11 - Tarifas trimestres del 2022 [L/kWh]**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

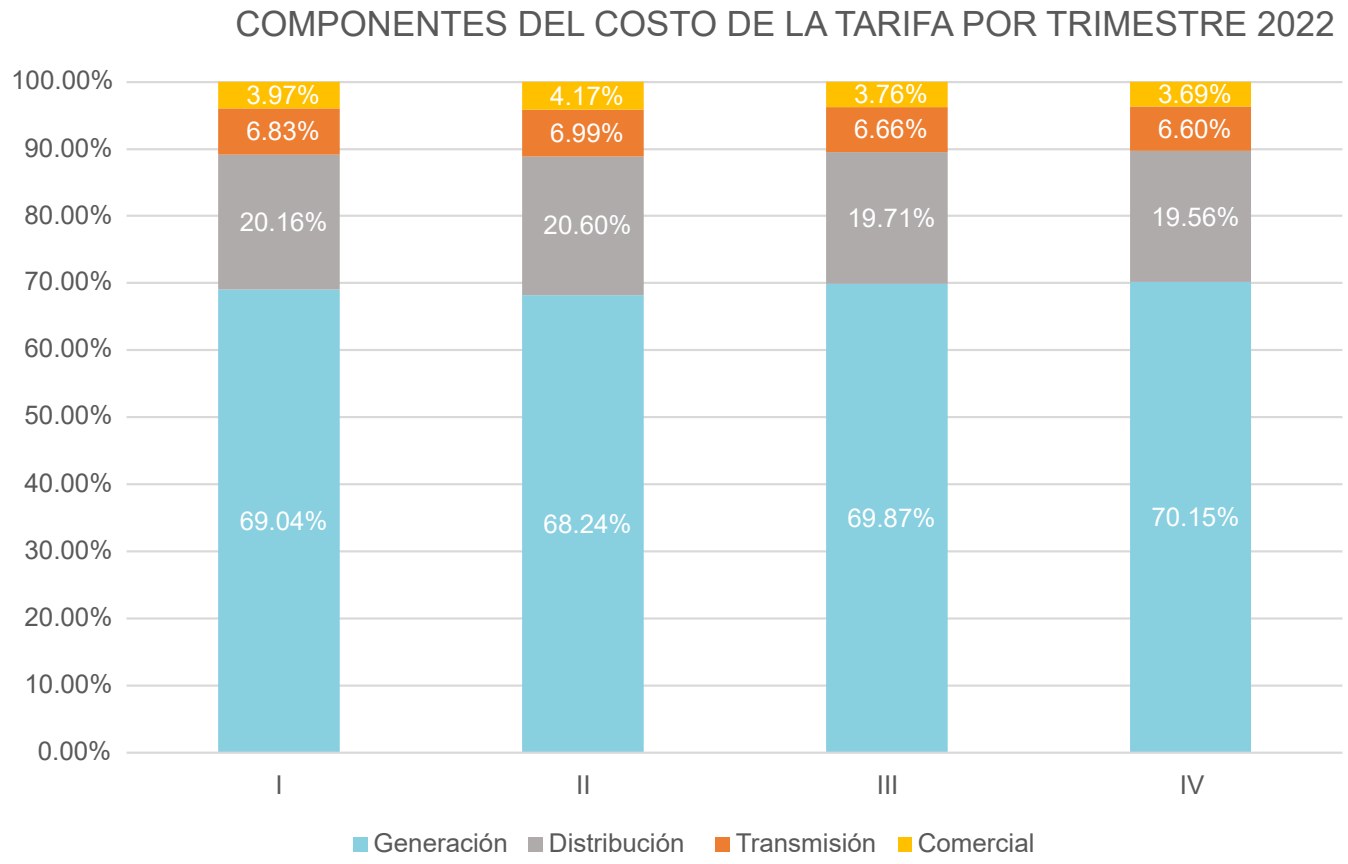
El 2022 se cerró con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (5.040 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (6.558 L/kWh), servicio general en baja tensión (6.550 L/kWh), servicio en media tensión (4.471 L/kWh) y servicio en alta tensión (4.234 L/kWh). En la siguiente gráfica se presenta la variación histórica promedio de las tarifas por trimestre de cada año.




**Gráfica 66 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2022**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

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 2022[9].



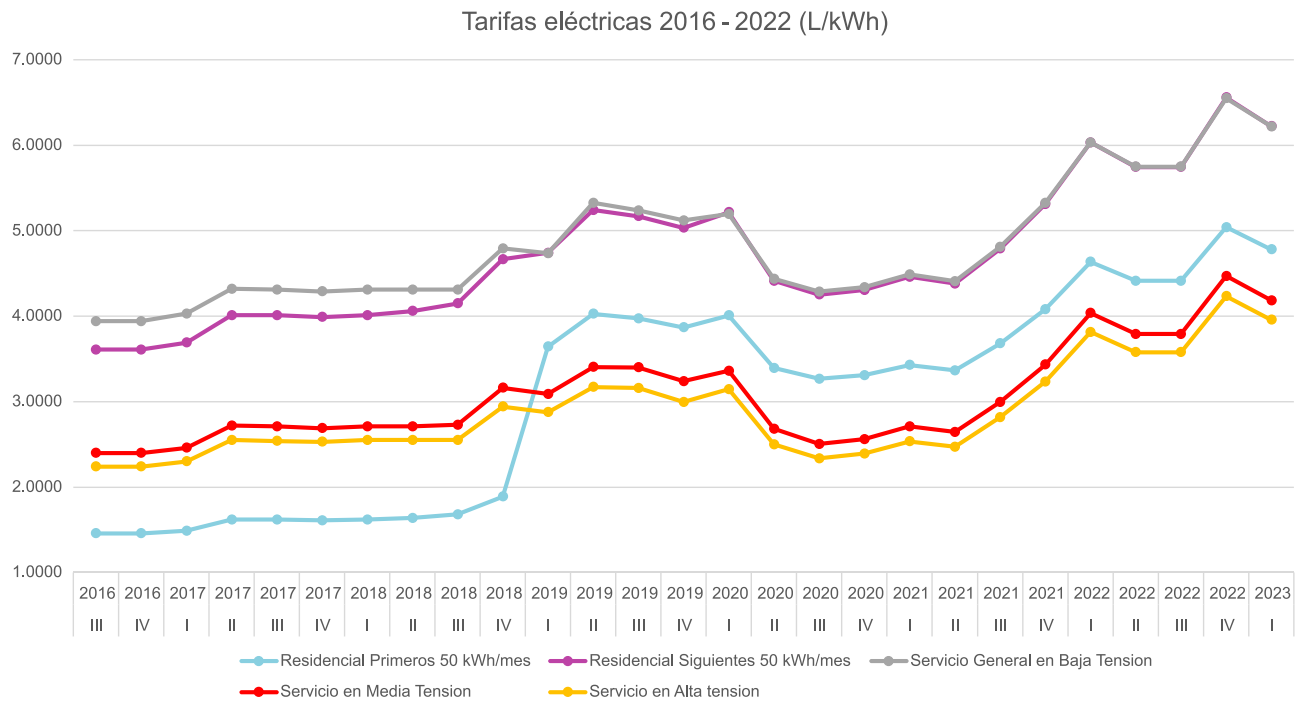

**Gráfica 67 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2022**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

En el gráfico anterior se puede observar que entre un 60% - 71% del precio final de la factura se debe a costos de generación, y aproximadamente el 20% – 21% se debe a costos de distribución. El porcentaje restante se divide en costos de transmisión y comercialización.

## 9.2 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.

[9] (Eléctrica C. R., CREE, s.f.)




**Gráfica 68 - Histórico de tarifa de la energía eléctrica**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

En el gráfico anterior se puede observar el comportamiento histórico desde el tercer trimestre del 2016 hasta el primer trimestre de 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, sin embargo, el gobierno aprobó un subsidio para disminuir el impacto del aumento en el sector residencial, en la tarifa de los siguientes 50 kWh/mes.

En el 2022 se presentaron disminución en los precios de todas las tarifas eléctricas que luego se mantuvo constante debido al congelamiento de precios ordenado por el gobierno, a pesar de ello para el último trimestre del 2022 se puede observar un aumento debido al aumento del costo base de generación como se verá más adelante, sin embargo, siempre se mantiene el precio más alto para el servicio general en baja tensión y el más bajo para el servicio en alta tensión, el hecho que la tarifa de usuarios conectados en alta y media tensión sea más baja que un usuario conectado en el servicio general de baja tensión o inclusive de un usuario residencial, se debe a 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.

## 9.3 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 disponga 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:

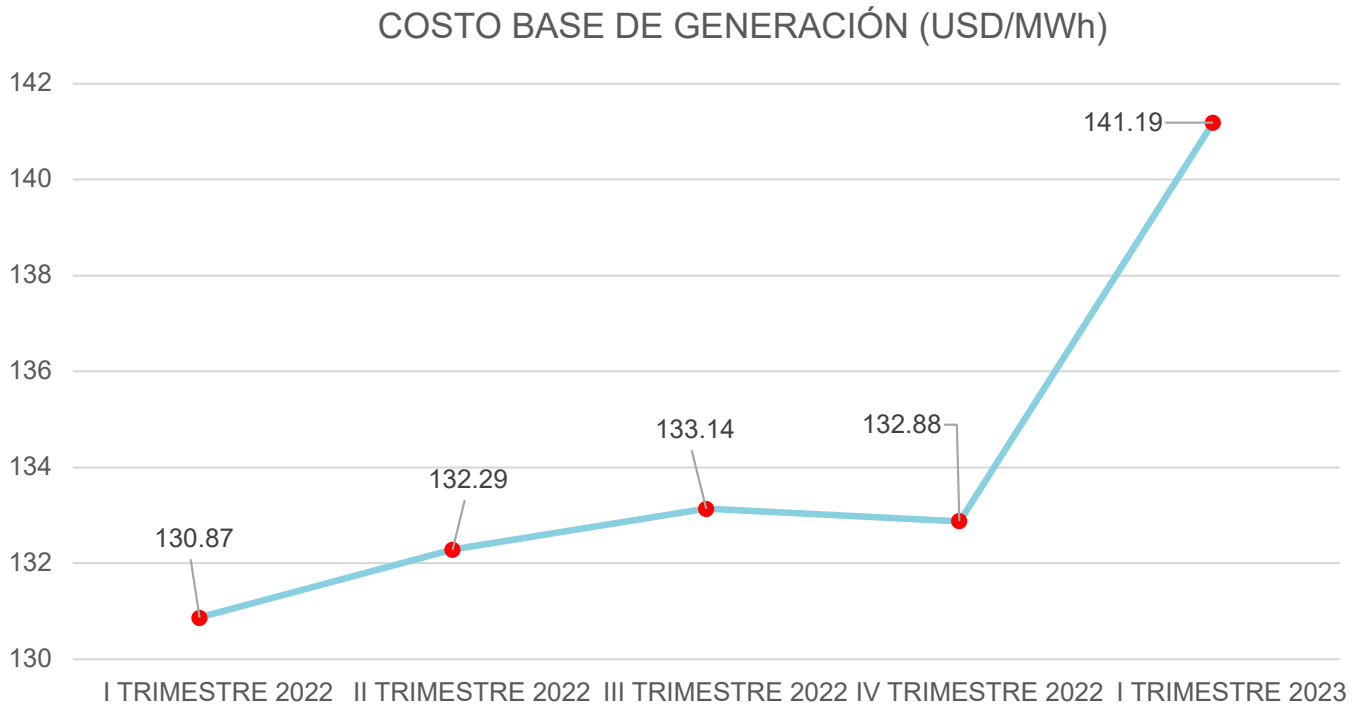
Calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales.

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:

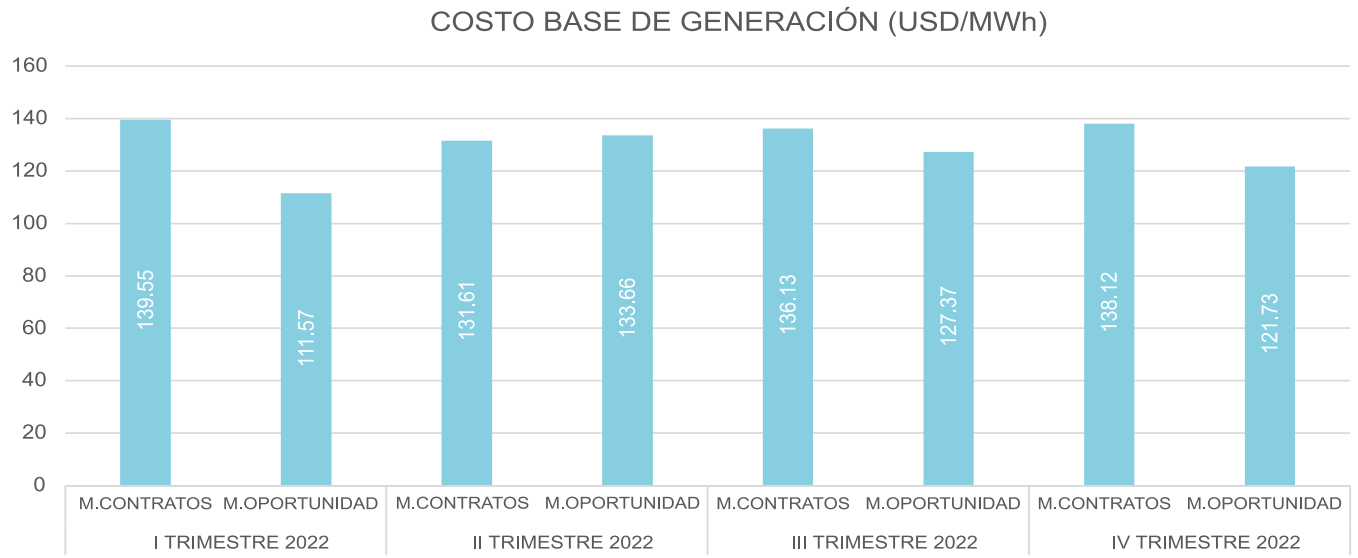
1. Las características de la demanda (energía y potencia);
2. La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
3. El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
4. Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
5. El monto de déficit, si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

A continuación, se muestra el comportamiento en 2022, 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 69 - Costos bases de Generación por trimestre del 2022**
*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:

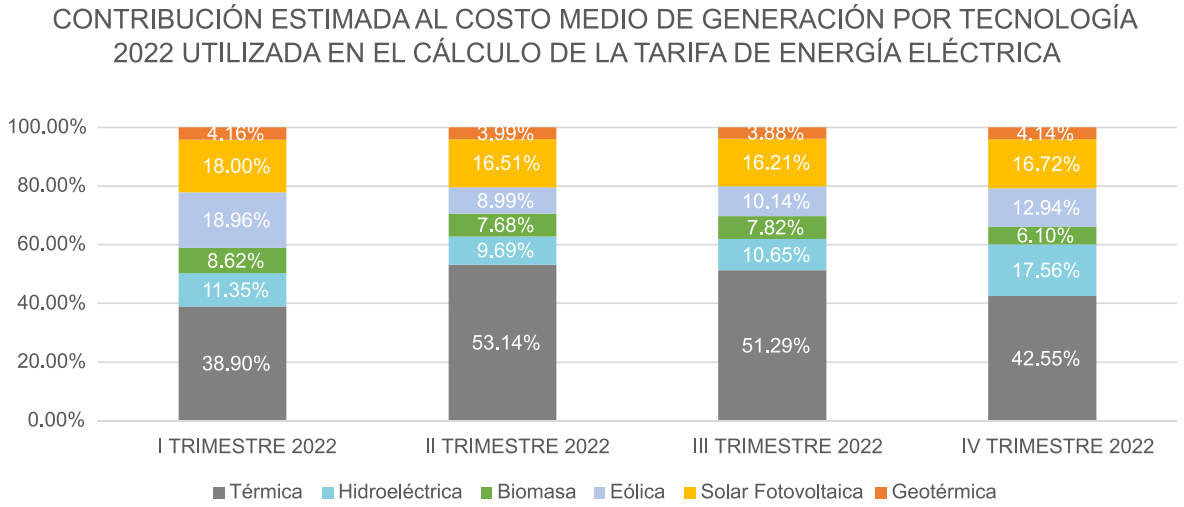



**Gráfica 70 - Costos bases de Generación por tipo de mercado por trimestre del 2022**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

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 70% de contribución, el otro 30% 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 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:




**Gráfica 71 - 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 grafico 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 38-54% 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.

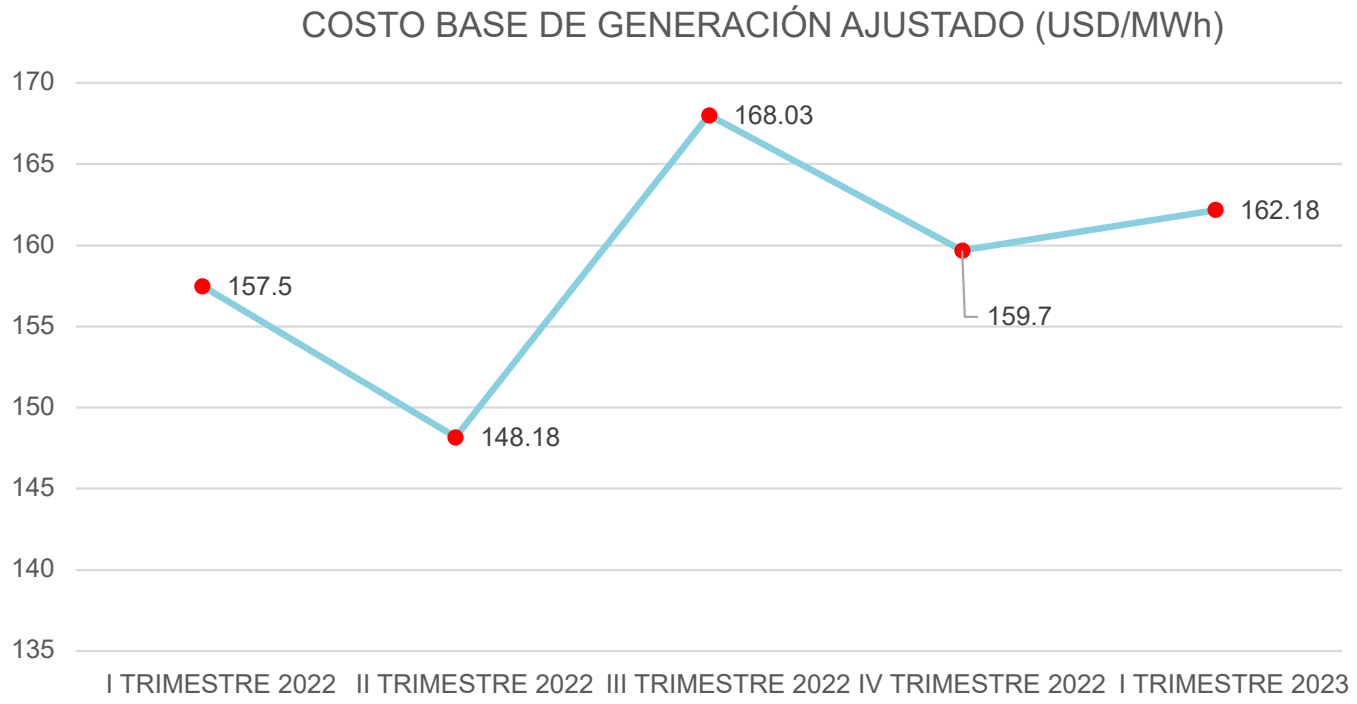
Por último, dentro de los costos bases de generación, es importante mencionar que dado que estos se actualizan trimestralmente existen algunas variaciones o diferencias trimestrales que intervienen en el costo medio final ajustado trimestre a trimestre. Es decir, con el fin de cumplir lo dispuesto en 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.[10]

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.

[10] Tomado de los Informes trimestrales del costo base de generación publicados en la página de la CREE.

A continuación, se muestra el costo base de generación ajustado para cada trimestre de 2022 y el primer trimestre de 2023:




**Gráfica 72 – Costo base de generación ajustado para cada trimestre de 2022 y el primer trimestre de 2023**
*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 10 | Energía no suministrada

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

El comportamiento histórico de la energía eléctrica no suministrada se debía principalmente a dos motivos. El primero por fallas del sistema y el segundo por cortes por mantenimiento. Para. En 2022 la energía total no suministrada fue de 62,484.76 MWh no suministrados entre cortes por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas y/o manuales, sin embargo, más adelante en este capítulo se abordarán más a detalles estos motivos de cortes en el suministro de energía eléctrica.

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

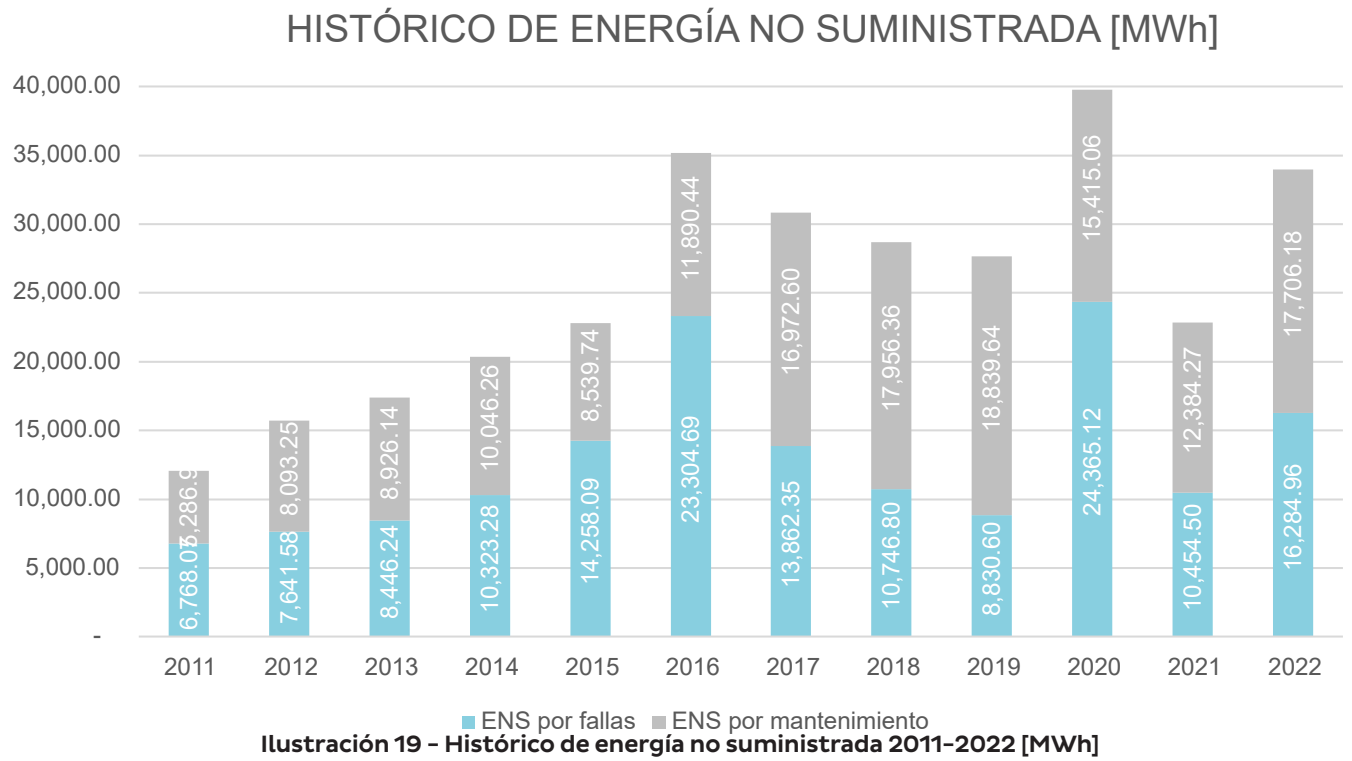


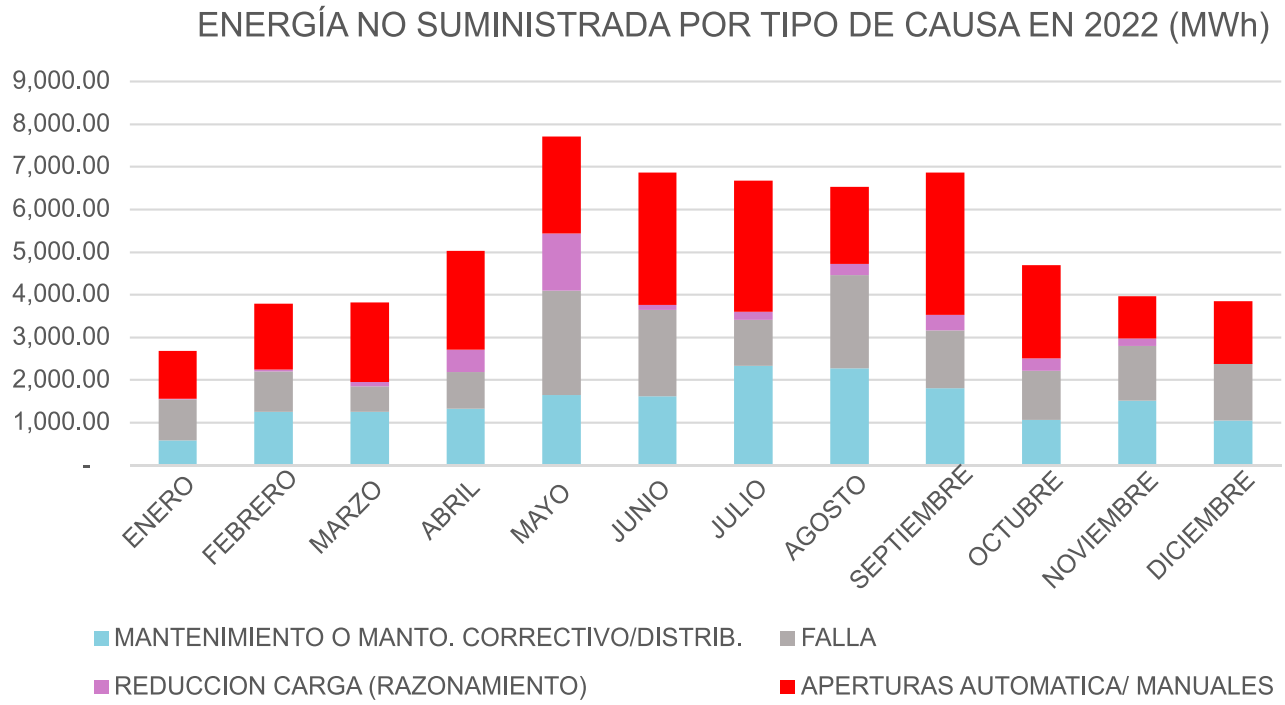

**Ilustración 19 - Histórico de energía no suministrada 2011-2022 [MWh]**

*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

Históricamente en los últimos años, de 2017 a 2022 con excepción de 2020, el mayor valor de energía no suministrada fue producto de mantenimientos.

## 10.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2022

En la siguiente gráfica se muestra la energía eléctrica no suministrada desagregada por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales. Durante el mes de mayo se registró la mayor cantidad de energía eléctrica no suministrada con 7,715.86 MWh.




**Gráfica 73 – Energía mensual no suministrada en Honduras [MWh] 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

Del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2022, 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.

## 10.2 CÁCULO 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.

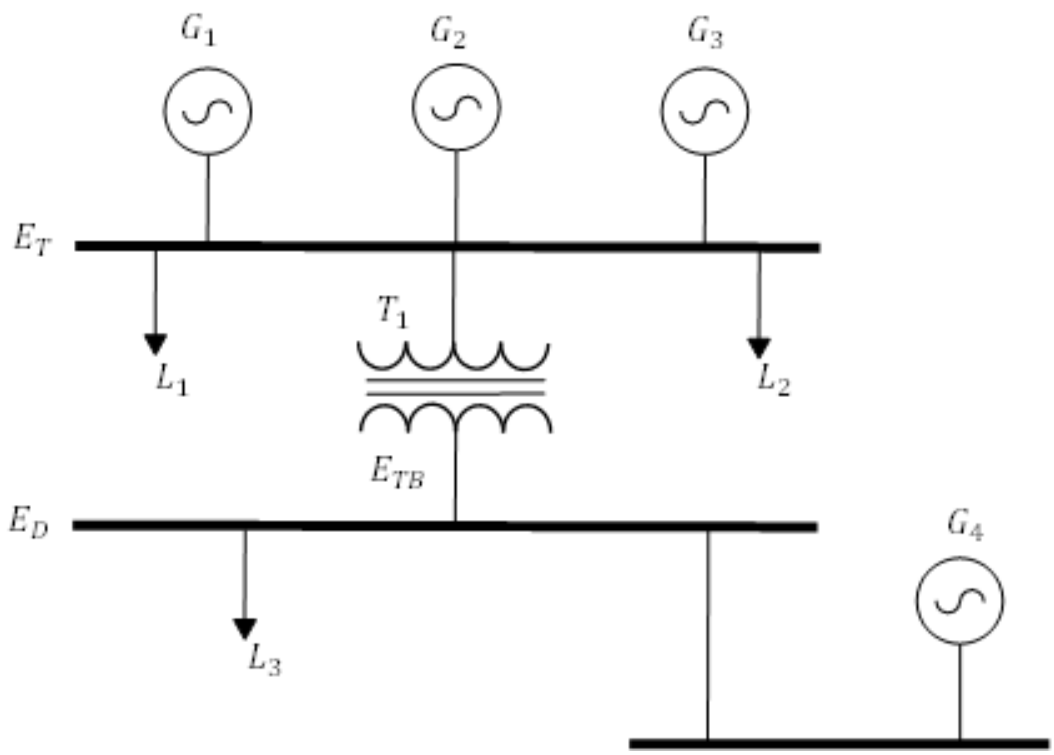



**Ilustración 20 – Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas**
*Fuente: Secretaría de Energía (SEN)*

Donde:

$G^1$: Generación ENEE
$G^2$: Generación privada no distribuida
$G^3$: Generación de autoproductores
$G^4$: Generación distribuida
$L^1$: Demanda en alta y media tensión
$L^2$: Demanda de autoproductores
$L^3$: Demanda en baja tensión
$T^1$: 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 autoproductores correspondiente a $L_2$
$E_B$: Energía facturada en baja tensión, correspondiente a $L_3$
$E_T$: Energía medida en alta y media tensión (transmisión)
$E_D$: Energía medida en baja tensión (distribución)
$E_{TB}$: Energía inyectada al sistema de distribución del sistema de alta y media tensión.

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

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

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

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

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

$$P_D = 1 - E_B / E_D$$

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

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

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

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

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

$$P_T = 1 - E_T / G_T$$

Donde:

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

$$G_T = G_1 + G_2 + G_3$$

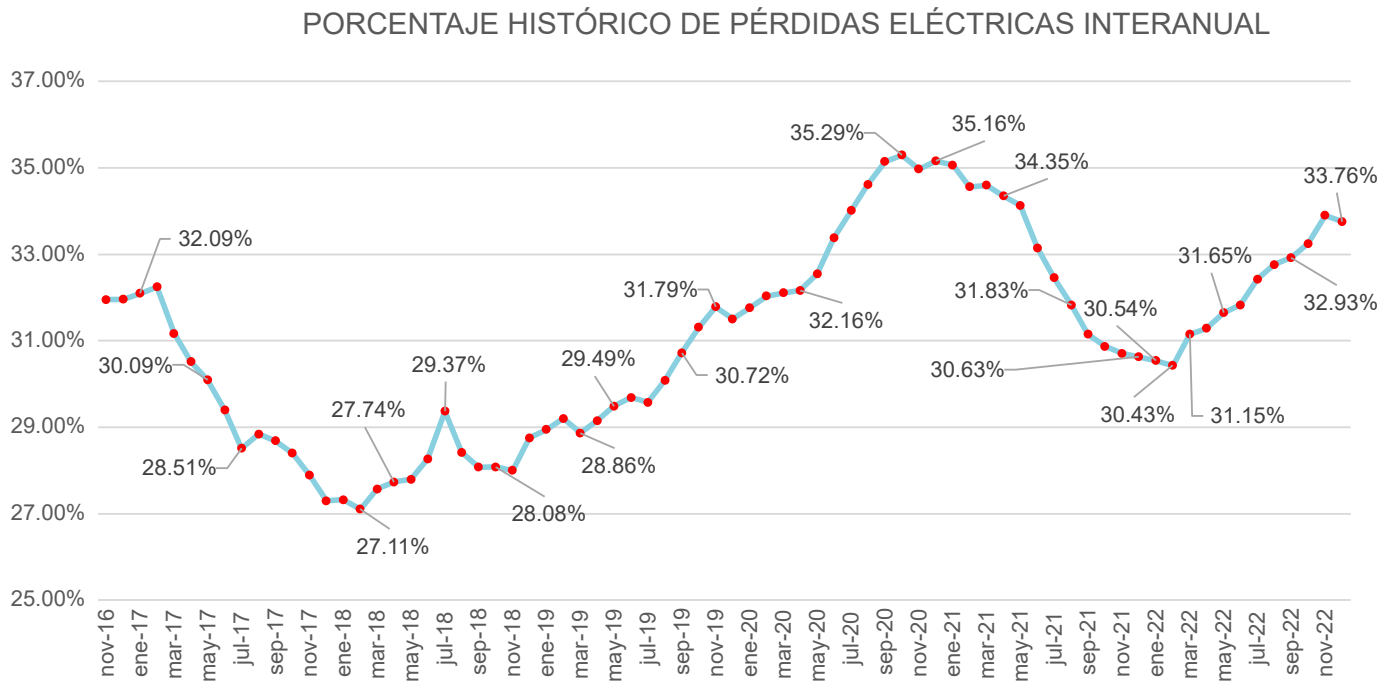
Por último, las pérdidas totales son la suma de las perdidas en distribución más las perdidas en transmisión:

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

## 10.3 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 2016 hasta el mes de diciembre de 2022. 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 2022 el porcentaje de pérdidas eléctricas alcanzó un 33.76%.




**Gráfica 74 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2022**
*Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)*

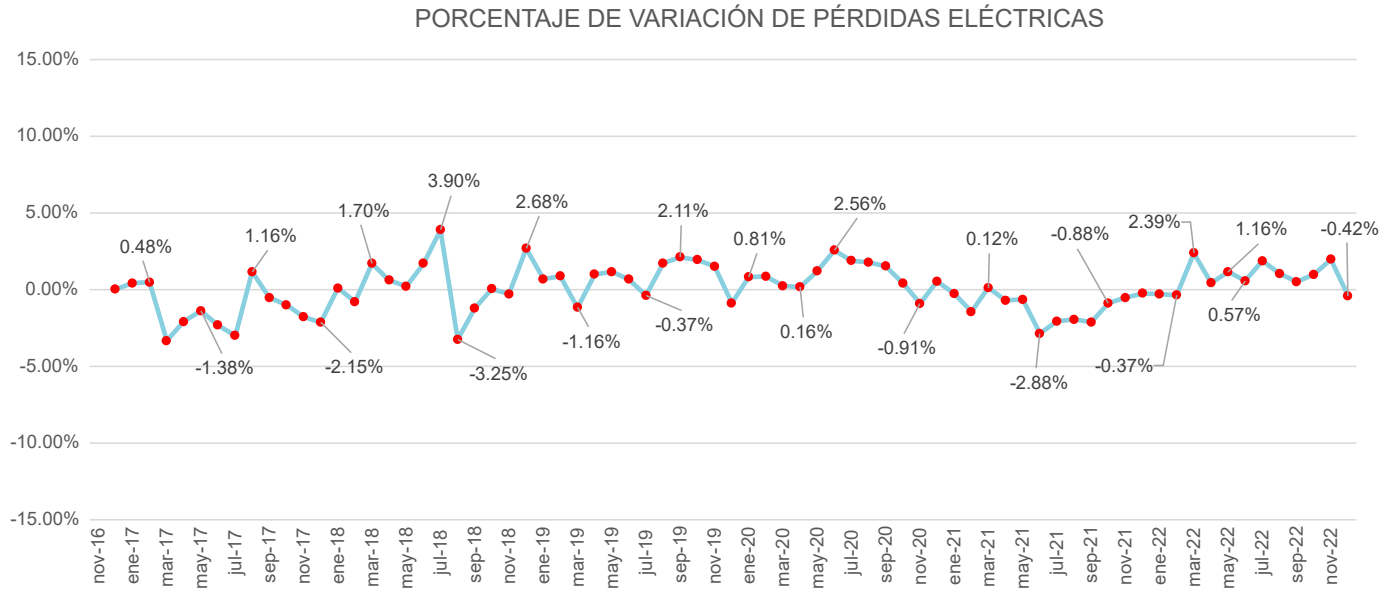
En la siguiente tabla se observan los datos presentados de la gráfica anterior para cada mes desde el año 2016 hasta el 2022. También se presenta el porcentaje de variación de pérdidas eléctricas que se tuvo con respecto al mes anterior.

| HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| FECHAS | % DE PÉRDIDAS | % DE VARIACIÓN | FECHAS | % DE PÉRDIDAS | % DE VARIACIÓN |
| ene-16 | 32.86% | 0.00% | jul-19 | 29.58% | -0.37% |
| feb-16 | 32.92% | 0.18% | ago-19 | 30.08% | 1.71% |
| mar-16 | 33.12% | 0.61% | sep-19 | 30.72% | 2.11% |
| abr-16 | 33.38% | 0.79% | oct-19 | 31.31% | 1.94% |
| may-16 | 32.79% | -1.77% | nov-19 | 31.79% | 1.51% |
| jun-16 | 33.11% | 0.98% | dic-19 | 31.50% | -0.89% |
| jul-16 | 32.79% | -0.97% | ene-20 | 31.76% | 0.81% |
| ago-16 | 32.91% | 0.37% | feb-20 | 32.03% | 0.86% |
| sep-16 | 32.89% | -0.06% | mar-20 | 32.11% | 0.24% |
| oct-16 | 32.61% | -0.85% | abr-20 | 32.16% | 0.16% |
| nov-16 | 31.95% | -2.01% | may-20 | 32.55% | 1.20% |
| dic-16 | 31.96% | 0.02% | jun-20 | 33.38% | 2.56% |
| ene-17 | 32.09% | 0.42% | jul-20 | 34.01% | 1.88% |

| HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| FECHAS | % DE PÉRDIDAS | % DE VARIACIÓN | FECHAS | % DE PÉRDIDAS | % DE VARIACIÓN |
| feb-17 | 32.25% | 0.48% | ago-20 | 34.62% | 1.78% |
| mar-17 | 31.17% | -3.34% | sep-20 | 35.15% | 1.53% |
| abr-17 | 30.51% | -2.10% | oct-20 | 35.29% | 0.42% |
| may-17 | 30.09% | -1.38% | nov-20 | 34.97% | -0.91% |
| jun-17 | 29.40% | -2.32% | dic-20 | 35.16% | 0.53% |
| jul-17 | 28.51% | -3.01% | ene-21 | 35.07% | -0.26% |
| ago-17 | 28.84% | 1.16% | feb-21 | 34.56% | -1.45% |
| sep-17 | 28.69% | -0.54% | mar-21 | 34.60% | 0.12% |
| oct-17 | 28.40% | -1.00% | abr-21 | 34.35% | -0.72% |
| nov-17 | 27.89% | -1.78% | may-21 | 34.13% | -0.64% |
| dic-17 | 27.30% | -2.15% | jun-21 | 33.15% | -2.88% |
| ene-18 | 27.32% | 0.10% | jul-21 | 32.46% | -2.08% |
| feb-18 | 27.11% | -0.79% | ago-21 | 31.83% | -1.95% |
| mar-18 | 27.57% | 1.70% | sep-21 | 31.15% | -2.13% |
| abr-18 | 27.74% | 0.61% | oct-21 | 30.87% | -0.88% |
| may-18 | 27.79% | 0.21% | nov-21 | 30.71% | -0.53% |
| jun-18 | 28.27% | 1.71% | dic-21 | 30.63% | -0.25% |
| jul-18 | 29.37% | 3.90% | ene-22 | 30.54% | -0.29% |
| ago-18 | 28.42% | -3.25% | feb-22 | 30.43% | -0.37% |
| sep-18 | 28.07% | -1.21% | mar-22 | 31.15% | 2.39% |
| oct-18 | 28.08% | 0.04% | abr-22 | 31.29% | 0.43% |
| nov-18 | 28.00% | -0.29% | may-22 | 31.65% | 1.16% |
| dic-18 | 28.75% | 2.68% | jun-22 | 31.83% | 0.57% |
| ene-19 | 28.95% | 0.68% | jul-22 | 32.42% | 1.87% |
| feb-19 | 29.20% | 0.88% | ago-22 | 32.76% | 1.03% |
| mar-19 | 28.86% | -1.16% | sep-22 | 32.93% | 0.51% |
| abr-19 | 29.15% | 1.00% | oct-22 | 33.25% | 0.98% |
| may-19 | 29.49% | 1.16% | nov-22 | 33.90% | 1.97% |
| jun-19 | 29.69% | 0.67% | dic-22 | 33.76% | -0.42% |

**Tabla 12 - Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2022)**
*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 75 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas**
*Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)*

Mes a mes las pérdidas de energía eléctrica varia, sin embargo, estas variaciones son relativamente pequeña ya que son el porcentaje de pérdidas reales acumuladas.

## 10.4 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 - (SAIDI / 8760) para un año o 1 - (SAIDI / 730) para un mes.

A continuación, se muestra un histórico de las variables anteriormente mencionadas:

| 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 |

**Gráfica 76 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica**

*Fuente: Informes Manitoba*

# CAPÍTULO 11 | Interconexiones

# IEASEN 2022

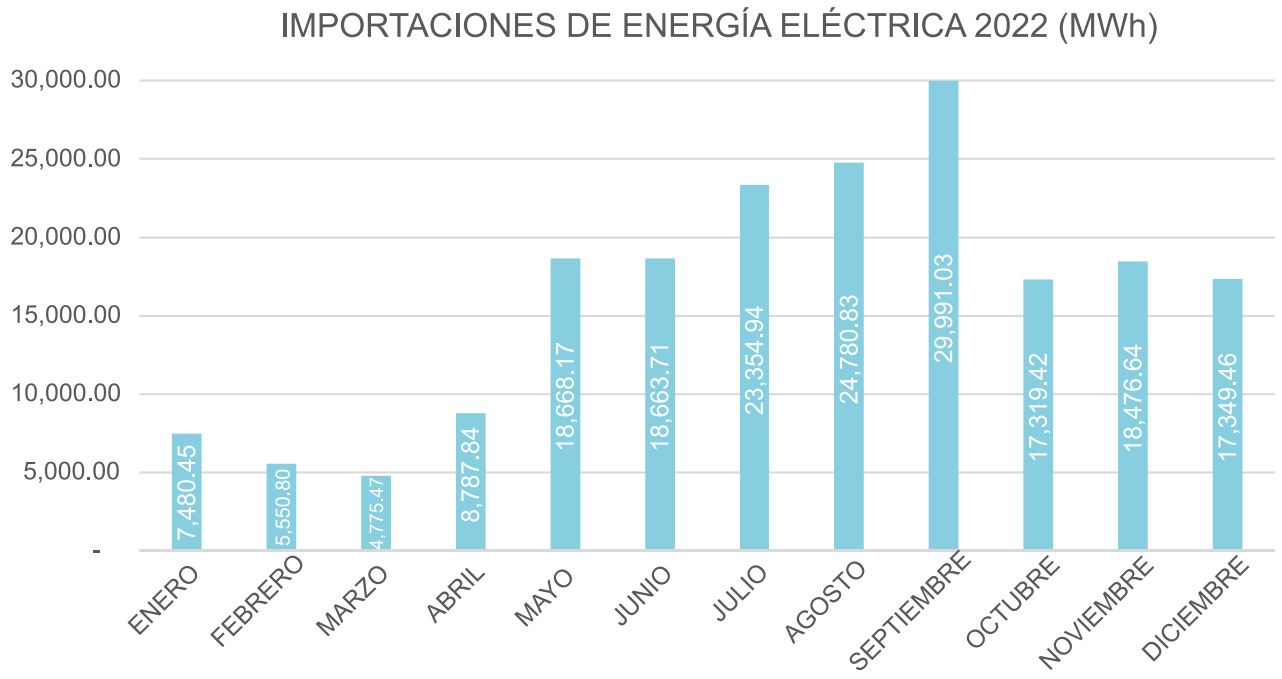
Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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 2022 en MWh:



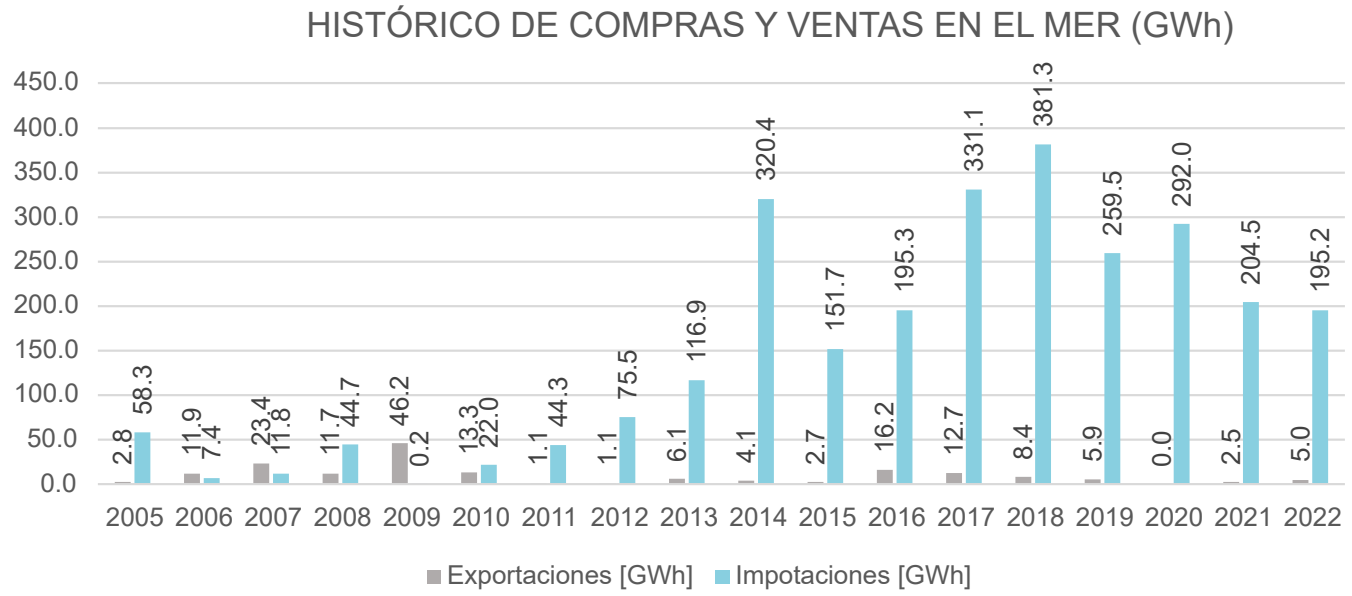

**Gráfica 77 – Energía mensual importada por Honduras en 2022 [MWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

Durante el mes de septiembre de 2022, se realizó la mayor cantidad de importación de energía eléctrica por parte de Honduras en el MER, sin embargo, en 2022 se registró una pequeña cantidad de exportación de energía hacia el Mercado Eléctrico Regional siendo de 4.99 GWh.

## 11.1 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 2022 y se puede observar que históricamente Honduras ha sido un país mayoritariamente importador de energía eléctrica. En el 2022 Honduras compró 195.2 GWh lo que representó una disminución de aproximadamente el 5% en la compra de energía con respecto al 2021.



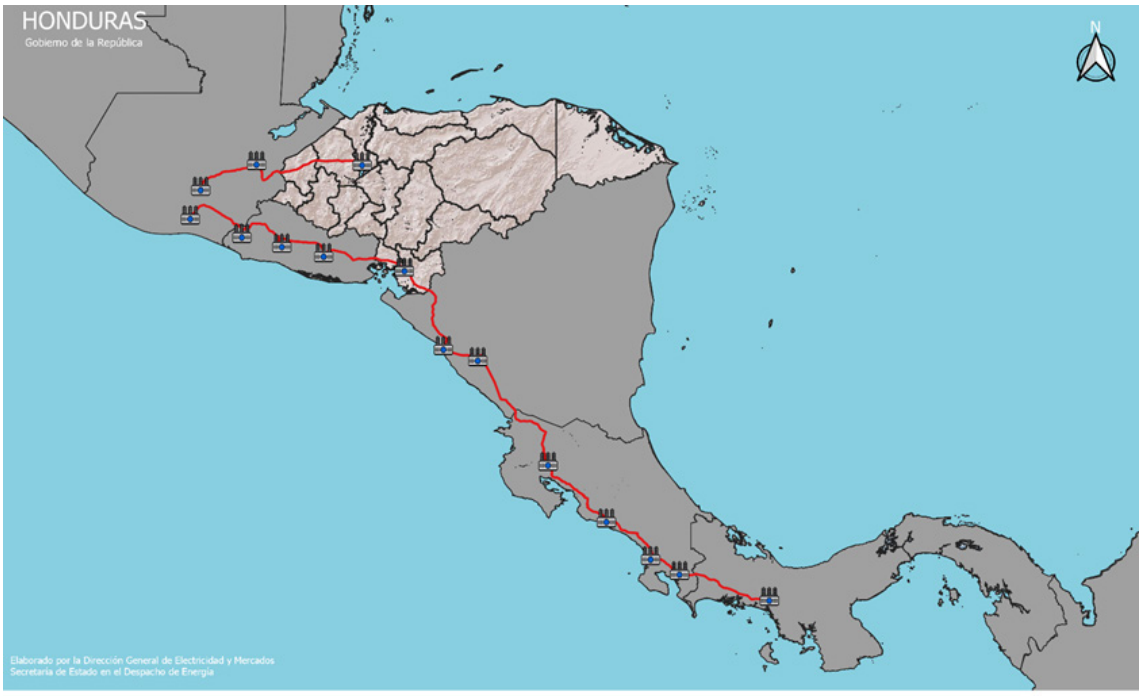

**Gráfica 78 - Histórico de compras y ventas en el de energía eléctrica en el MER [GWh]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

## 11.2 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, estás líneas conectan a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, también se incluyen equipos de compensación reactiva. La infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura de 300 MW para transportar de energía entre los países de la región, la cual se podrá duplicar cuando se habilite el segundo circuito.

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




Subestación SIEPAC — Línea de 230 kV

**Ilustración 21 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC**

*Fuente: Elaboración propia (SEN)*

## 11.3 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 13 - 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 trifinio.

| MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (NORTE-SUR) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| DEMANDA | GT-SV + GT-HN + SV-HN | HN-NI | NI-CR | CR-PA |
| MÁXIMA | 300 | 210 | 180 | 130 |
| MEDIA | 300 | 190 | 190 | 100 |
| MÍNIMA | 300 | 150 | 180 | 100 |

**Tabla 14 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)**

*Fuente: Ente Operador Regional (EOR)*

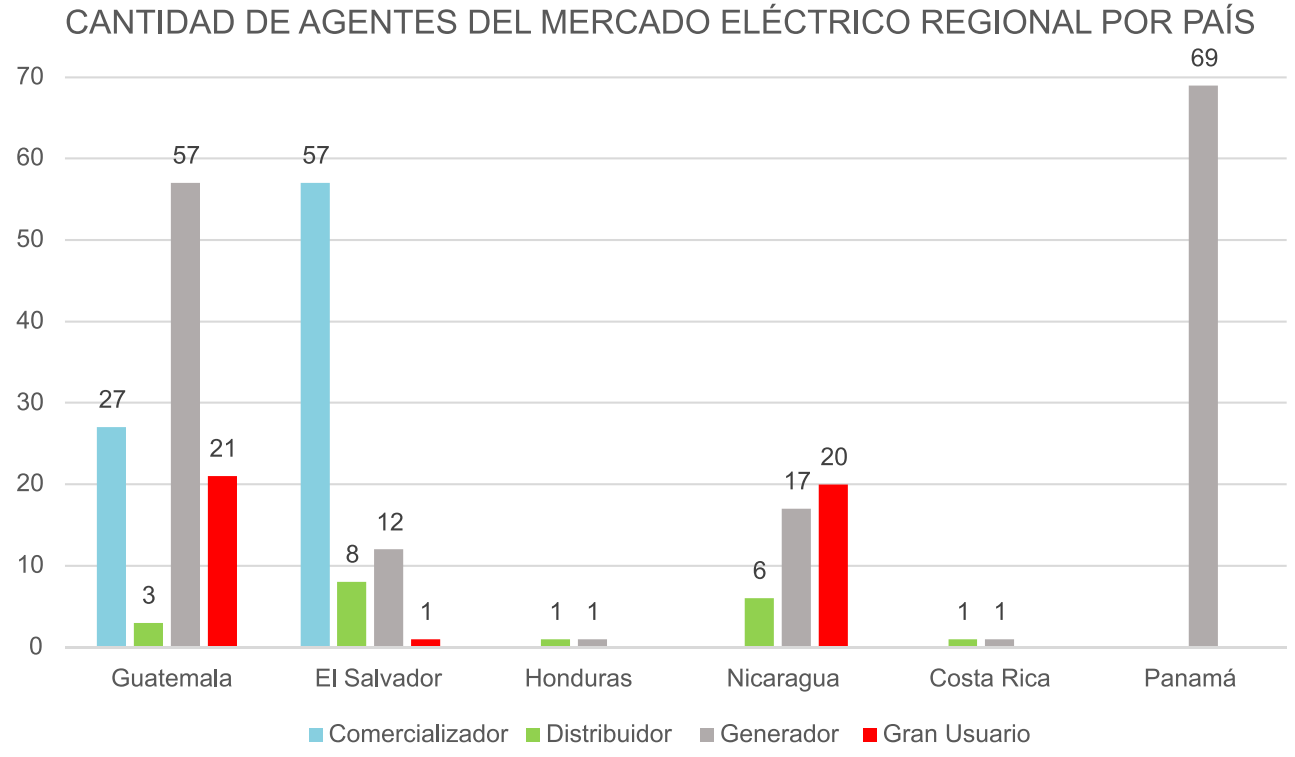
| MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (SUR-NORTE) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| DEMANDA | GT-SV + GT-HN + SV-HN | NI-HN | CR-NI | PA-CR |
| MÁXIMA | 300 | 220 | 220 | 150 |
| MEDIA | 300 | 210 | 230 | 50 |
| MÍNIMA | 300 | 280 | 220 | 100 |

**Tabla 15 - 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.[11]

## 11.4 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.



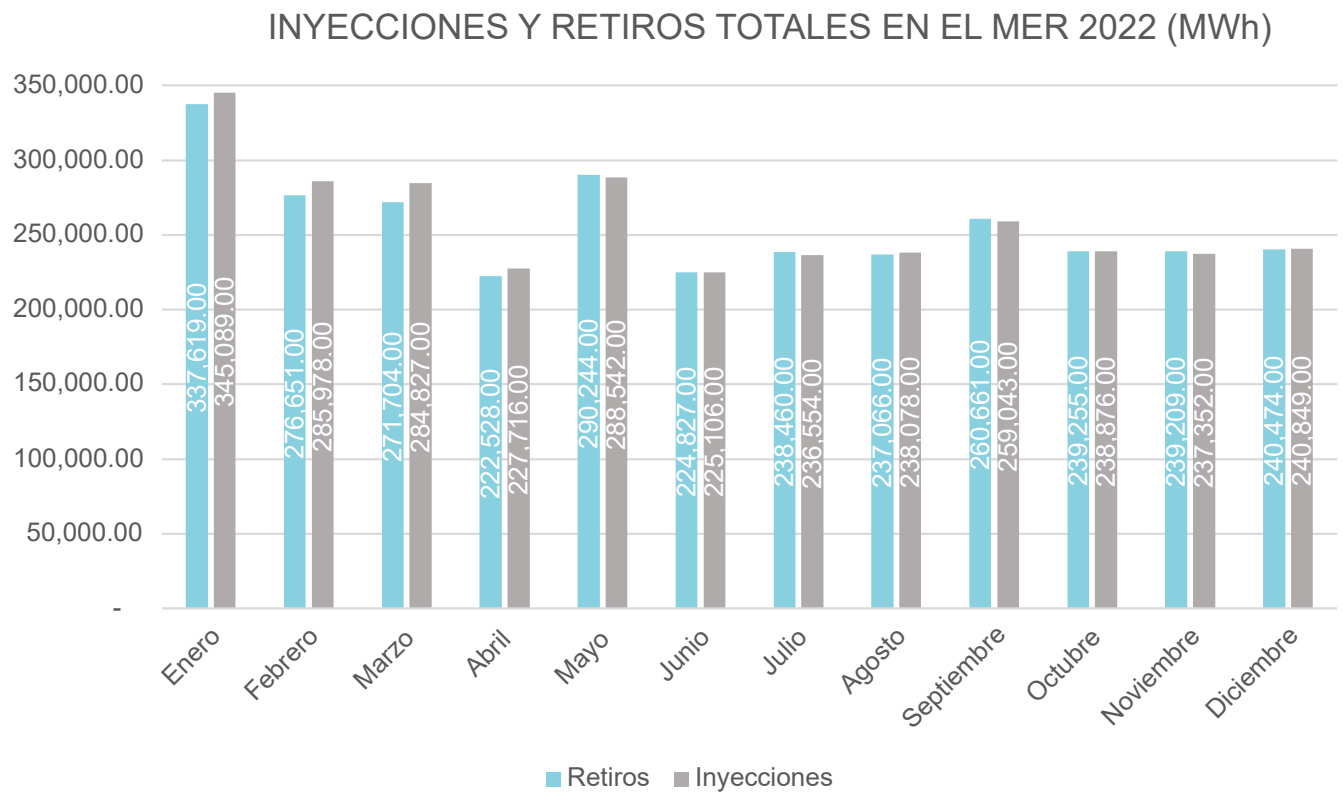

**Gráfica 79 - Cantidad de agentes del Mercador Eléctrico Regional por país del MER**
*Fuente: Ente Operador Regional (EOR)*

[11] (Ente Operador Regional)

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).

## 11.5 INYECCIONES, RETIROS Y PRECIOS DE ENERGÍA EN EL DEL MER

El MER es un mercado bastante dinámico, a continuación, se presenta el resumen de retiros e inyecciones por mes para el año 2022.




**Gráfica 80 – Inyecciones y retiros totales en el MER 2022 [MWh]**
*Fuente: Ente Operador Regional (EOR)*

Es interesante que el balance de total de energía eléctrica es casi nulo, lo que indica que la energía generada por los países del MER es consumida por ellos mismos, lo anterior es vinculante con el hecho que los países del MER están interconectados con México a través de Guatemala. A continuación, se muestra cual fue la participación por país en el MER para 2022 en cuanto a retiro/inyecciones de energía eléctrica:

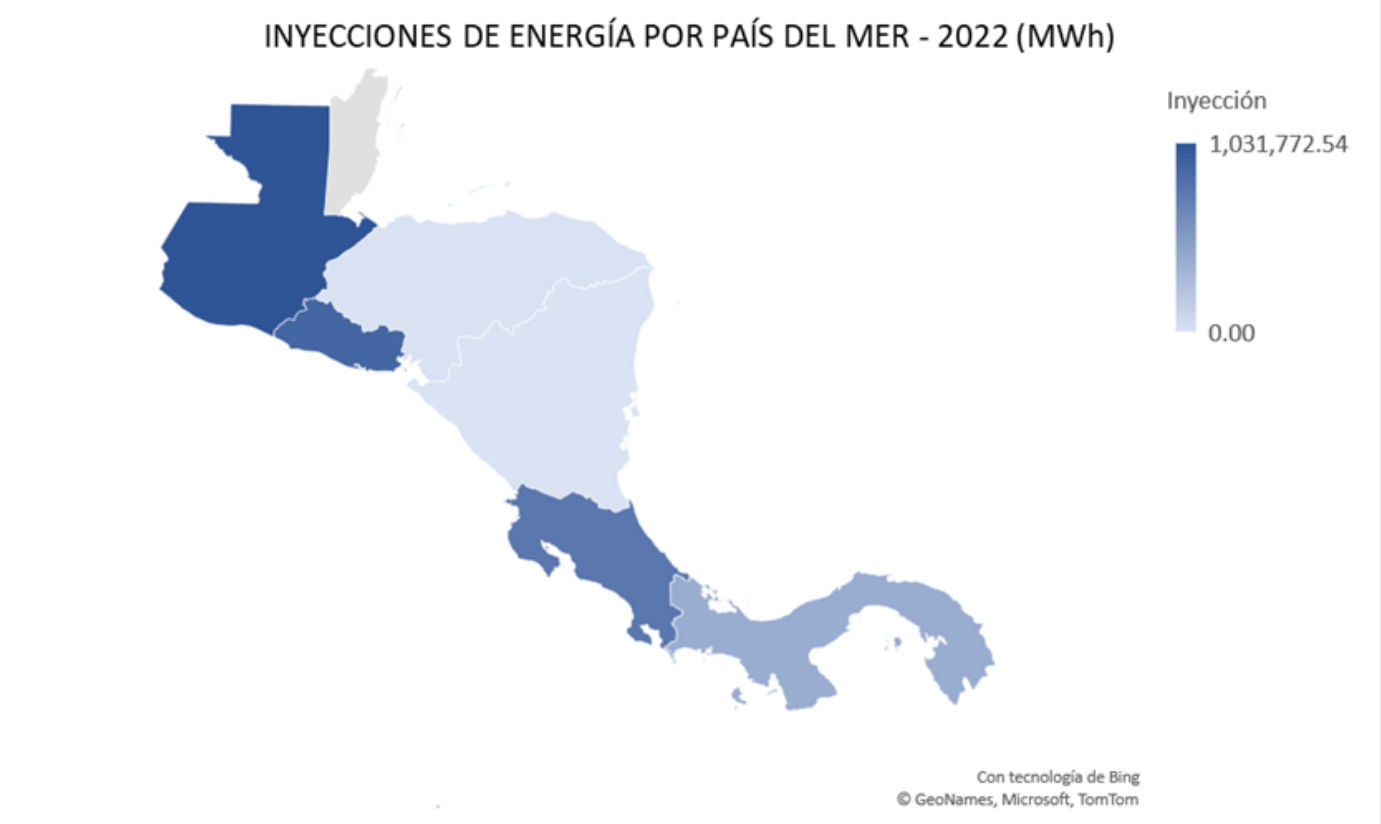



**Ilustración 22 – Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2022**
*Fuente: Ente Operador Regional (EOR)*

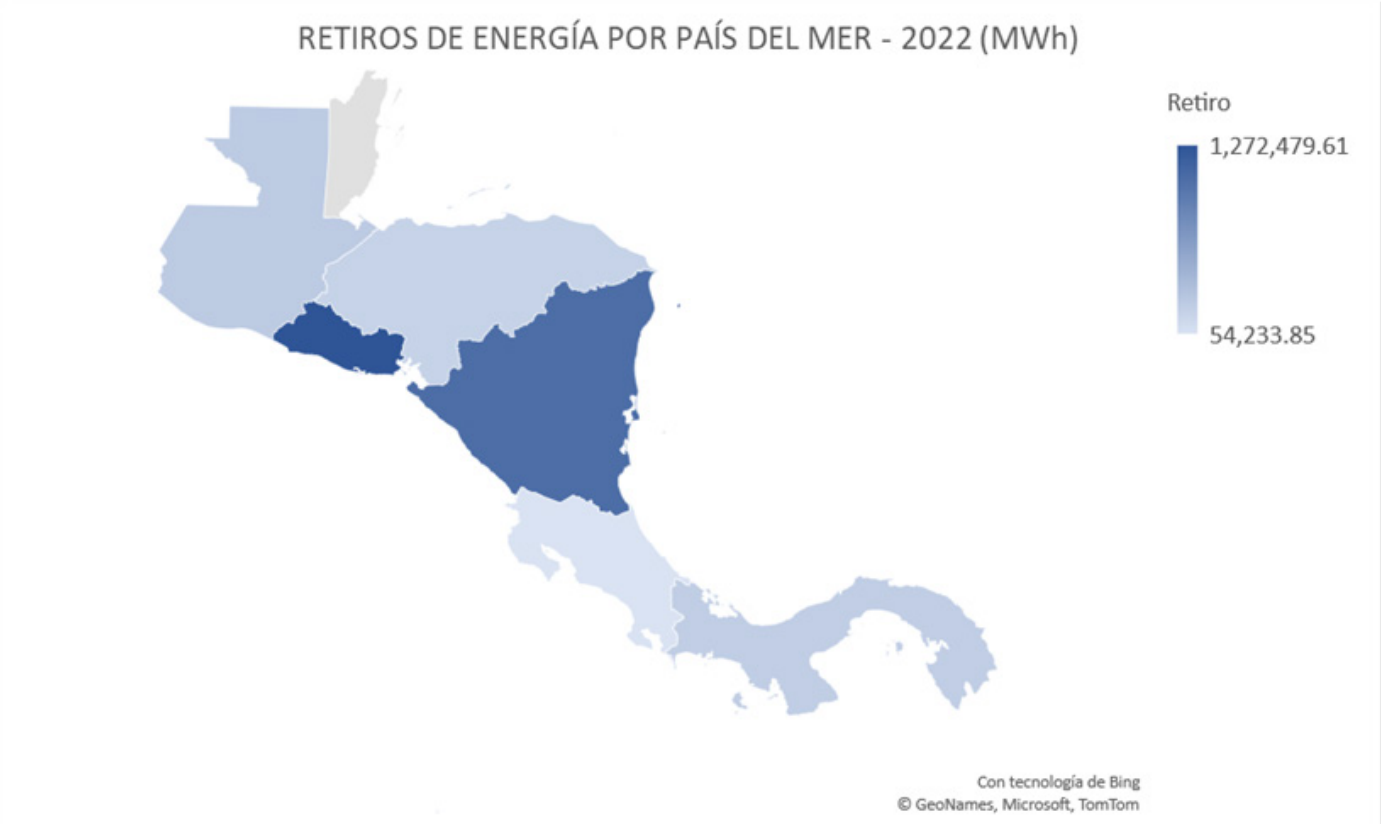



**Ilustración 23 – Retiros de energía por país del MER 2022 [MWh]**
*Fuente: Ente Operador Regional (EOR)*

Nótese en las gráficas anteriores que Guatemala fue el país en 2022 en inyectar mayor cantidad de energía (1,031,772.54 MWh) en el MER y El Salvador el país en retirar la mayor cantidad de energía (1,272,479.61 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 | 1,031,772.54 | 904,747.20 | 4,995.21 | - | 773,985.92 | 392,508.39 | 3,010,224.46 |
| Retiro | 259,724.49 | 1,272,479.61 | 195,198.75 | 1,062,185.97 | 54,233.85 | 234,875.07 | 3,023,113.21 |

**Tabla 16 - 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 2022.

| PRECIOS PROMEDIO EX - ANTE 2022 DEL MER [USD/MWH] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Guatemala** | **El Salvador** | **Honduras** | **Nicaragua** | **Costa Rica** | **Panamá** |
| 102.25 | 109.45 | 107.30 | 109.76 | 102.66 | 99.90 |

**Tabla 17 - 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:

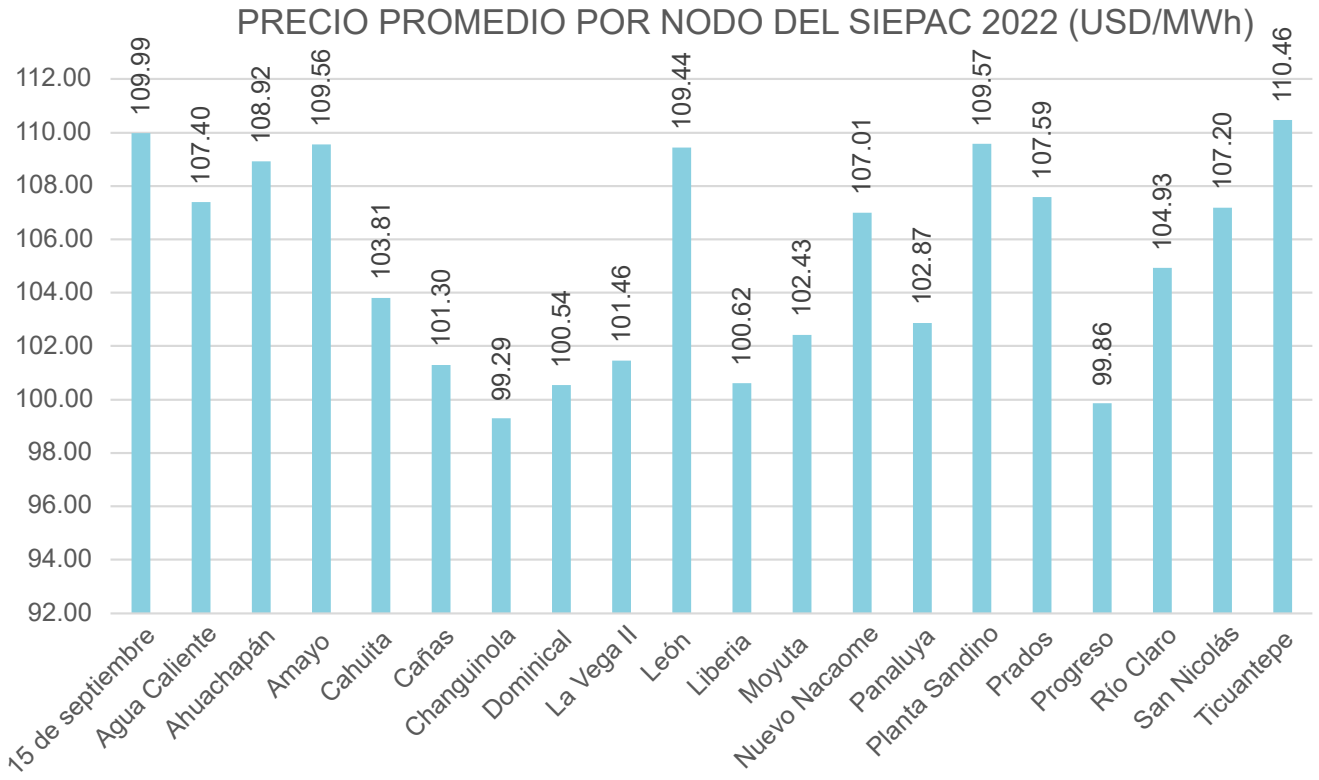



**Tabla 18 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2022 [USD/MWh]**
*Fuente: Ente Operador Regional (EOR)*

# CAPÍTULO 12 | Sistemas aislados

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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.

## 12.1 ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO

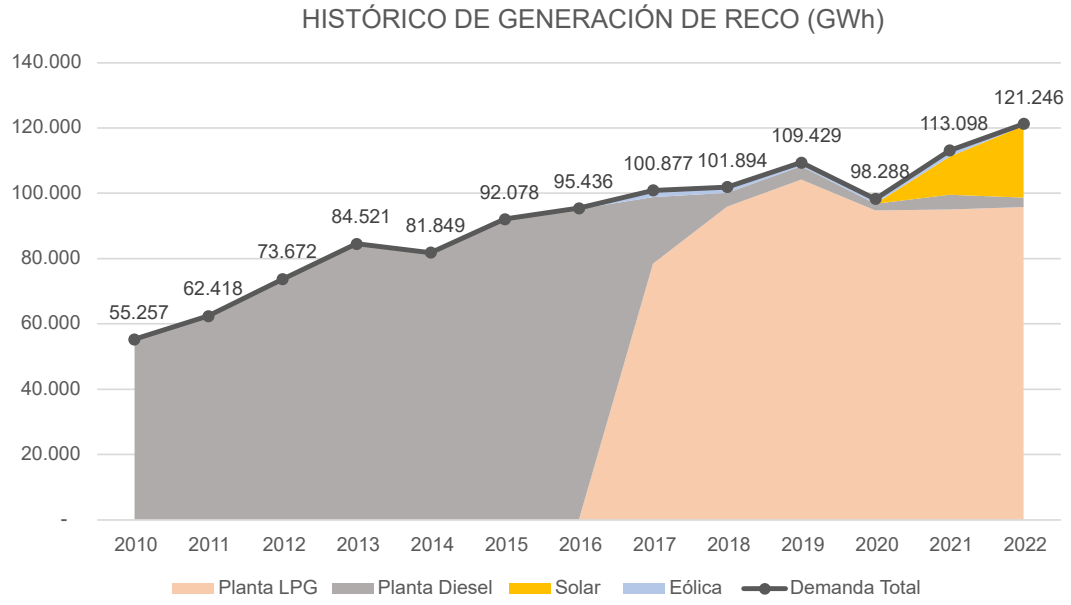
RECO (Roatán Electric Company) es una empresa de servicios eléctricos para la isla de Roatán, ubicada en el departamento de Islas de la Bahía. RECO ofrece el servicio de generación y distribución a los municipios de Roatán y Santos Guardiola. A continuación, se presentan los datos de potencia instalada y generación histórica entre el año 2015 al 2022.

| HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALDA RECO [MW] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TIPO DE PLANTA** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** |
| Planta LPG | 0 | 0 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| Planta Diesel | 16 | 16 | 16 | 12.7 | 12.7 | 12.7 | 7 | 7 |
| Eólica | 0 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 4 |
| Solar | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 12 |
| **TOTAL** | **16** | **19.8** | **47.8** | **44.5** | **44.5** | **44.5** | **49.8** | **51** |

**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.

### 12.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO



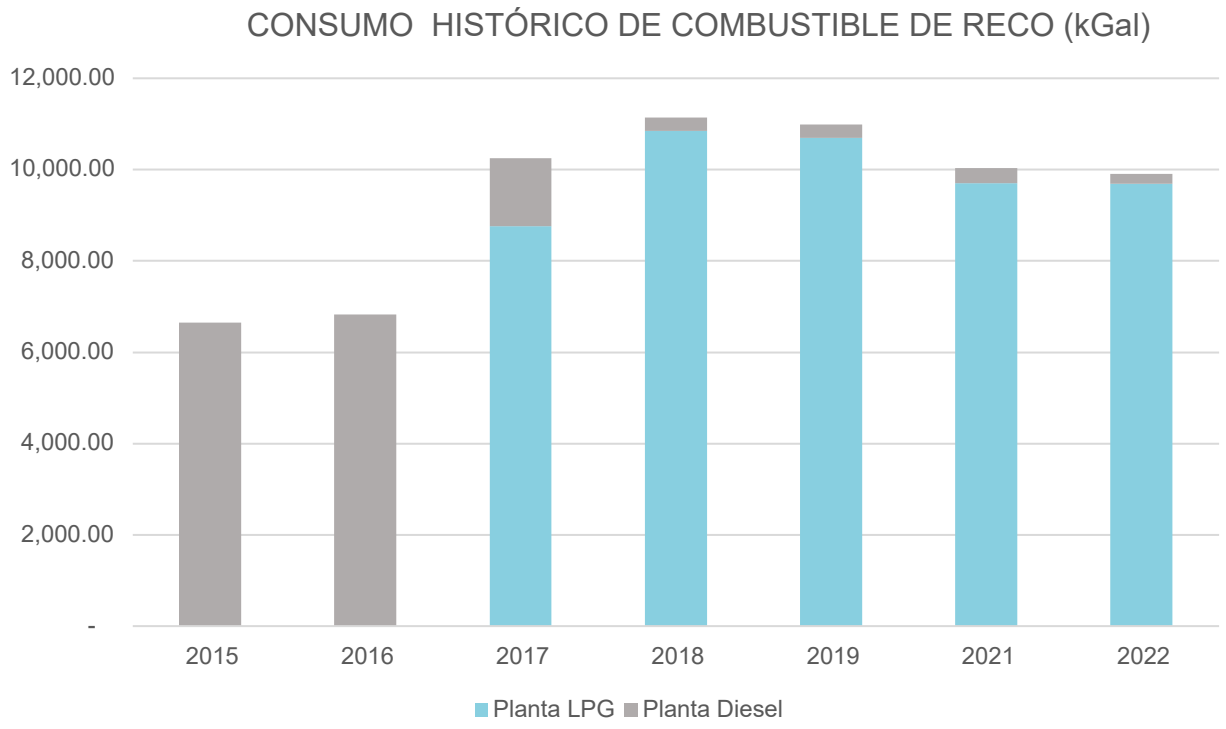

**Gráfica 81 - Histórico de generación de RECO 2015-2022[GWh]**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

En la gráfica anterior se muestra el histórico de generación de RECO. Es 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 2022 la generación por parte de RECO fue mayor con respecto al 2021 llegando a 121.246 GWh. En diciembre 2022, esta contó con un número de 19,001 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 4 MW, en 2021 también se incorporó un parque solar con una potencia de 11 MW lo que ha producido que para 2022 la generación de energía con tecnología solar fuera aumentara, en 2022 la demanda máxima alcanzada por RECO fue de 18.6 MW.

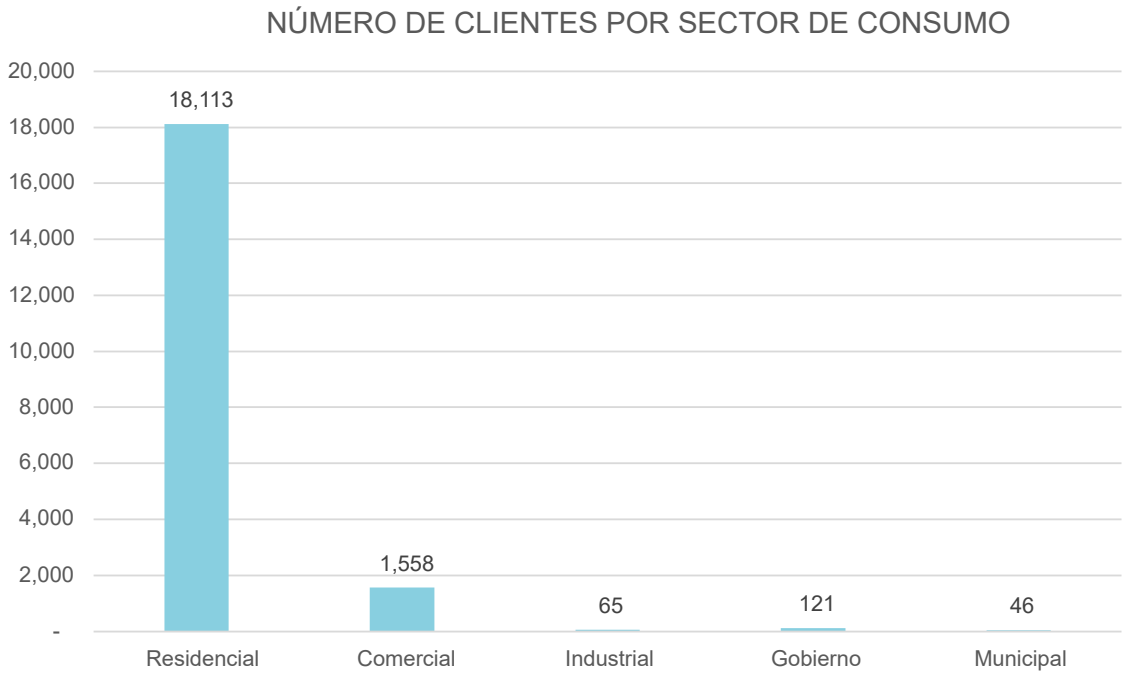
### 12.1.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

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, en el 2022 la disminución en el consumo de combustibles se debe a la implementación de una planta solar de 11 MW.



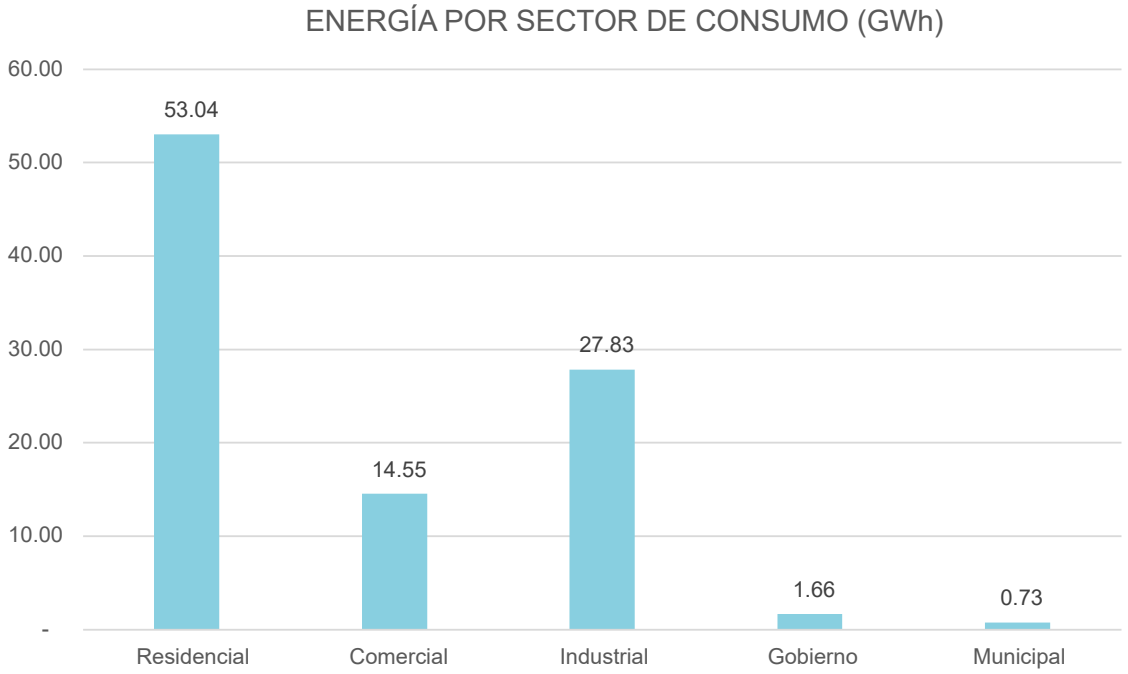

**Gráfica 82 – Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal]**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

## 12.2 DATOS POR SECTOR DE CONSUMO –RECO




**Gráfica 83 – Número de clientes por sector de consumo RECO**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

La mayor parte de clientes de RECO se concentra en el sector residencial representando el 91.01% del total de clientes, en segundo lugar, se tiene el sector comercial con el 7.83% del total de clientes.




**Gráfica 84 – Energía por sector de consumo RECO [GWh]**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

Al analizar los datos desde punto de vista de la energía el sector residencial siempre tiene el mayor consumo con un 54.23% del consumo total, sin embargo, el segundo lugar lo tiene el sector industrial con el 28.45% del consumo total de Roatán.

## 12.3 ÚTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO

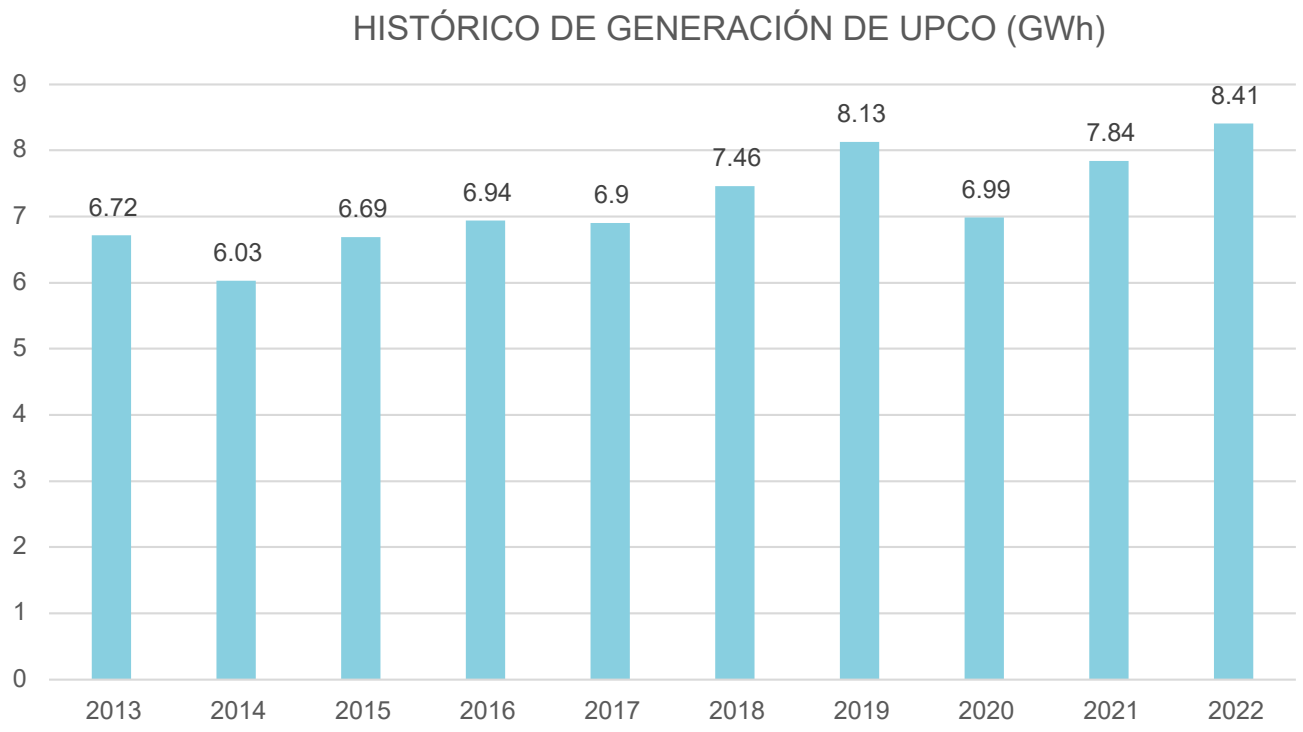
En la isla de Útila la compañía distribuidora es UPCO (Útila Power Company), y a continuación, se muestran los datos de potencia instalada.

| CAPACIDAD INSTALADA [MW] | | | |
|---|---|---|---|
| **AÑO** | **2020** | **2021** | **2022** |
| Diesel | 5.4 | 4.7 | 3.45 |
| Fotovoltaico | 0.2 | 0.2 | 0.19 |
| **TOTAL** | **5.6** | **4.9** | **3.64** |

**Tabla 20 - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW]**
*Fuente: Utila Power Company S.A DE C.V*

### 12.3.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO

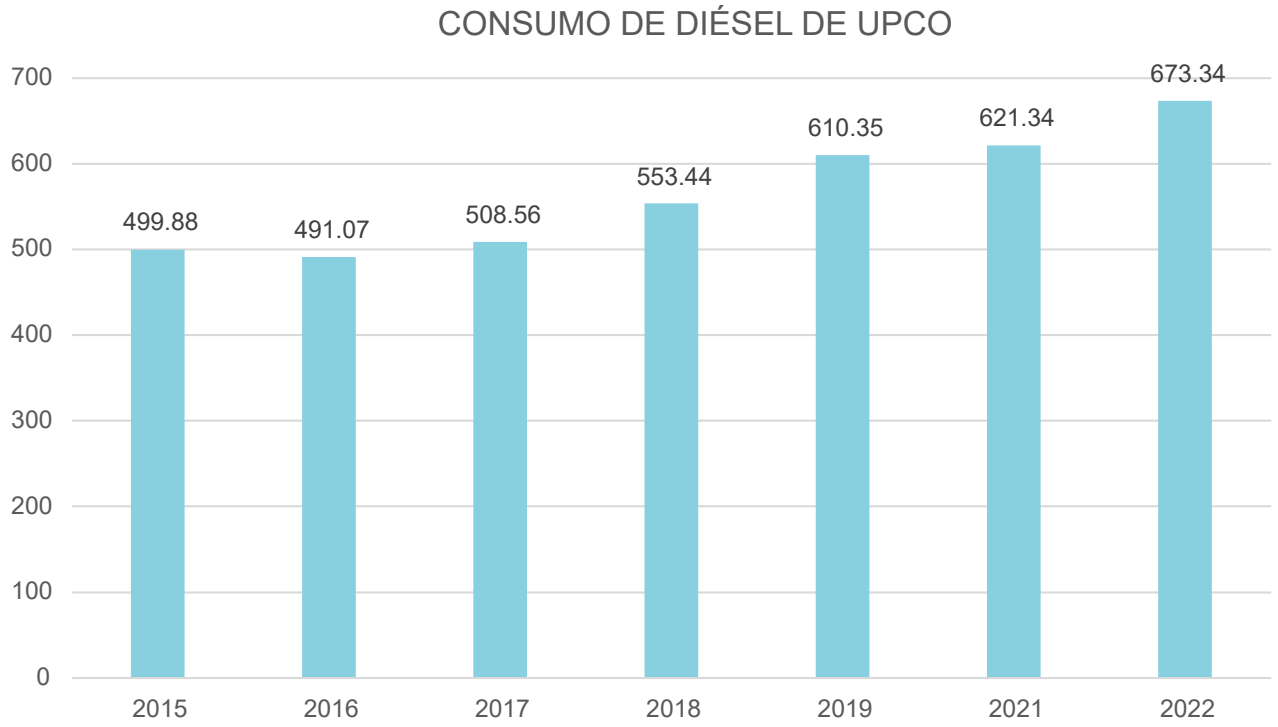
A partir de 2017 UPCO comenzó a incorporar generación fotovoltaica, aunque su aporte es poco con respecto a la generación total, representa la apertura para la inclusión de tecnologías a base de fuentes renovables en Útila. La demanda eléctrica máxima de Utila en 2022 fue de 1.55 MW.




**Gráfica 85 - Histórico de generación de UPCO [GWh]**
*Fuente: Utila Power Company S.A DE C.V*

### 12.3.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

UPCO cuenta con tres 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 86 - Consumo de diésel UPCO [kGal]**
*Fuente: Utila Power Company S.A DE C.V*

### 12.4 DATOS POR SECTOR DE CONSUMO -UPCO

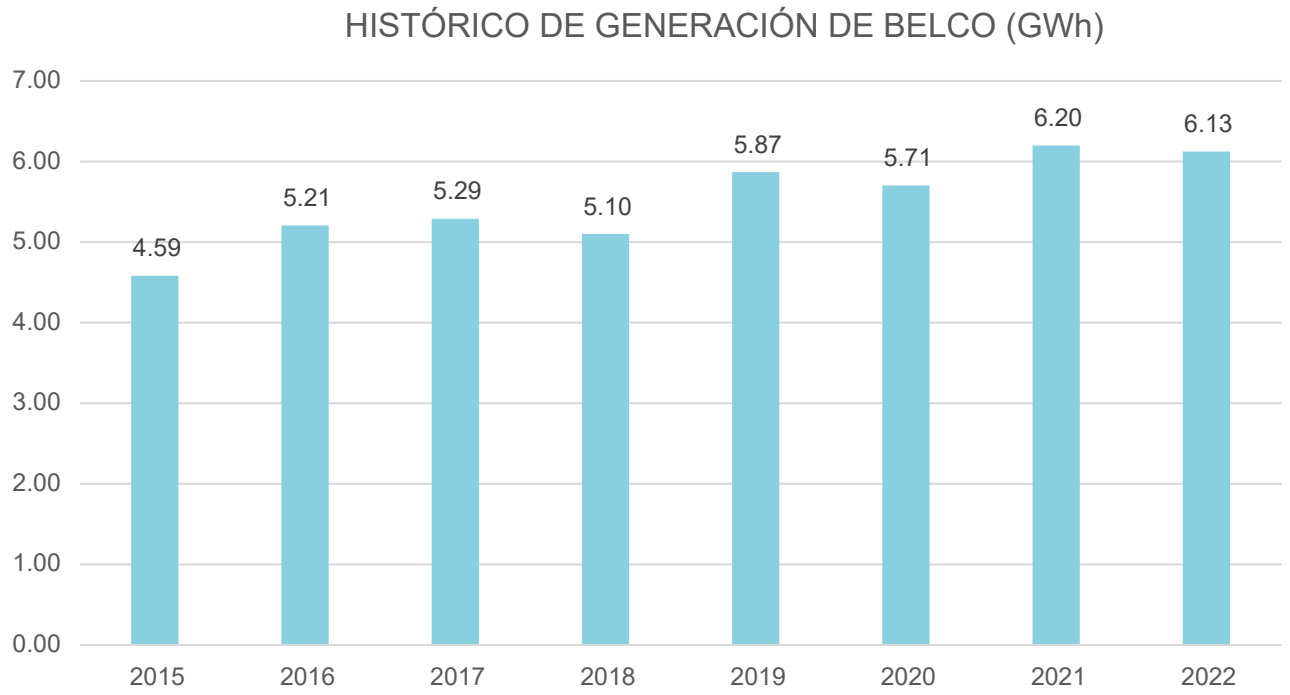
UPCO cuenta con un total de 2,835 clientes divididos en modalidad prepago donde 1244 clientes son comerciales, 1,509 son residenciales y modalidad pospago donde 36 son monofásicos, 18 trifásicos y 28 bidireccionales.

### 12.5 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. BELCO cuenta con una potencia instalada de 2.350 MW compuesta de plantas térmicas a base de motores diésel.

### 12.5.1 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 2,074 clientes conectados a su red de distribución. A continuación, se muestra la generación histórica anual de BELCO.

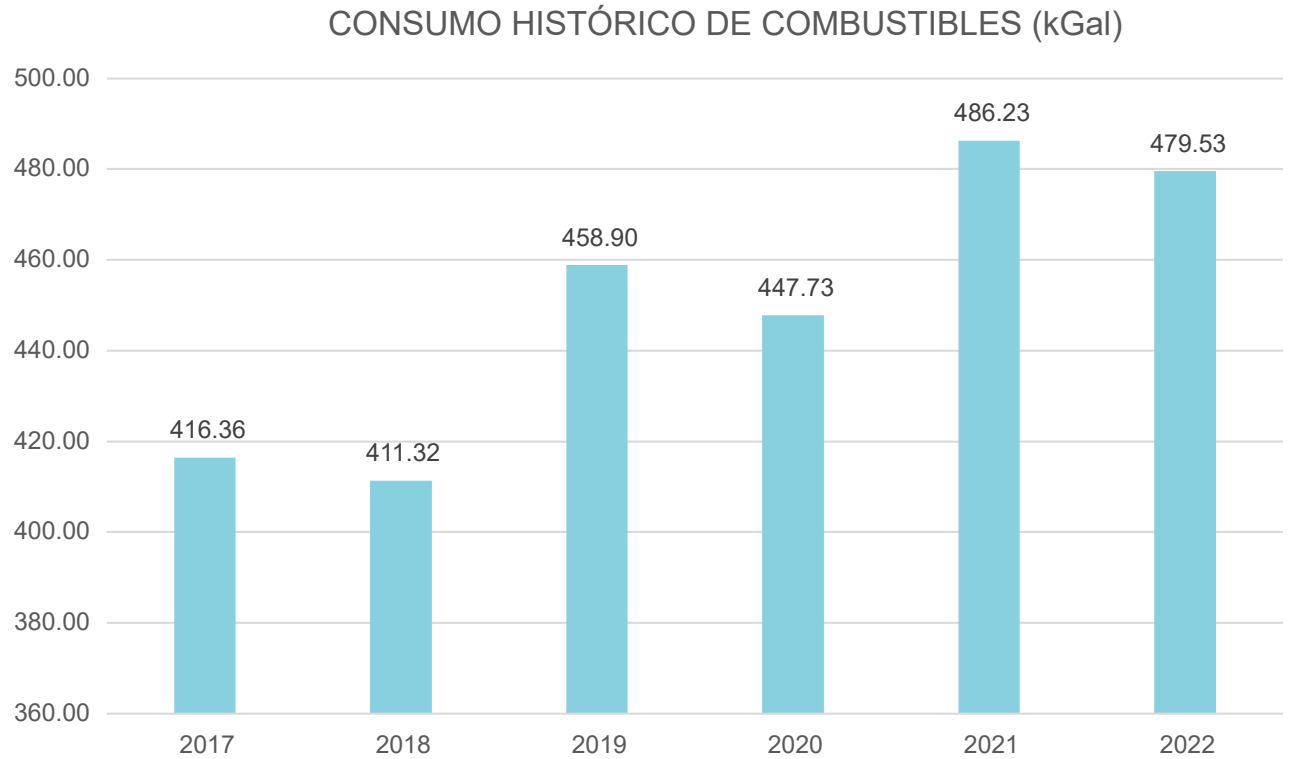



**Gráfica 87 – Histórico de generación de BELCO [GWh]**

*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

### 12.5.2 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 88 – Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal]**

*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

### 12.5.3 DATOS POR SECTOR DE CONSUMO -BELCO

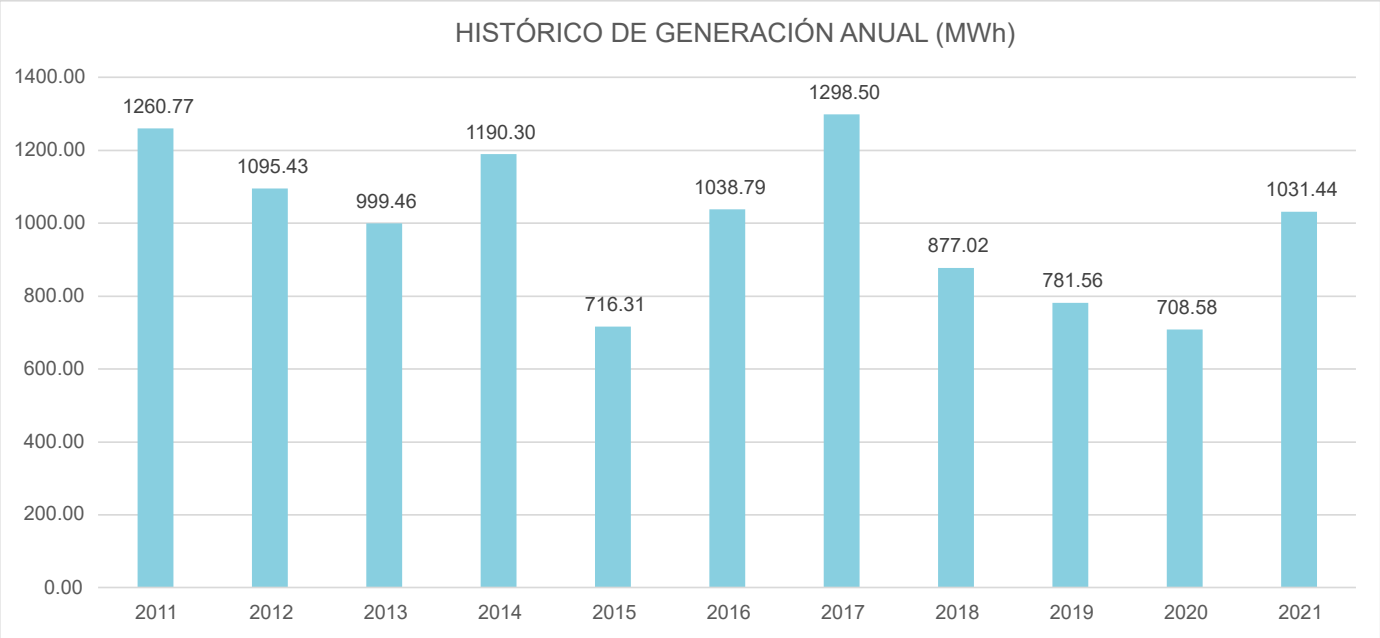
Para el 2022 entre el sector residencial y comercial BELCO cuenta con 2,074 clientes y un consumo total de 4.431 GWh.

## 12.6 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.

### 12.6.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM

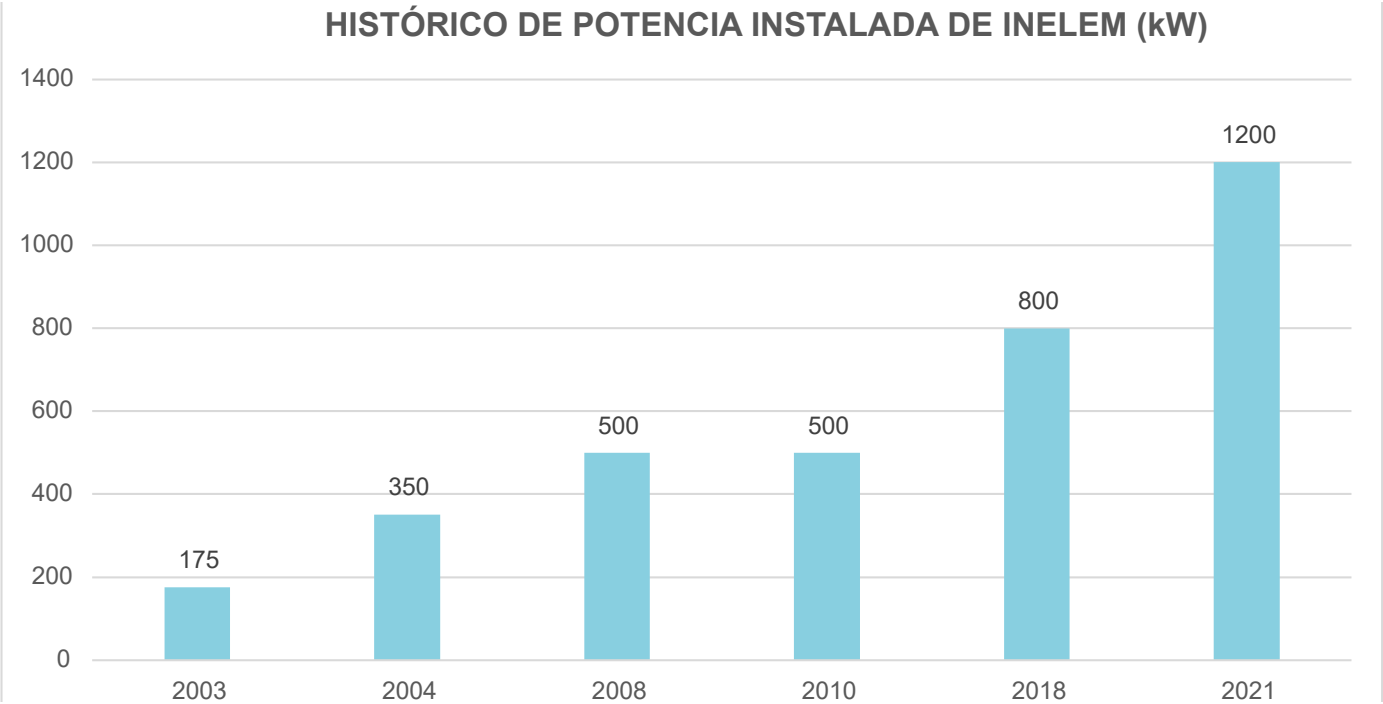
La siguiente grafica muestra la generación histórica de energía eléctrica de INELEM desde 2011 hasta 2021.




**Gráfica 89 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

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

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

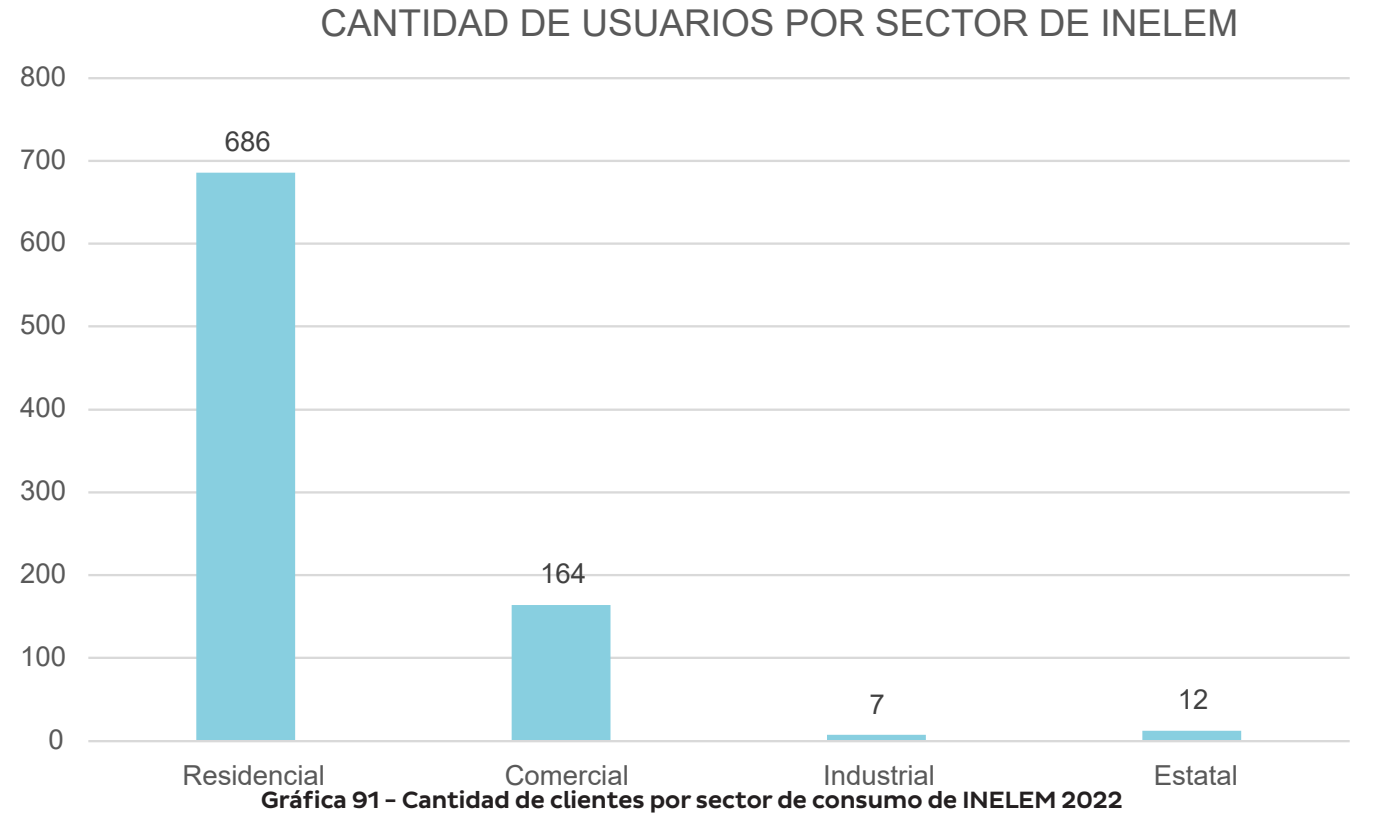



**Gráfica 90 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh]**

*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

### 12.6.2 USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM

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

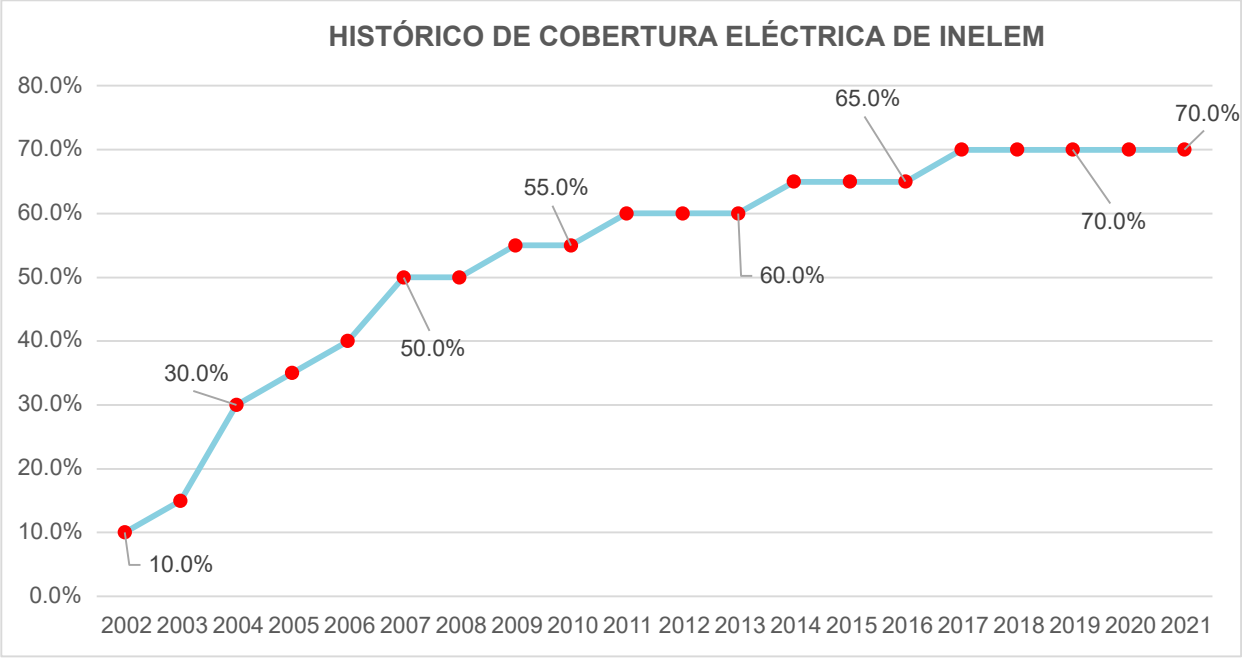



**Gráfica 91 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022**

*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

### 12.6.3 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 92 - Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2022**
*Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

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

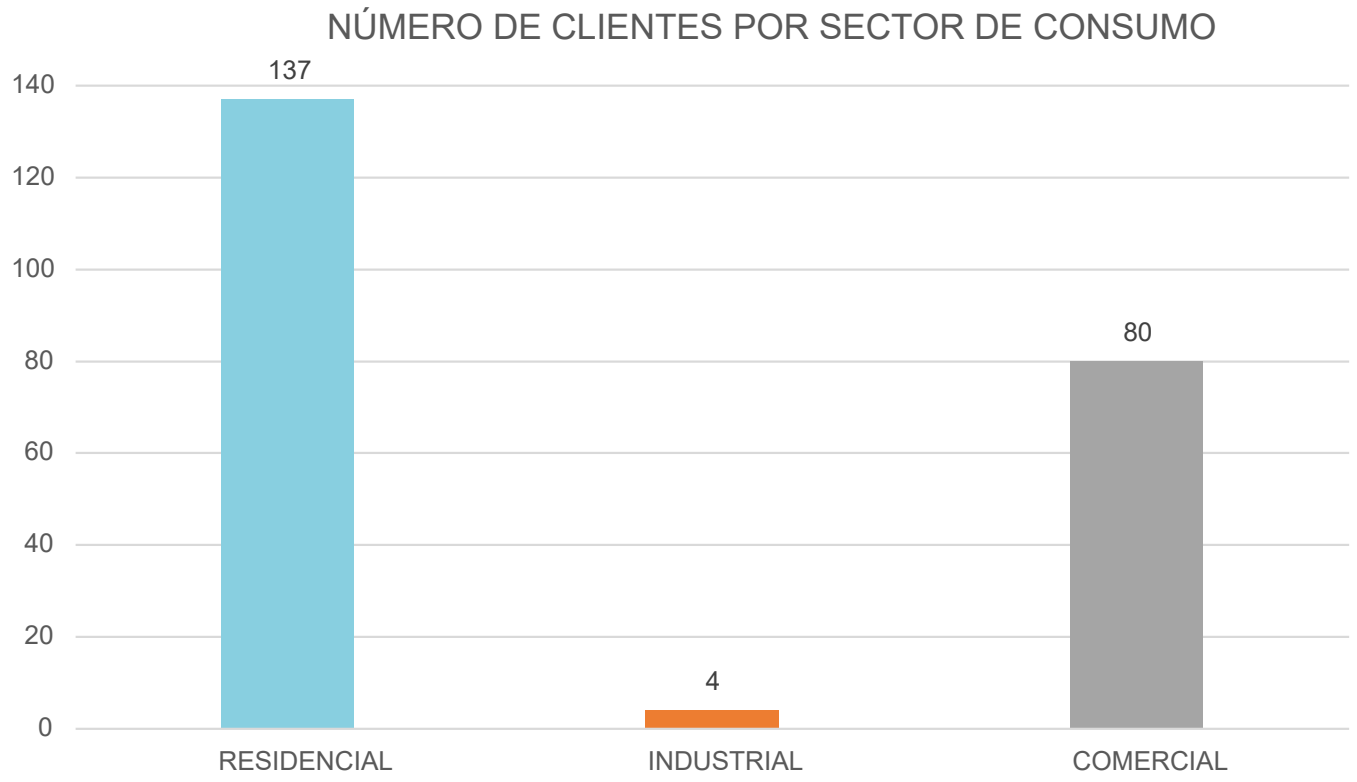
La compañía de energía gas y agua, sociedad anónima es una empresa de capital privado, ubicada en el municipio de Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios, específicamente en la aldea de Kaukira, la cual brinda entre otros servicios la energía eléctrica. A continuación, se presentan los datos recabados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

### 12.7.1 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.

### 12.7.2 CLIENTES

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




**Gráfica 93 – Número de clientes por consumo CEGASA**

### 12.7.3 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.

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CAPÍTULO 13 | Proyectos desconectados de la red

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

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.

## 13.1 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN Y ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

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.

### 13.1.1 ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)

Energizing Development (EnDev) es una asociación de acceso a la energía financiada actualmente por seis países donantes; Holanda, Alemania, Noruega, Reino Unido, Suiza y Suecia. EnDev promueve el acceso sostenible a servicios modernos de energía, estos servicios satisfacen muchas necesidades de la población en el área rural. En Honduras EnDev trabaja 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.

### 13.1.2 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 actúa como el ente administrador y ejecutor a través del Proyecto de Infraestructura Rural (PIR).

El PIR es un proyecto cuya área de influencia son las comunidades rurales de los municipios que están asociados en mancomunidades que cumplen criterios de selección relacionadas con las condiciones de pobreza y organización comunitaria. Este proyecto inició en el occidente del país con siete municipios del departamento de Santa Bárbara y municipios con población CHORTI que está integrada por diez municipios del norte del departamento de Copán. Posteriormente, el proyecto incorporó a cuatro mancomunidades más: MAMBOCAURE en el departamento de 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 el departamento de Intibucá, MANOFM del departamento de Francisco Morazán y CAFEG del departamento de Lempira.

### 13.1.3 PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)

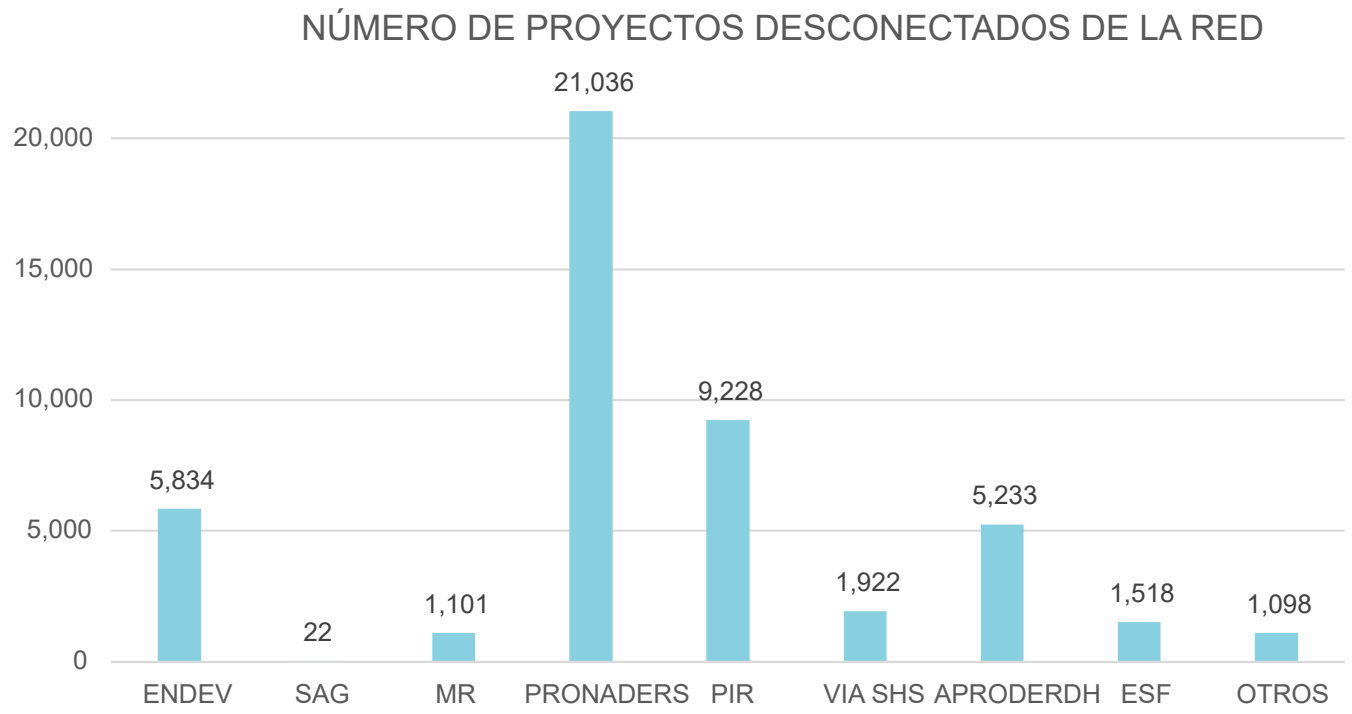
Es un programa de sostenibilidad implementado a partir del año 2000 por la Secretaría de Agricultura y Ganadería, el cual busca contribuir al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades urbanas y rurales, a través del desarrollo humano social, ambiental y productivo, basado en la autogestión y la participación comunitaria, con un enfoque del manejo sostenible

de los recursos naturales, enfatizando en aquellos aspectos que tiendan a disminuir la vulnerabilidad ambiental y la debilidad de los procesos de participación social, especialmente en las comunidades rurales y urbanas.

### 13.1.4 SECRETARÍA DE AGRICULTURA Y GANADERÍA (SAG)

La Secretaría de Agricultura y Ganadería con el objetivo de mejorar la productividad y competitividad de pequeños productores rurales a través del establecimiento de alianzas productivas estratégicas, por lo que se han desarrollado iniciativas piloto en los departamentos de La Paz y Lempira.

A continuación, se muestra un resumen de número de proyectos instalados por los ejecutores mencionados.



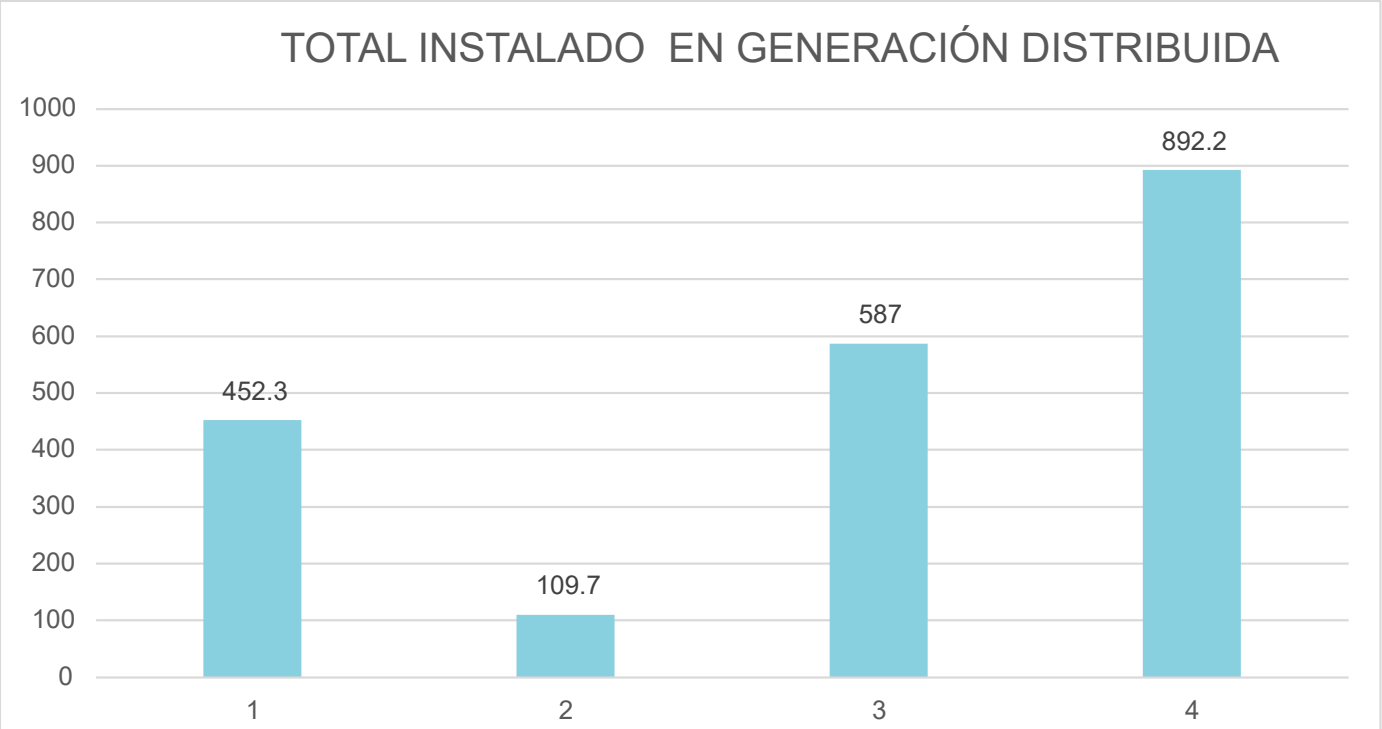

**Gráfica 94 – Número de proyectos desconectados de la red**
*Fuente: Secretaría de Energía (SEN)*

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.

## 13.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La tecnología fotovoltaica comenzó en el área rural con la instalación de paneles solares para abastecer de energía eléctrica a viviendas y algunos centros educativos. De las empresas que tuvieron participación en estos proyectos fueron PROSOL, Soluz, Solaris, Cadelga y ENERSOL.

A continuación, se muestra una gráfica con la potencia instalada para generación distribuida por medio de paneles solares fotovoltaicos.




**Gráfica 95 - Potencia instalada por regiones de Honduras para generación distribuida [MW]**
*Fuente: Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética SEN.*

Según los datos obtenidos, CADELGA es la mayor empresa que tuvo involucrada en la venta de paneles solares para la electrificación rural mediante esta tecnología con el fin el de aumentar el acceso a la electricidad en aquellos lugares donde comúnmente no llega la red de distribución de la ENEE.

# CAPÍTULO 14 | Contextos después de la crisis COVID-19

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

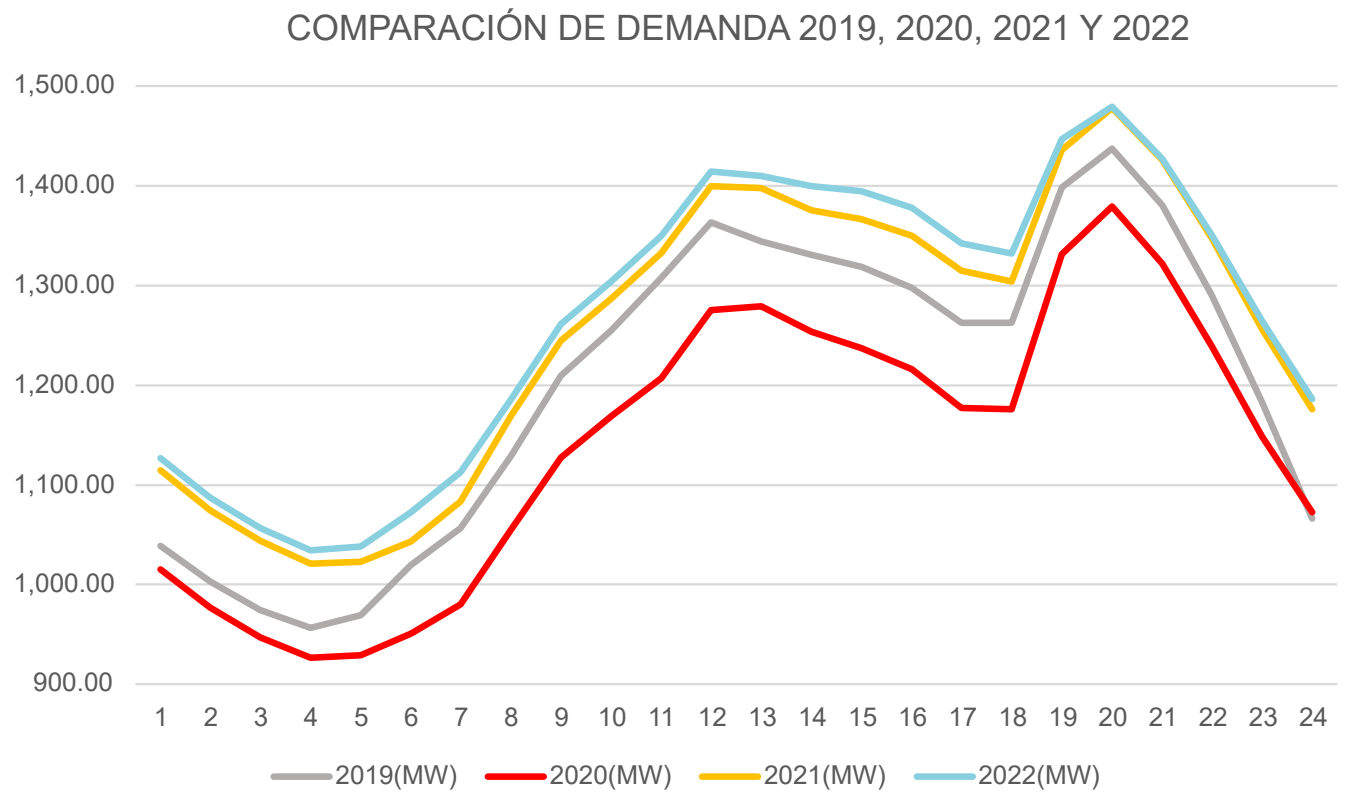
Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

Sin duda alguna la pandemia del COVID-19 ha sido uno de los eventos que ha desencadenado muchos cambios importantes en todas las áreas productivas y de servicios del país. El subsector eléctrico no fue la excepción y de hecho fue uno de los sectores más afectados. En este capítulo se presentan datos comparativos entre el 2019, 2020, 2021 y 2022 para analizar los cambios desencadenados a raíz de las medidas de confinamiento, el cambio en el estilo de vida y la recuperación que se vivió después de la crisis.

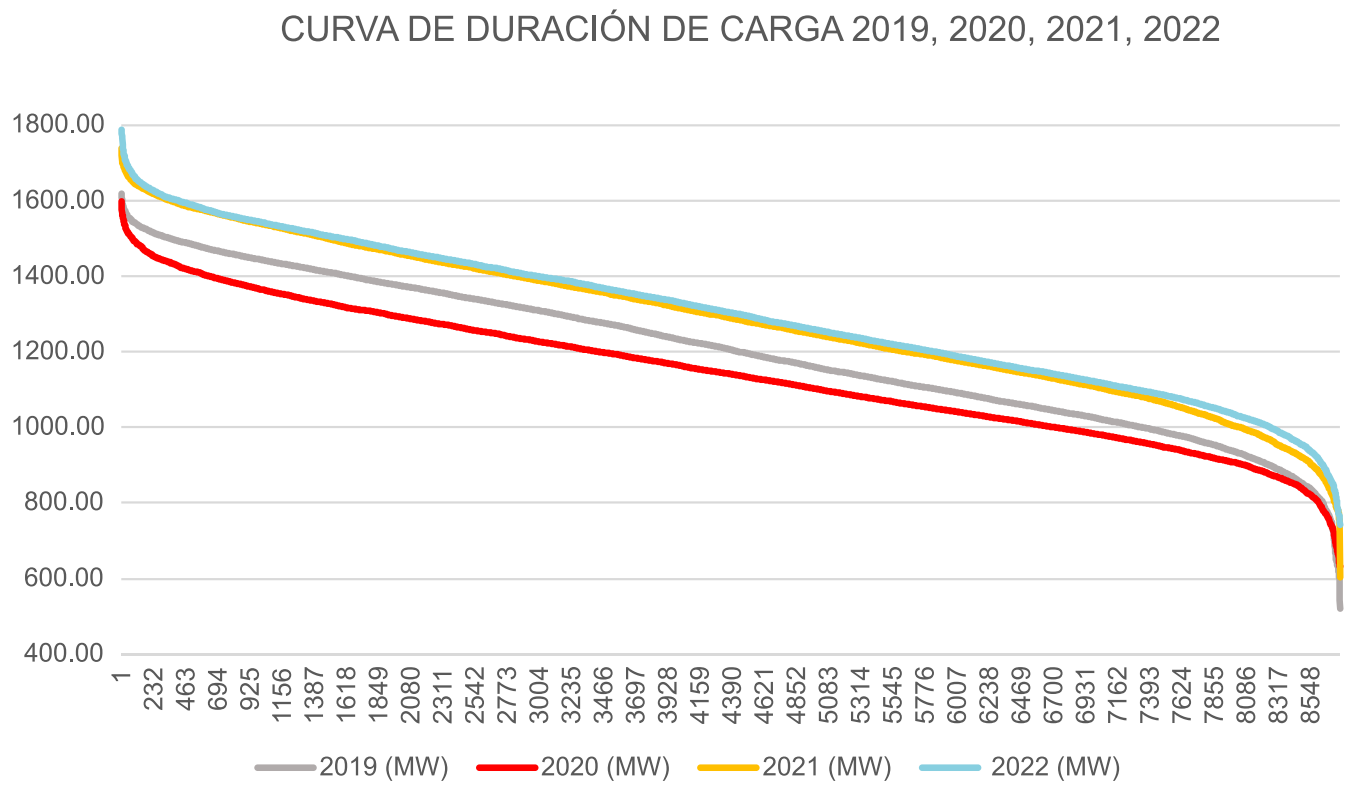
## 14.1 DEMANDA ELÉCTRICA – COVID-19

Si comparamos la curva de demanda promedio del 2020 en relación con la del 2019 durante todas las horas del día se nota que es menor producto de la crisis del COVID-19, pero el comportamiento tradicional de un pico durante el día y otro pico de demanda más pronunciado se mantuvo. Por otro lado, al observar la curva de demanda promedio de 2022 y 2021 en relación con las demás curvas (2019 y 2020), se observa que durante todas las horas fue mucho mayor en 2022, lo que apunta a una rápida recuperación como respuesta a la reactivación económica de una forma marcada durante el segundo y tercer año de pandemia.



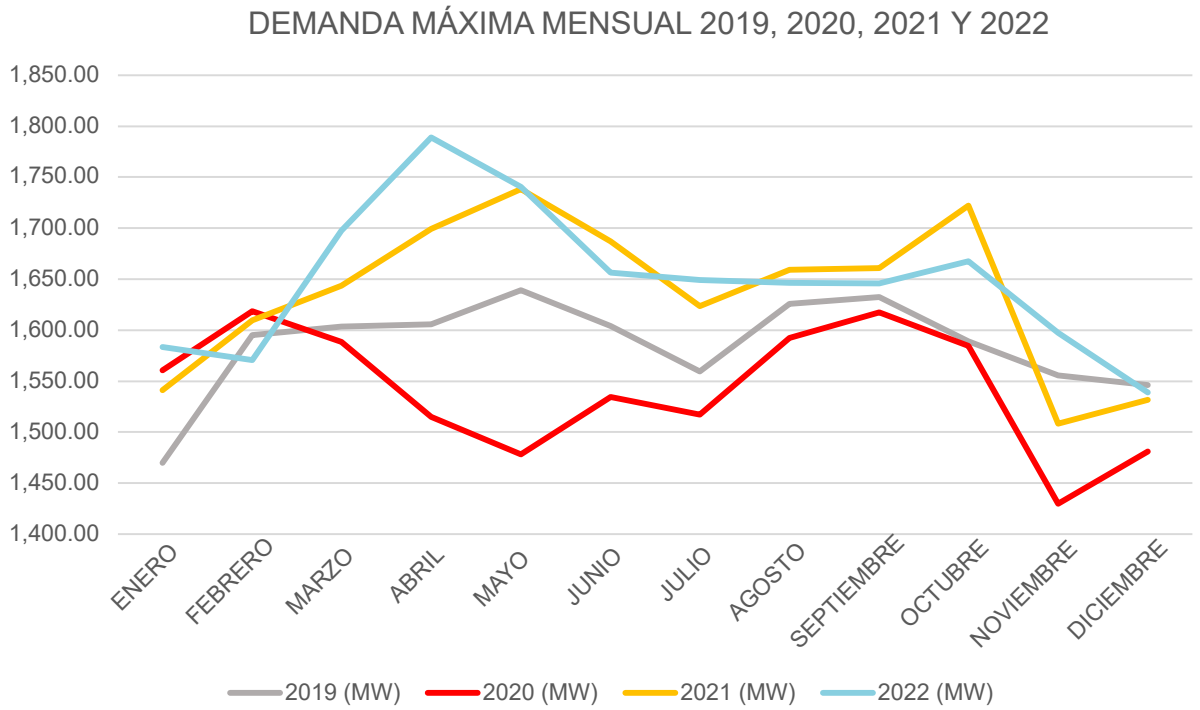

**Gráfica 96 - Comparación de demanda promedio 2019, 2020, 2021, 2022 [MW]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

En la siguiente gráfica se muestra la comparación entre las curvas de duración de carga de los años 2019 ,2020, 2021, 2022 también se puede observar que durante casi todas las horas del año la demanda del 2019 fue mayor a la del 2020, sin embargo, en el 2021 y 2022 se superó los valores alcanzados en 2019.




**Gráfica 97 - Comparación de curvas de duración de carga 2019, 2020, 2021 y 2022 [MW]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

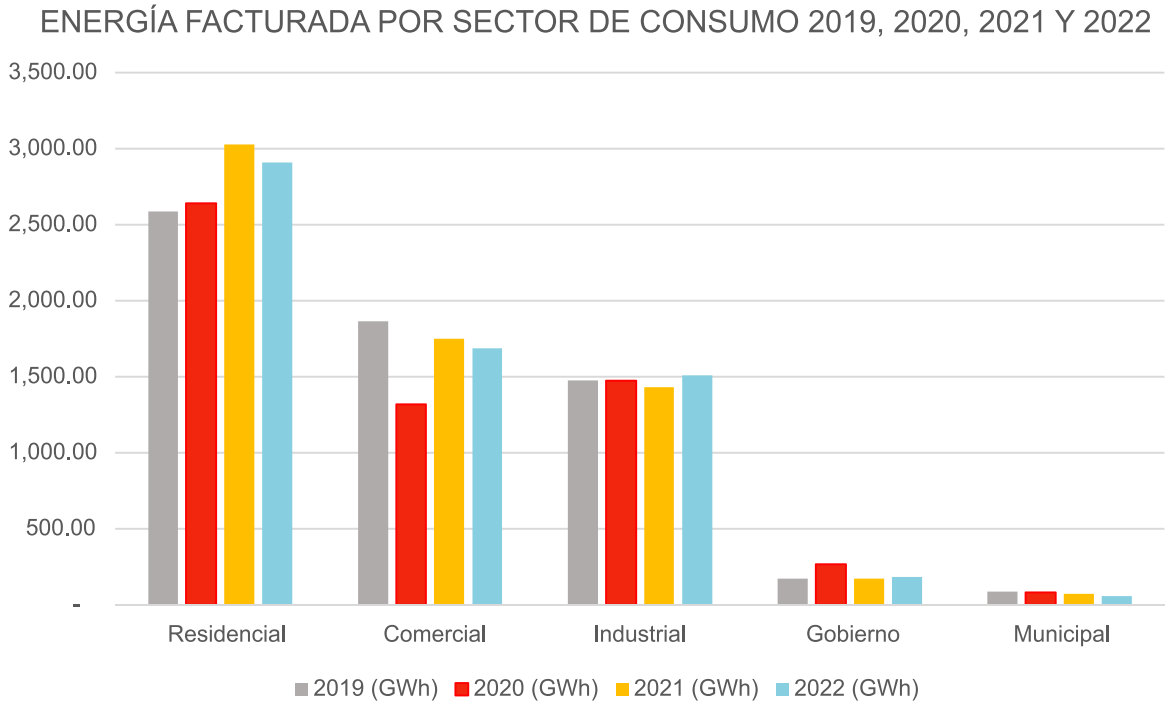
Al analizar el comportamiento de las demandas máximas mensuales se denota que al iniciar la etapa de confinamiento en el mes de marzo la demanda disminuyo y volvió a tomar su tendencia normal aproximadamente en el mes de agosto, mes donde se inició la reapertura económica por la crisis económica que se había vivido a raíz de la pandemia en los meses anteriores, la curva de demandas máximas del 2021 tuvo un comportamiento típico con respecto al histórico donde comúnmente las demandas máximas ocurren entre los meses de abril y mayo por la época de verano, por otro lado las magnitudes en MW en 2021 fueron mayores a los valores históricamente registrados antes de pandemia COVID-19, también podemos ver que los valores para 2022 son bastante similares que en 2021 .La siguiente grafica muestra lo descrito:




**Gráfica 98 - Comparación de demanda máxima mensual 2019, 2020, 2021, 2022 [MW]**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

## 14.2 ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO – COVID-19

En la siguiente gráfica se muestra una comparación entre el consumo de energía eléctrica por sectores de consumo en el país desde el año 2019 al 2022.



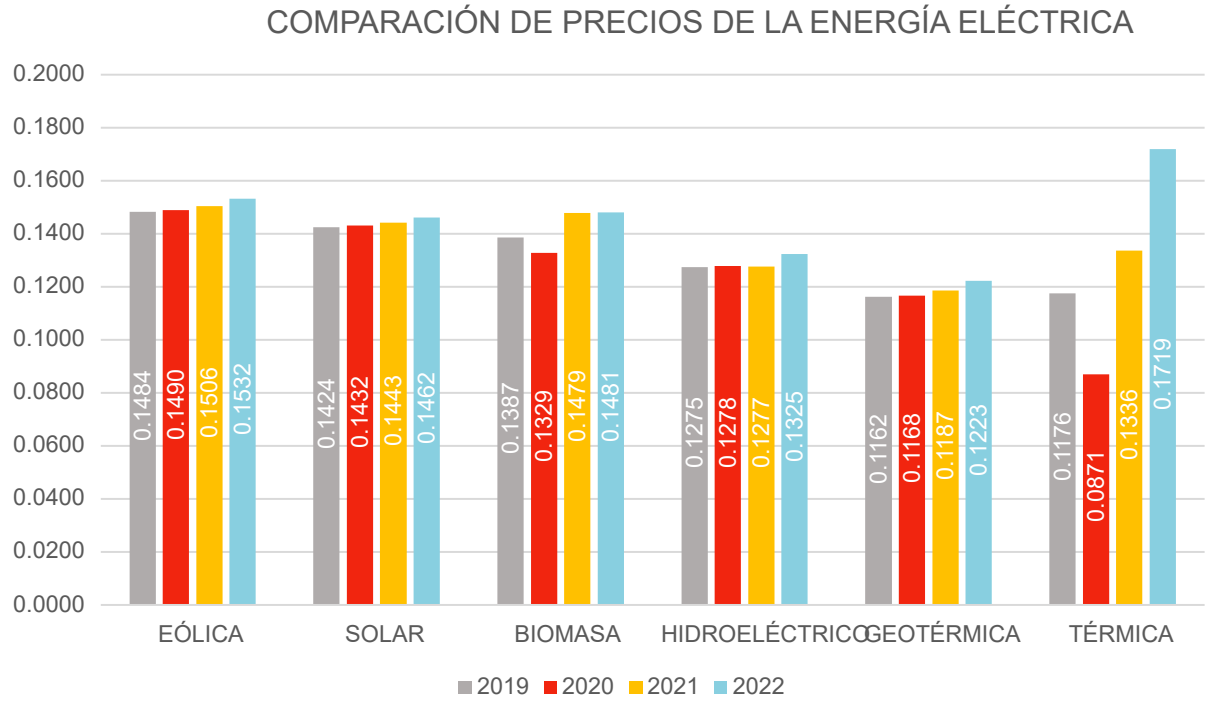

**Gráfica 99 - Comparación de energía facturada por sector de consumo 2019, 2020, 2021, 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

En 2020 tomando en consideración el efecto de la pandemia COVID-19 , el consumo residencial fue ligeramente mayor (1.96%) en el 2020 con respecto al 2019, para el 2021 el consumo residencial tuvo un aumento del 14.74% con respecto al 2020 y para el 2022 se redujo dicho consumo en 3.91%.

En el sector industrial el consumo fue muy similar entre el 2019 y 2020 ya que, aunque se decretó estado de emergencia nacional las industrias, principalmente las del sector alimenticio no dejaron de producir. La variación en 2020 resultó en una disminución solo del 0.1%. Esto significa que el sector industrial del país no se vio excesivamente afectado por la pandemia del COVID-19, en el 2021 el consumo industrial disminuyo 2.85% con respecto al 2020 y 2022 aumento un 5.37% respecto de 2021.

En el sector comercial durante 2020 se presentó una disminución importante del 29.3% respecto 2019, lo cual fue un reflejo de la gran cantidad de comercios que cerraron durante los primeros meses del 2020 debido a las medidas de confinamiento derivadas de la pandemia, causando esa disminución marcada para este sector, afortunadamente en el 2021 el sector comercial presentó una importante recuperación aumentando en 2021 32.61% con respecto al 2020 y en 2022 una leve disminución del 3.5% en referencia a 2021.

## 14.3 COMPARACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



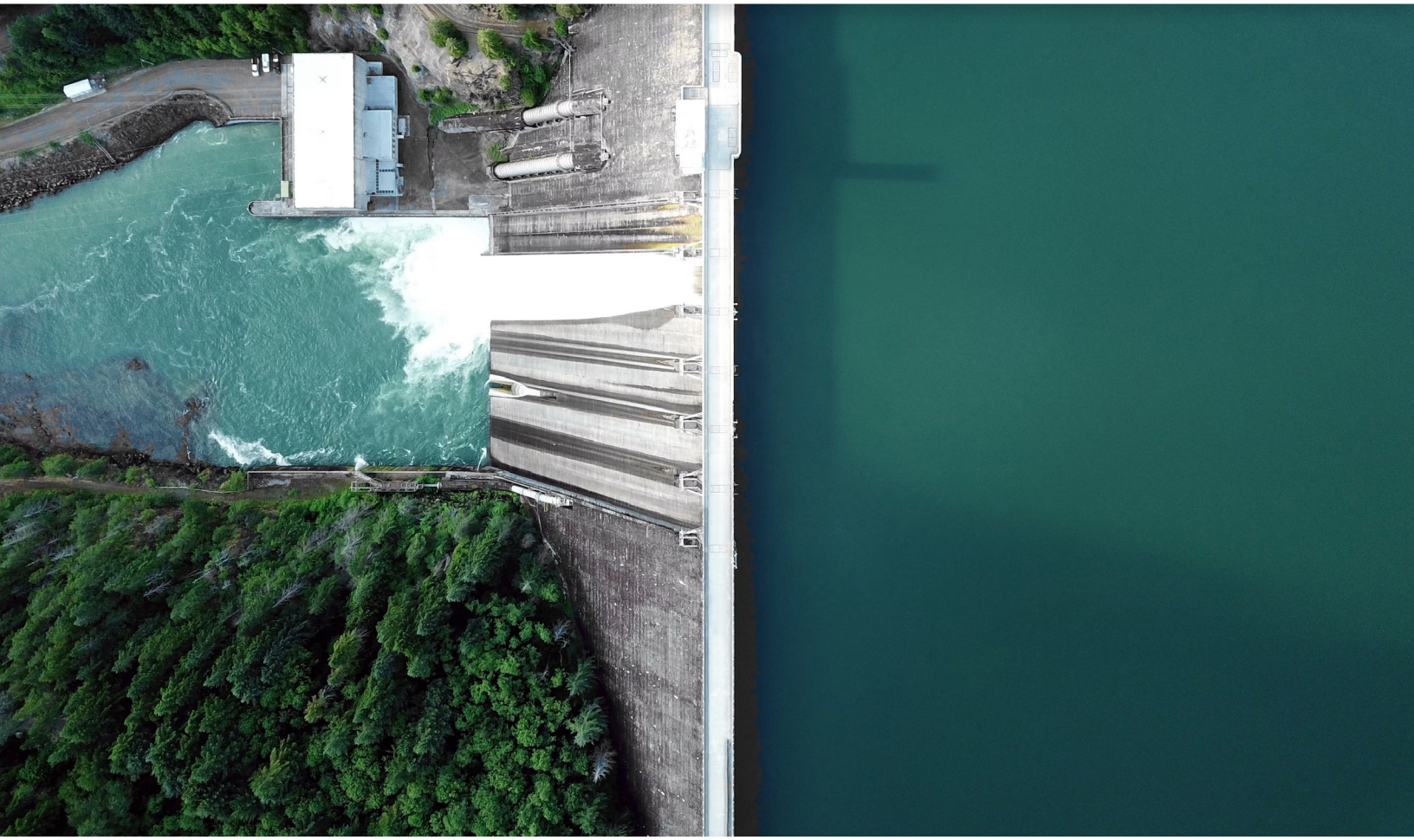

Los precios de generación de la energía eléctrica por tecnología en general no tuvieron mayores variaciones a excepción de las plantas generadoras a base de combustibles fósiles ya que en 2020 el barril de petróleo alcanzo precios sumamente bajos, sin embargo, en 2022 esta tecnología se disparó debido a la guerra entre Ucrania y Rusia.

El precio del resto de tecnologías no tuvo un cambio sustancial a raíz de la crisis, a pesar de que según los contratos de la mayoría de los generadores renovables tienen su precio indexado al índice de precios del consumidor de los Estados Unidos de América.

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# 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 2022 fue de **3,061.01 MW**, distribuida en aproximadamente **107 centrales** generadoras, donde **1,139.95 MW (37.24%)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,921.06 MW (62.76%)** corresponden a generación renovable.

La matriz de generación del país es relativamente diversificada, donde la generación hidroeléctrica tiene el mayor porcentaje de participación con un 35.07% (3,887.18 GWh) seguidos por la generación térmica a base de combustibles fósiles con un 32.31% (3,581.78 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.54% (946.96 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 7.59 % (840.93 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 7.27% (805.41 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 6.19% (683.01 GWh) y 3.04% (337.19 GWh) respectivamente.

El Índice de renovabilidad de la generación de energía eléctrica para el año 2022 fue de 60.10%.

## DEMANDA ELÉCTRICA

El día con demanda máxima para el año 2022 ocurrió el 7 de abril, registrándose a las 11:57 h una demanda de 1,788.83 MW. De las 8760 horas del año, el 25.99% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 68.29% estuvo entre 1449 MW y 1000 MW y un 5.72% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

En el mes de diciembre del 2022 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima con 1538.98 MW, por otro lado, en los meses de abril y mayo se registraron las mayores demandas en el sistema eléctrico con 1788.83 MW y 1740.56 MW respectivamente. Para el caso del mes de abril la alta demanda se debe a la temporada de verano 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 2022 el precio monómico o unitario de generación más bajo fue de 0.1223 USD/kWh para la tecnología renovable base de geotermia y el más alto fue de 0.1719 USD/kWh para la tecnología térmica. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 3,345.44 GWh a un precio antes mencionado, seguidos de 1,051.33 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.1324 USD/kWh.

## SECTORES DE CONSUMO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.44 % del total de abonados los cuales consumieron, 2,775.17 GWh lo que representa un 44.14 % del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,686.68 GWh correspondiente a un 26.83% del consumo total y el sector industrial consumió 1,508.64 GWh equivalentes a un 23.99%.

A nivel residencial los usuarios que consumen de 0 kWh a 150 kWh representan un 76.9% del total. Sin embargo, el mayor número de abonados, 1,115,773 de clientes, consumen un rango de 0 a 100 kWh; representando el 61.93% del total de clientes residenciales, solamente un 2.6% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh al mes en 2022, ese 2.6% represento a diciembre de 2022 en 46,808 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país.

Al analizar el sector residencial por franja de consumo, aunque solo un 2.36% del total de clientes residenciales se encuentran en un consumo por arriba de 500 kWh mensuales en 2022, ese pequeño porcentaje representa un 21.79% de la energía total consumida en el sector residencial, y el mayor consumo alrededor de un 28.61 % se encuentra en la franja de 101-150 kWh.

## COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) a diciembre de 2022 es de 85.63%, en el sector urbano ICE es de 94.46% y en el rural de 74.39%. Los departamentos con menor ICE son Gracias a Dios (12.64%), Intibucá (66.25%) y Lempira (70.90%). 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) a diciembre de 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 98.50%, 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 fijan 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; siendo servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. El 2022 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (5.04 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (6.5583 L/kWh), servicio general en baja tensión (6.5495 L/kWh), servicio en media tensión (4.4705 L/kWh) y servicio en alta tensión (4.2338 L/kWh).

## ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el año 2022 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/manuales ascendiendo a un valor de 25,097.6 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2022 fue el mes de mayo en donde las aperturas automáticas/manuales representaron un 29.53%, el mantenimiento un 21.32%, por fallas un 31.84% y un 17.31% producto de reducción de carga.

Finalmente, el total de energía eléctrica no suministrada del año 2022 fue de 62,484.77 MWh, de este total un 28.34 % se debe a cortes por mantenimiento,26.06% a fallas, 5.43% a reducción de carga y 40.17% 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 2022 el indicador de perdidas interanual en el sistema fue de 30.54%, y el año se cerró con un 33.76% 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 2022 Honduras compró 195.2 GWh lo que representó una disminución del 4.5% en la compra de energía con respecto al 2021.

Las importaciones en el MER representaron alrededor de un 1.73% 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 49.80 MW, UPCO - Útila Power Company en la Isla de Útila con 4.90 MW, BELCO - Bonacco Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35 MW sumando estas tres un total de 57.05 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.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2022 fue de 113.098 GWh. UPCO generó un total de 7.84 GWh, BELCO 5.87 GWh (dato 2019) e INELEM 1.031 GWh.

## SUBSECTOR ELÉCTRICO -COVID-19

Tomando en consideración los sectores residenciales, comercial. Industrial, gobierno y municipal, el consumo en conjunto de estos sectores disminuyo en 2020 alrededor de un 6.61%, en 2021 hubo una recuperación (crecimiento) del 11.68% respecto de 2020, sin embargo, en 2022 se presentó una leve disminución de 1.7% respecto de 2021.

Por otro lado, la demanda del sector residencial en 2022 fue mayor en comparación con los años 2019,2020 y 2021 siendo asi mismo en el sector industrial. Sin embargo, en el sector comercial en 2022 se presenta un consumo menor que los valores históricos presentados en 2019.

## RECOMENDACIONES 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)[12] 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.

[12] (Consejo de Secretarios de Estado, 2021)

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

# ANEXOS

# IEASEN 2022

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

## PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2022

A continuación, se presenta una lista de cada una de las generadoras activas durante al año 2022, 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 | 107.80 | 4.31 | 103.49 |
| COG. ENERSA | 17.00 | 60,051.28 | 573.05 | 59,478.23 |
| EL FARO | 41.50 | 116,004.09 | 4,368.45 | 111,635.64 |
| ELCATEX | 21.80 | - | - | - |
| ELCOSA | 80.00 | 83,950.69 | 1,176.16 | 82,774.53 |
| EMCE CHOLOMA | 50.00 | - | - | - |
| ENERSA | 257.60 | 1,529,165.02 | 13,887.90 | 1,515,277.12 |
| ENSENADA | 30.00 | 68,270.18 | 1,011.62 | 67,258.56 |
| LA PUERTA | 15.00 | 10.10 | - | 10.10 |
| LAEISZ CEIBA | 22.00 | 74,701.98 | 1,011.04 | 73,690.93 |
| LAEISZ JUTICALPA | 14.00 | 2,050.28 | 1.39 | 2,048.90 |
| LAEISZ SAN ISIDRO | 20.00 | 126,181.28 | 1,086.29 | 125,094.99 |
| LUFUSSA TRES | 240.00 | 1,096,816.45 | 17,653.03 | 1,079,163.43 |
| LUFUSSA UNO | 39.50 | - | - | - |
| LUFUSSA VALLE | 82.75 | 34,786.50 | 2,253.70 | 32,532.80 |
| PARK ENERG | 11.00 | 55,131.24 | 53,043.21 | 2,088.03 |
| PECSA | 55.80 | 329,346.80 | 228,113.61 | 101,233.19 |
| PLANTA TÉRMICA LAEISZ | 22.00 | 5,178.16 | 509.28 | 4,668.88 |
| SANTA FE | 5.00 | 28.38 | - | 28.38 |
| TOTAL | 1,034.95 | 3,581,780.24 | 324,693.03 | 3,257,087.21 |
| **TOTAL** | **5.6** | **4.9** | **3.64** | **3.64** |

**Tabla 21 - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| HIDROELÉCTRICA | | | | |
|---|---|---|---|---|
| PLANTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| CAÑAVERAL | 29.00 | 168,889.90 | 295.98 | 168,593.92 |
| EL CAJON | 300.00 | 1,416,711.16 | 7,558.94 | 1,409,152.21 |
| PATUCA | 104.70 | 350,629.43 | 5,157.28 | 345,472.14 |
| ARENAL | 61.62 | 116,568.18 | 1,411.53 | 115,156.65 |
| RIO LINDO | 80.00 | 533,868.65 | 1,531.03 | 532,337.62 |
| SHOL | 33.75 | 115,073.71 | 1,876.75 | 113,196.96 |
| VEGONA | 41.00 | 216,230.39 | 1,787.20 | 214,443.19 |
| NACAOME | 28.12 | 57,750.01 | 2,787.13 | 54,962.88 |
| ZACAPA HIDRO | 0.75 | 3,253.62 | 446.71 | 2,806.92 |
| RIO BLANCO | 5.00 | 36,466.86 | 52.52 | 36,414.35 |
| LAS NIEVES | 0.48 | - | - | - |
| LA ESPERANZA | 13.50 | 43,499.21 | 4,063.82 | 39,435.39 |
| BABILONIA(ENERGISA) | 4.40 | 29,594.39 | 254.28 | 29,340.11 |
| HIDRO YOJOA | 0.63 | 2,469.89 | 128.03 | 2,341.86 |
| CECECAPA | 3.50 | 15,854.13 | 308.62 | 15,545.51 |
| CUYAMAPA | 12.30 | 47,478.10 | 1,118.13 | 46,359.97 |
| CUYAMEL | 8.20 | 38,331.76 | 1,278.20 | 37,053.55 |
| CORTECITO | 5.30 | 21,409.88 | 28.51 | 21,381.37 |
| LAS GLORIAS | 6.20 | 32,021.52 | 289.28 | 31,732.24 |
| SAN CARLOS | 4.00 | - | - | - |
| CORONADO | 7.00 | 42,284.91 | 2,169.15 | 40,115.76 |
| MANGUNGO 1 | 1.50 | 10,609.46 | 100.28 | 10,509.18 |
| SAN JUAN(CONTEMPO) | 6.70 | 41,011.44 | 1,169.89 | 39,841.55 |
| EL CISNE | 1.00 | 811.15 | 1.22 | 809.94 |
| LAURELES(EGERETO) | 3.50 | 5,231.46 | 979.81 | 4,251.65 |
| CHAMELECON | 12.00 | 60,819.27 | 228.11 | 60,591.16 |
| MORJA II | 8.00 | 47,210.72 | 519.76 | 46,690.96 |
| SAN MARTIN | 3.00 | 18,951.92 | 285.76 | 18,666.16 |
| AURORA I | 9.32 | 21,007.06 | 1,236.59 | 19,770.47 |
| PEÑA BLANCA | 1.80 | 11,278.00 | 130.40 | 11,147.60 |
| GENERA(LAURELES) | 5.20 | 30,301.93 | 422.47 | 29,879.46 |

| HIDROELÉCTRICA | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **PLANTA** | **CAPACIDAD INSTALADA (MW)** | **GENERACIÓN BRUTA (MWh)** | **CONSUMO PROPIO (MWh)** | **GENERACIÓN NETA** |
| SANTA MARÍA DEL REAL | 1.20 | 221.33 | 216.78 | 4.55 |
| MATARRAS | 1.70 | 10,656.47 | 547.35 | 10,109.12 |
| RIO GUINEO | 1.38 | 2,363.17 | 1.18 | 2,361.99 |
| MEZAPA(SEMSA) | 10.50 | 51,561.15 | 1,505.83 | 50,055.32 |
| PURINGLA SAZAGUA | 10.00 | 33,019.45 | 814.15 | 32,205.29 |
| ZINGUIZAPA | 3.10 | 18,394.77 | 1,051.53 | 17,343.24 |
| RIO BETULIA | 8.33 | 21,766.98 | 370.08 | 21,396.90 |
| CANJEL(BLUE ENERGY) | 2.56 | 7,408.96 | 0.26 | 7,408.70 |
| QUILIO | 1.10 | 5,764.70 | 204.08 | 5,560.62 |
| COYOLAR | 1.80 | - | - | - |
| AGUA VERDE | 1.00 | 4,589.59 | 98.60 | 4,490.98 |
| CHACHAGUALA | 6.80 | 11,249.33 | 171.42 | 11,077.91 |
| EL NISPERO | 22.50 | 49,629.22 | 2,813.44 | 46,815.79 |
| PHP-NISPERO 2 | 6.00 | 15,578.51 | 612.54 | 14,965.97 |
| CHURUNE (INVERSA) | 7.00 | 23,135.56 | 377.29 | 22,758.27 |
| CORRAL DE PIEDRA(ENERCO) | 2.78 | 3,770.05 | 1,167.33 | 2,602.72 |
| PENCALIGUE(HIDROCCI) | 13.00 | 45,462.82 | 1,102.42 | 44,360.41 |
| SAN ALEJO | 2.20 | 6,818.38 | 1,231.96 | 5,586.43 |
| CUYAGUAL | 7.00 | 27,041.76 | 1,763.12 | 25,278.64 |
| RÍO FRÍO | 3.40 | 13,129.95 | 533.00 | 12,596.96 |
| **TOTAL** | **914.83** | **3,887,180.27** | **52,199.75** | **3,834,980.53** |

**Tabla 22 - Generación de plantas hidroeléctricas 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| EÓLICA | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **PLANTA** | **CAPACIDAD INSTALADA (MW)** | **GENERACIÓN BRUTA (MWh)** | **CONSUMO PROPIO (MWh)** | **GENERACIÓN NETA** |
| CERRO DE HULA | 126.00 | 338,323.76 | 813.49 | 337,510.27 |
| PLANTA SAN MARCOS | 63.80 | 163,864.16 | 188.54 | 163,675.63 |
| CHINCHAYOTE | 48.00 | 183,609.15 | 322.48 | 183,286.67 |
| **TOTAL** | **237.80** | **685,797.08** | **1,324.52** | **684,472.56** |

**Tabla 23 - Generación de plantas eólicas 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| SOLAR | | | | |
|---|---|---|---|---|
| PLANTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| ENERBASA | 25.00 | 36,057.24 | 461.09 | 35,596.15 |
| MARCOVIA(ESCA) | 35.00 | 72,565.67 | 589.66 | 71,976.01 |
| COHESSA | 50.00 | 101,183.79 | 541.25 | 100,642.53 |
| SOPOSA | 50.00 | 102,499.35 | 442.58 | 102,056.77 |
| MECER | 25.00 | 50,016.12 | 368.23 | 49,647.89 |
| LLANOS DEL SUR | 14.81 | 24,576.49 | 153.30 | 24,423.19 |
| LOS POLLITOS | 20.00 | 27,116.69 | 46.87 | 27,069.82 |
| FOTERSA | 20.00 | 40,160.30 | 220.05 | 39,940.26 |
| CINCO ESTRELLAS | 50.00 | 91,595.53 | 1,091.15 | 90,504.39 |
| CHOLUTECA UNO | 20.00 | 39,433.60 | 368.64 | 39,064.96 |
| CHOLUTECA DOS | 30.00 | 55,463.20 | 380.46 | 55,082.74 |
| PRODERSSA(NAC 2) | 50.00 | 85,166.57 | 492.88 | 84,673.69 |
| PACIFIC (NAC 1) | 49.50 | 94,278.24 | 697.43 | 93,580.80 |
| HELIOS(GENERSA) | 25.00 | 54,828.42 | 638.24 | 54,190.17 |
| LAJAS | 10.00 | 16,111.80 | 287.79 | 15,824.02 |
| FRAY LAZARO | 4.00 | 2,058.09 | 20.57 | 2,037.53 |
| PRADOS-SUR | 31.20 | 53,849.59 | 235.40 | 53,614.20 |
| **TOTAL** | **509.51** | **946,960.71** | **7,035.58** | **939,925.13** |

**Tabla 24 - Generación de plantas solares 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| BIOMASA | | | | |
|---|---|---|---|---|
| PLANTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| TRES VALLES | 18.00 | 92,519.93 | 45,569.01 | 46,950.92 |
| CAHSA | 30.00 | 82,897.03 | 41,887.86 | 41,009.17 |
| AZUNOSA | 14.00 | 18,064.15 | 13,713.97 | 4,350.18 |
| CHUMBAGUA | 17.50 | 56,392.10 | 22,179.06 | 34,213.05 |
| ECOPALSA | 2.10 | 3,630.87 | 2,105.95 | 1,524.92 |
| CELSUR BIOMASA | 44.25 | 139,167.04 | 36,432.40 | 102,734.65 |
| YODECO | 0.30 | 6.80 | 6.80 | - |
| ACEYDESA | 5.50 | 19,425.53 | 19,084.00 | 341.53 |
| MPP | 18.10 | 71,331.79 | 64,402.31 | 6,929.48 |

| BIOMASA | | | | |
|---|---|---|---|---|
| PLANTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| CARACOL KNITS | 18.10 | 100,059.43 | 96,647.88 | 3,411.55 |
| PALMASA | 1.80 | - | - | - |
| BIOGAS Y ENERGIA SA | 1.17 | 8,329.26 | 16.17 | 8,313.09 |
| EXPORTADORA DEL ATLANTICO | 2.60 | - | - | - |
| GPP( HGPC) | 43.00 | 209,518.44 | 17,259.50 | 192,258.94 |
| LOS PINOS | 3.50 | 4,062.69 | 1,235.81 | 2,826.88 |
| **TOTAL** | **219.92** | **805,405.07** | **360,540.72** | **444,864.35** |

**Tabla 25 - Generación de plantas a base de biomasa 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| GEOTÉRMICA | | | | |
|---|---|---|---|---|
| PLANTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| GEOPLATANARES | 39.00 | 337,185.83 | 59,508.26 | 277,677.57 |

**Tabla 26 - Generación de plantas geotérmicas 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| CARBÓN | | | | |
|---|---|---|---|---|
| PLANTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| BECOSA | 105.00 | 840,932.42 | 510,665.81 | 330,266.61 |

**Tabla 27 - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

| GENERACIÓN 2022 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| DATO | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (MWh) | CONSUMO PROPIO (MWh) | GENERACIÓN NETA |
| TOTAL | 3,061.11 | 11,085,241.62 | 1,315,967.67 | 9,769,273.94 |

**Tabla 28 - Generación total 2022**
*Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)*

# BIBLIOGRAFÍA


Centro Nacional de Despacho. (2022). *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

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.

Electrica, 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

Legislativo, P. (1994). *Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94.* Tegucigalpa: La Gaceta.

Legislativo, P. (2014). *Ley General de la Industria Eléctrica.* Tegucigalpa: La Gaceta.

Mundial, B. (16 de Marzo de 2021). *Index Mundi.* Obtenido de Index Mundi: https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=300

(2022). *Plan de Gobierno para Refundar Honduras 2022-2026.* Tegucigalpa, M.D.C.

Poder Lesgilativo . (2022). *Ley especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.* Tegucigalpa: La Gaceta.

SEN, S. d. (2019). *Estadísticas del Subsector Eléctrico Hondureño.* Tegucigalpa.

HONDURAS

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

Energía
Gobierno de la República

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA