



2

0

2

0



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



INFORME ESTADÍSTICO ANUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

ELABORADO POR:

**DIRECCIÓN GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y MERCADOS**



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



Ing. Roberto A. Ordoñez Wolfovich
Secretario de Estado en el Despacho de Energía

Ing. Leonardo Enrique Deras Vásquez
Subsecretario de Estado de Energía Renovable y Electricidad

Comité Técnico

Dr. Ing. Miguel Ángel Figueroa Rivera
Director General de Electricidad y Mercados

Dr. Ing. Moisés Rolando Martínez
Coordinador de la Unidad de Análisis de Mercador Eléctricos

Ing. Hermen Octavio Alvarenga
Analista de Mercados Eléctricos

Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro
Analista de Mercados Eléctricos

Ing. Alejandro Chang Irías
Analista de Mercados Eléctricos

Las imágenes utilizadas para el diseño de este informe fueron obtenidas de la página de imágenes gratuitas [Freepik](https://www.freepik.com)



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA





GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS

**Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.
Dirección General de Electricidad y Mercados.
Unidad de Análisis de Mercados Eléctricos.**

El Informe Anual Estadístico del Subsector Eléctrico Nacional (IAESEN) 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.

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

Dirección técnica y asesoramiento: Dr. Ing. Miguel Ángel Figueroa, Dr. Ing. Moisés Rolando Martínez.

Diseño Gráfico: Ing. Octavio Alvarenga.

Tratamiento de la información: Ing. Octavio Alvarenga, Ing. Alejandro Chang irías, Ing. Jair Nazar.

Redacción del informe: Dr. Ing. Moisés Rolando Martínez, Ing. Octavio Alvarenga, Ing. Jair Isaac Nazar.

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

Si desea acceder a la información contenida en este documento puede escanear el siguiente código QR o hacer Ctrl+Click sobre él.



CONTENIDO

CONTENIDO.....	i
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	iv
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	vi
GLOSARIO DE TÉRMINOS	viii
SIGLAS.....	viii
UNIDADES DE MEDIDA.....	ix
RESUMEN EJECUTIVO.....	x
CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN.....	x
CLIENTES DEL SERVICIO.....	xi
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019).....	xi
TARIFAS ELÉCTRICAS	xii
ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA.....	xii
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	xii
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER).....	xii
SISTEMAS AISLADOS.....	xii
ABSTRACT.....	xiv
PRESENTACIÓN.....	xv
CAPÍTULO 1 SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO	1
1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO	3
1.2 ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	4
CAPÍTULO 2 SISTEMA DE GENERACIÓN.....	7
2.1 POTENCIA INSTALADA.....	8
2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR CAPITAL DE ORIGEN.....	10
2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA.....	10
2.2 ENERGÍA ELECTRICA GENERADA	13
2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	14
2.2.2 CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA.....	15
2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	16
2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	17

2.3	CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS.....	20
2.3.1	CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)	25
2.4	ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA.....	30
2.4.1	ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA.....	30
CAPÍTULO 3	ANÁLISIS GEOGRÁFICO.....	32
3.1	MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TECNOLOGÍA	33
3.2	MAPAS DE POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE	33
3.3	POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE	41
CAPÍTULO 4	PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	43
4.1	PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA	44
4.2	PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	45
4.3	PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES.....	46
CAPÍTULO 5	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)	49
5.1	NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN	50
CAPÍTULO 6	DEMANDA ELÉCTRICA	52
6.1	DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA	53
6.2	CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA	54
6.3	DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2020.....	55
6.4	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS.....	56
6.5	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS.....	57
CAPÍTULO 7	CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	59
7.1	NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO	60
7.2	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO	60
7.3	VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS.....	61
7.4	CONSUMO PER CÁPITA	62
CAPÍTULO 8	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE) Y ACCESO A LA ELÉCTRICIDAD	64
8.1	INDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE).....	65
8.2	HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	65
8.3	ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE).....	67
8.4	MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD	67
CAPÍTULO 9	TARIFAS ELÉCTRIAS.....	70
9.1	PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2020	71
9.2	HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA	73
CAPÍTULO 10	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	76
10.1	ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2020	77

10.2	CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	78
10.3	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	80
CAPÍTULO 11	INTERCONEXIONES.....	83
11.1	HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER.....	84
11.2	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC) 85	
11.3	LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN.....	86
11.4	MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL.....	87
CAPÍTULO 12	GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS NO CONECTADOS.....	90
12.1	ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO.....	91
12.1.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO.....	91
12.1.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	92
12.2	UTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO.....	93
12.2.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO.....	93
12.2.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	94
12.3	BONACCO ELECTRIC COMPANY – BELCO.....	94
12.3.1	POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE BELCO.....	94
12.3.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	95
12.4	INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM).....	95
12.4.1	POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM.....	96
12.4.2	USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM.....	97
12.4.3	INDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM.....	98
CAPÍTULO 13	PROYECTOS DE COBERTURA ELÉCTRICA NO CONECTADOS AL RED DEL SIN.....	99
13.1	PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN Y ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	100
13.1.1	ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV).....	100
13.1.2	PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS).....	100
13.1.3	PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS).....	100
13.1.4	SECRETARÍA DE AGRICULTURA Y GANADERÍA (SAG).....	101
13.2	GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	101
CAPÍTULO 14	COVID-19 Y EL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	103
14.1	DEMANADA ELÉCTRICA – COVID -19.....	104
14.2	ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO – COVID-19.....	106
14.3	TARIFAS ELÉCTRICAS – COVID-19.....	106

CONCLUSIONES	112
POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN	112
PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	112
SECTORES DE CONSUMO	112
COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)	113
TARIFAS ELÉCTRICAS	113
ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	113
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	114
DEMANDA ELÉCTRICA	114
IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER.....	114
SISTEMAS AISLADOS.....	114
SUBSECTOR ELÉCTRICO -COVID-19	114
RECOMENDACIONES FINALES	116
ANEXOS	118
A.1 MATRIZ DE POTENCIA INSTALADA TOTAL.....	119
A.2 MATRIZ GENERACIÓN TOTAL.....	120
A.3 PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2020	121
BIBLIOGRAFÍA.....	125

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada 2020.....	8
Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2020	13
Tabla 3 - Histórico de demanda de energía eléctrica anual.....	54
Tabla 4 - Intervalos de duración de carga	55
Tabla 5 - Clientes por sector de consumo 2020.....	60
Tabla 6 - Energía facturada por sector de consumo [MWh] 2020.....	60
Tabla 7 - Energía facturada por región de consumo [MWh] 2020.....	61
Tabla 8 - Datos por rango de consumo en la tarifa residencial.....	62
Tabla 9 – Estadísticas históricas de consumo per cápita	62
Tabla 10 - Tarifas trimestres del 2020 [L/kWh].....	72
Tabla 11 - Histórico de pérdidas eléctricas (2015-2020).....	82
Tabla 12 - Capacidad de interconexión en el SIEPAC de Honduras	86
Tabla 13 -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)...	87
Tabla 14 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte)...	87
Tabla 15 - Potencia instalada [MW] de RECO	91
Tabla 16 - Plantas generadoras 2020	123

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada por tipo de fuente.....	9
Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen	10
Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2020.....	11
Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2020	12
Gráfica 5 -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable 1967-2020.....	13
Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)	14
Gráfica 7 - Energía generada por capital de origen. 2020.....	15
Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2020 [GWh]	16
Gráfica 9 - Consumo de combustibles fósiles para generación 2020 [MGal]	17
Gráfica 10 - Energía total anual (GWh) 2008-2020	17
Gráfica 11 - Histórico de generación acumulada (GWh) 2008-2020	18
Gráfica 12 – Porcentaje histórico de renovabilidad - Energía genera 2008-2020	19
Gráfica 13 - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología.....	19
Gráfica 14 - Curva típica de generación eólica [p. u.], Base P.U.= 235 MW.....	20
Gráfica 15 - Curva típica de generación solar [p. u.], Base P.U.= 510.78 MW	21
Gráfica 16 – Curva típica de generación fósil (bunker) zona sur [p. u.]	22
Gráfica 17 - Curva típica de generación fósil (bunker) zona norte [p. u.]	22
Gráfica 18 - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]	23
Gráfica 19 - Curva típica de generación fósil en horas punta (bunker) [p. u.]	23
Gráfica 20 - Curva típica de generación fósil (Diésel) [p. u.]	24
Gráfica 21 - Curva de generación diaria para plantas de biomasa [p. u.]	24
Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica [p. u.].....	25
Gráfica 23 - Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh].....	26
Gráfica 24 -Curva de generación anual para plantas solares [GWh]	26
Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas privadas [GWh].....	27
Gráfica 26 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas estatales [GWh].....	27
Gráfica 27 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh] ...	28
Gráfica 28 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]	28
Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica [GWh]	29
Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2020 [GWh].....	29
Gráfica 31 – Energía mensual comprada por ENEE distribución 2020 [GWh]	30
Gráfica 32 - precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]	44
Gráfica 33 - Precios fijos y variables por tecnología [USD/kWh]	44
Gráfica 34 - Precio monómico mensual por tecnología 2020.....	45
Gráfica 35 - Energía eléctrica comprada por ENEE [GWh].....	46
Gráfica 36 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]	46
Gráfica 37 -Precios históricos promedio del galón de bunker [USD/GAL].....	47
Gráfica 38 - Precios históricos promedio del Diesel [USD/GAL]	48
Gráfica 39 - Demanda eléctrica diaria promedio 2020 [MW].....	53
Gráfica 40 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2020.....	54
Gráfica 41 - Curva de máxima duración de carga 2020 [MW]	55
Gráfica 42 - Demanda máxima mensual 2020 [MW].....	56
Gráfica 43 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2020	57
Gráfica 44 -Histórico de demanda máxima anual [MW] 1992-2020	57
Gráfica 45 - Proyección de demanda [MW] 2020-2033.....	58
Gráfica 46 - variación porcentual anual de la proyección de demanda.....	58
Gráfica 47 – Energía facturada por región de consumo [GWh] 2020.....	61
Gráfica 48 - Histórico de consumo per cápita diario [kWh/hab día]	63

Gráfica 49 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2020	65
Gráfica 50 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica 1999-2020	66
Gráfica 51 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica	66
Gráfica 52 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2020	67
Gráfica 53 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2020	71
Gráfica 54 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2020.	72
Gráfica 55 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2020	73
Gráfica 56 - Histórico de precios de la energía eléctrica.....	74
Gráfica 57 - Histórico de energía no suministrada 2011-2020 [MWh]	77
Gráfica 58 – Energía mensual no suministrada [MWh] 2020	78
Gráfica 59 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas 2015-2020.....	81
Gráfica 60 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas.....	82
Gráfica 61 - Energía mensual exportada e importada en 2020 [MWh].....	84
Gráfica 62 - Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2020	88
Gráfica 63 – Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2020 [GWh]	88
Gráfica 64 - Histórico de generación de RECO 2015-2020[GWh]	91
Gráfica 65 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal]	92
Gráfica 66 - Potencia instalada de UPCO 2019 [MW]	93
Gráfica 67 - Histórico de generación de UPCO [GWh]	93
Gráfica 68 - Consumo de Diésel UPCO [kGal]	94
Gráfica 69 - Histórico de generación de BELCO [GWh].....	95
Gráfica 70 - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal].....	95
Gráfica 71 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]	96
Gráfica 72 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh].....	97
Gráfica 73 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2020.....	97
Gráfica 74 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2019.....	98
Gráfica 75 – Número de proyectos desconectados de la red	101
Gráfica 76 – Potencia instalada por región del para generación distribuida [MW]	102
Gráfica 77 - Comparación de demanda promedio 2019 vrs 2020 [MW].....	104
Gráfica 78 - Comparación de curvas de duración de carga 2019 vrs 2020 [MW].....	105
Gráfica 79 - Comparación de demanda máxima mensual 2019 vrs 2020 [MW]	105
Gráfica 80 - Comparación de energía facturada por sector de consumo 2019 vrs 2020	106
Gráfica 81 - Comparación de tarifas eléctricas 2019 vrs 2020 [L/kWh].....	107
Gráfica 82 - Evolución del precio del combustible tipo HFO 3.0%.....	108
Gráfica 83 - Evolución del tipo de cambio del Lempira con respecto al dólar EE. UU	109
Gráfica 84 - Contribución de cada variable al cálculo de la tarifa promedio [L/kWh]	110

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2020.....	x
Ilustración 2 - Histórico del subsector eléctrico del país.....	2
Ilustración 3 - Organización del subsector energético nacional	6
Ilustración 4 - Potencia eléctrica instalada 2020	9
Ilustración 5 - Mapa de potencia instalada georreferenciado	33
Ilustración 6 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable.....	34
Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas.....	35

Ilustración 8 - Mapa de potencial eólico de Honduras	36
Ilustración 9 - Mapa georreferenciado de centrales eólicas.....	37
Ilustración 10 - Mapa de potencial solar de Honduras	38
Ilustración 11 - Mapa georreferenciado de centrales solares	39
Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales de biomasa	40
Ilustración 13 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas.....	41
Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles	42
Ilustración 15 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	50
Ilustración 16 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2020.....	68
Ilustración 17 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas.....	79
Ilustración 18 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC.....	86
Ilustración 19 - Potencia instalada total de Honduras.....	119
Ilustración 20 - Matriz de generación total de Honduras.....	120

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SIGLAS

BELCO: Bonacco Electric Company

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

ENDEV: Energising Development

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

EOR: Ente Operador Regional

GIZ: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Agencia Alemana para la Cooperación Internacional)

IAE: Índice de Acceso a la Electricidad

ICE: Índice de Cobertura Eléctrica

IDECOAS: Instituto de Desarrollo Comunitario, Agua y Saneamiento

INELEM: Inversiones Eléctricas de La Mosquitia

IRENA: International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de las Energías Renovables)

LGIE: Ley General de la Industria Eléctrica

LPG: Liquefied Petroleum Gas (Gas Licuado de Petróleo)

MER: Mercado Eléctrico Regional

MEN: Mercado Eléctrico Regional

MON: Mercado Oportunidad Nacional

ODS: Operador del Sistema

PIR: Proyecto de Infraestructura Rural

PRONADERS: Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible

RECO: Roatan Electric Company

SEN: Secretaría de Energía

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

UPCO: Utila Power Company

UNIDADES DE MEDIDA

BBL: Barril

Gal: Galón

GW: Gigavatio o Gigawatt

GWh: Gigavatio-hora o Gigawatt-hora

km: Kilómetro

kV: Kilovoltio o kilovolts

kVA: Kilovoltio-Amperio

kW: Kilovatio o kilowatt

kWh: Kilovatio-hora o kilowatt-hora

MGal: Mega galón

MW: Megavatio o Megawatt

MWh: Megavatio-hora o Megawatt-hora

USD: dólar de los Estados Unidos de América

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 2020, el cual es una representación del comportamiento y características del subsector eléctrico hondureño, precisando 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 2020 fue de **2,937.24 MW**, distribuida en aproximadamente **106 centrales** generadoras, donde **1,094.35 MW (37.26 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,842.89 MW (62.74%)** corresponden a generación renovable.

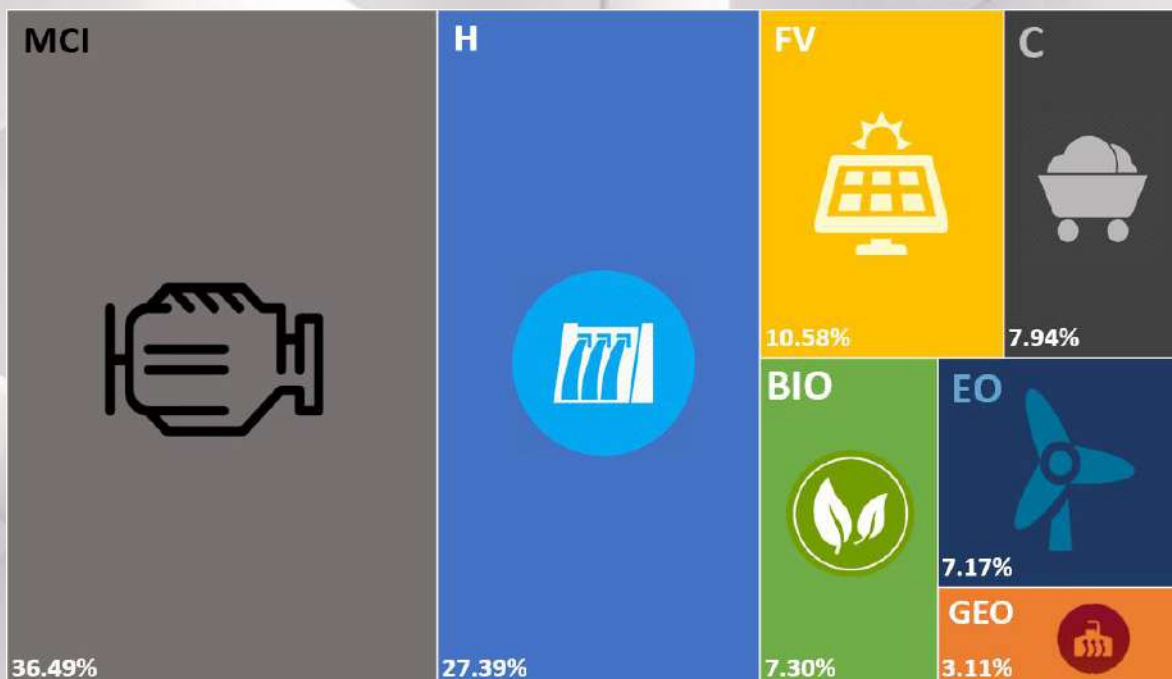


Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La matriz de generación del país es relativamente diversificada, donde la generación térmica a base de combustibles fósiles tiene el mayor porcentaje de participación con un 36.49% (3,599.28 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 27.39% (2,701.53 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 10.58% (1,043.80 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 7.94 % (783.52 GWh), para las plantas a base de biomasa representaron un 7.30% (720.38 GWh), por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 7.17% (707.40 GWh) y 3.11% (306.99 GWh) respectivamente.

La matriz de generación en Honduras ha cambiado a lo largo de su historia , antes del 2015 se tenía una matriz principalmente dependiente de fuentes no renovables como combustibles de origen fósil, sin embargo a partir del 2015 se ha mantenido una matriz de generación con mayor concentración de fuentes renovables, esta tendencia ha sido motivada por políticas en favor de la reducción de emisiones de CO₂ por parte de Honduras como un compromiso ante diversos acuerdos internacionales y nacionales que apuntan a una matriz de generación del 80% renovable para el 2038 (Legislativo, Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009, 2009).

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica – ENEE, es actualmente la única distribuidora que compra energía eléctrica a los generadores en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En 2020 el precio monómico o unitario de generación más bajo fue de 0.0871 USD/kWh para la tecnología térmica a base de combustibles fósiles y el más alto fue de 0.1490 USD/kWh para la tecnología eólica. Sin embargo, la mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue a tecnologías a base de combustibles fósiles con 3,790.30 GWh a un precio ponderado anual de 0.0871 USD/kWh, seguidos de 1,075.89 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.1278 USD/kWh.

El día con demanda máxima para el año 2020 ocurrió el 2 de febrero, registrándose a las 19:04 h una demanda de 1,618.31 MW.

CLIENTES DEL SERVICIO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.45 % del total de abonados los cuales consumieron el 2020, 2,476.18 GWh lo que representa un 44.98 % del consumo entre todos los sectores, el sector comercial consumió 1,231.66 GWh correspondiente a un 22.37% del consumo total y el sector industrial consumió 1,463.89 GWh equivalentes a un 26.59%.

Para el año 2020, en la zona noroccidental del país el sector que tuvo mayor consumo de energía eléctrica fue el sector residencial con 1,100.79 GWh representando el 38.15% del consumo total de esa zona, en la región Centro-Sur el sector residencial y comercial presentan el mayor consumo de energía eléctrica siendo de 1,762.63 GWh representando un 75.61% del total de esa región, por último para la región litoral Atlántico el mayor consumo también se registró en el sector residencial con 320.81 GWh equivalente a un 56.55% de su consumo total.

La región noroccidental presenta el mayor consumo del país con 49.89% seguida de la región centro sur con un 40.31% y por último el litoral Atlántico con un 9.81%.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2020 es de 85.02%, en el sector urbano ICE es de 95.23% y en el rural de 71.62%. los departamentos con menor ICE son Gracias a Dios (7.41%), El Paraíso (64.21%) y La Paz (64.86%), por otro lado, Islas de la Bahía (97.47%), Cortés (97.27%) y Ocotepeque (91.41%) que presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2020 es de 86.97% en todo el país, El departamento de Cortés cuenta con el IAE más alto del país con un 97.66%, le siguen Islas de la Bahía y Ocotepeque

con 97.5% y 94.30% respectivamente, Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 16.86%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

Los precios de la tarifa de la energía eléctrica para los usuarios 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 2020 se cerró con las siguientes tarifas; Residencial primeros 50 kWh/mes (3.3096 L/kWh), Residencial siguientes 50 kWh/mes (4.3066 L/kWh), servicio general en baja tensión (4.3388 L/kWh), servicio en media tensión (2.5619 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.3924 L/kWh).

ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA

El comportamiento histórico de la energía eléctrica no suministrada se debía principalmente a fallas del sistema y en segundo lugar a cortes por mantenimiento, a partir del 2016 la mayor parte de la energía no suministrada se debía a cortes mantenimiento, sin embargo, en el año 2020 esta tendencia se revirtió y la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a fallas. En 2020 la energía total no suministrada aumento con respecto al 2019, se obtuvo un total de 39,780.18 MWh no suministrados entre cortes por mantenimiento y fallas.

Del total de energía eléctrica no suministrada del año 2020 un 22.60% se debe a cortes por mantenimiento, 35.72% a fallas, 8.81% a reducción de carga y 32.88% 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 2020 las perdidas en el sistema fueron de 31.74 %, el año se cerró con un 35.37% de pérdidas eléctricas en el sistema.

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 2020 Honduras no exporto energía eléctrica por el contrario se compraron 292.0 GWh, se compró 2.92 veces más energía que en el 2019.

SISTEMAS AISLADOS

En Honduras también existen sistemas aislados y microrredes de suministro eléctricos que no están conectados al Sistema Interconectado Regional (SIN), con el fin de brindar acceso a la energía eléctrica en aquellos lugares donde no llega la red de distribución, por ejemplo, las distribuidoras del departamento de Islas de la Bahía, Gracias a Dios y diversos ejecutores de proyectos de electrificación de sistemas no conectados a red.

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en: La isla de Roatán Bajo la administración eléctrica de RECO - Roatan Electric Company en la isla de Roatán con una potencia instalada de 40.70 MW, UPCO - Utila Power Company en la Isla de Utila con 5.60 MW , BELCO - Bonacco Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35 MW haciendo un total de 48.65 MW en Islas de la Bahía, y por ultimo INELEM- Inversiones Eléctricas de La Mosquitia en el departamento de Gracias a Dios con 0.8 MW instalados.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2020 fue de 83.37 GWh, UPCO generó un total de 6.99GWh, BELCO 5.87 GWh (dato 2019) e INELEM 0.7085 GWh.

ABSTRACT

This document constitutes an annual publication prepared by the General Directorate of Electricity and Markets of the Energy Secretariat of the Republic of Honduras, whose main objective is to integrate and relate all the sources of information related to the structure of electricity subsector of the country. It contains the main statistical data of the Honduran electricity sector until December 2020 and represents a consolidated document from the national electricity subsector.

The report is divided into 13 chapters. The first chapter chronologically recounts the most relevant events in the Honduran electricity industry, which describes the institutional and regulatory framework, the most important aspects of the organization of the Honduran electricity subsector.

In the second chapter, all the relevant information on the generation systems, installed power, generation matrix, generation curves and electrical energy purchased from private generators is presented, followed by geo-referenced maps of the generation plants for each of the technologies, as well as the generation potentials of renewable resources.

Chapter 4 shows the average cost or unit cost (monomic), variable and fixed prices of electrical energy for each type of technology, followed by an analysis of electrical demand accompanied by projections and historical data.

The number of clients by consumption sector, billing by consumption sector and sale of electrical energy by regions of the country is addressed in Chapter 6, later data on electricity coverage and access to electricity are presented. The electricity rates issued by the Regulatory Commission for Electric Energy are found in Chapter 9, below are statistical data related to the energy not supplied to the system, the historical behavior of electrical losses and energy transactions in the MER.

Chapter 12 presents isolated generation systems not connected to the Interconnected System Grid; the chapter 13 deals with electricity coverage projects not connected to the distribution grid.

In chapter 14 there is a comparison of the most representative data of the electricity subsector between 2019 and 2020, emphasizing the changes due to the COVID-19 pandemic, and finally, the conclusions and recommendations are presented.

All this information is obtained thanks to the collaboration of official and non-governmental institutions, mainly the Regulatory Commission for Electric Power - CREE, the Operator of the System - ODS, and the National Electric Power Company – ENEE.

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, tiene como objetivo principal integrar y consolidar todas las fuentes de información relacionada con la estructura del subsector eléctrico del país. Contiene los principales datos estadísticos de la industria eléctrica de Honduras hasta diciembre del 2020, y representa un documento consolidado del subsector eléctrico nacional.

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, seguidamente 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, variables y fijos de la energía eléctrica por cada tipo de tecnología, seguidamente se realiza en el capítulo 6 un análisis de la demanda eléctrica acompañado de proyecciones y datos históricos.

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 6, posteriormente se presentan datos de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad. Las tarifas eléctricas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica se encuentran en el capítulo 9, seguidamente se presentan datos estadísticos relacionados con la energía no suministrada al sistema, el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas y las transiciones de energía en el MER.

En el capítulo 11 se presenta la información referente al Mercado Eléctrico Regional (MER) y el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), donde se presentan datos de los históricos de las transacciones regionales y se detalla la participación de agentes locales en el mercado regional y nacional.

En el capítulo 12 se presentan los sistemas de generación aislados no conectados a la red eléctrica, 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 y 2020 haciendo énfasis en los cambios debido a la pandemia del COVID-19 y para finalizar se plasman las conclusiones y recomendaciones.

Toda esta información se obtuvo gracias a la colaboración de instituciones oficiales y no gubernamentales, principalmente la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE, el Operador del Sistema ODS, y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, (Subgerencia de Contratos de

Generación, Subgerencia de Gestión Comercial Empresa de Generación ENEE, Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial Empresa de Distribución ENEE).

CAPÍTULO 1 SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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 de la construcción y operación de las redes de transmisión y distribución, mediante lo dispuesto en el Decreto No. 48-1957.

Adicionalmente, el decreto explícitamente delegaba la función social a ENEE de electrificar el país. La creación de la ENEE como organismo autónomo de servicio público, tenía como objetivo principal la electrificación del país. 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.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS		2007	LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES DECRETO #70-2007
1957	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE) DECRETO #48-1957	DECRETO #138-2013 (REFORMA DECRETO #70-2007)	2013
1994	LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO (LMSE) DECRETO #158-94, PRIMERA REFORMA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)	2014	LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (LGIE) DECRETO #404-2013, SEGUNDA REFORMA
1997	REGLAMENTO DE LA LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO ACUERDO EJECUTIVO #934-97	COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CREE) DECRETO #72-2015	2015
1998	PRIMERA LEY DE ENERGÍA RENOVABLE DECRETO #85-98 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) DECRETO #131-98	2017	SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA DECRETO EJECUTIVO PCM-048-2017

Ilustración 2 - Histórico del subsector eléctrico del país

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)¹ 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

¹ (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

velocidad con combustibles fósiles. Si bien la LMSE² promovía gradualmente la participación privada tanto en la producción como en la distribución de electricidad, por diversas razones la ENEE continuó manteniendo su estado monopolístico en los servicios de electricidad, operación del sistema y mercado de electricidad a través de su Centro Nacional de Despacho (CND).

1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO

Como una segunda reforma del subsector eléctrico, la liberalización del mercado eléctrico comienza en 2014 tras la promulgación de 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 y remueve el modelo tradicional monopolista que tenía la ENEE como ente dominante en la prestación del servicio de electricidad. Esta reforma tuvo por objetivo mejorar la eficiencia económica del subsector eléctrico bajo una reestructuración y descentralización más profunda del subsector.

De acuerdo con las disposiciones de la LGIE, se liberaliza la generación de electricidad, mientras que las actividades relacionadas a la red eléctrica permanecen como monopolios 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.³
2. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM).⁴
3. Reglamento de Compras de Capacidad Firme y Energía para la Empresa Distribuidora.⁵
4. Reglamento para el cálculo de tarifas al usuario final.⁶

La LGIE y sus reglamentos establecieron cambios sustanciales en el mercado eléctrico con el propósito de mejorar la competencia y apertura en el subsector eléctrico. Específicamente, las disposiciones de la Ley introdujeron, entre otros, temas importantes 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 realizado por el Operador del Sistema (ODS).

² (Legislativo, Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94, 1994)

³ (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

⁴ (Eléctrica C. R., Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 2015)

⁵ (Eléctrica C. R., Reglamento de compras de capacidad firme y energía, 2015)

⁶ (Eléctrica C. R., Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148, 2019)

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.
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. La LGIE también permite que empresas que participen como comercializadoras en el mercado eléctrico nacional, pero con la obligación de inscribirse en el registro público de empresas del subsector eléctrico de la CREE.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. La escisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en una empresa de generación, una empresa de transmisión y operación del sistema, y al menos una empresa de distribución, bajo propiedad de una empresa matriz estatal.

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 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 por él 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 subsecretaría 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 al Consejo Nacional de Energía (CONAEN) la estrategia energética y 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 hidrocarbúricos del país bajo un marco regulatorio adecuado, así como mejorar la regulación, control y supervisión de las actividades de comercialización y abastecimiento de hidrocarburos, a través de su Subsecretaría de Hidrocarburos.

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 Operador del Sistema (ODS), este ente que se crea en la LGIE en el capítulo IV artículo 9, especificando sus funciones dentro del sistema eléctrico nacional. La creación del ODS es de naturaleza privada, pública o mixta y estará a cargo de la operación del sistema eléctrico nacional y administración del mercado mayorista de electricidad, bajo principios de independencia.

El ODS 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 estén en línea con la política energética, por ejemplo, cumplir las metas de participación de la energía renovable y reducción de emisiones. El ODS es una sociedad que presta un servicio eminentemente técnico, elabora normas y procedimientos sujetos a la aprobación del ente regulador, la CREE también audita los costos de funcionamiento del ODS.

ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL

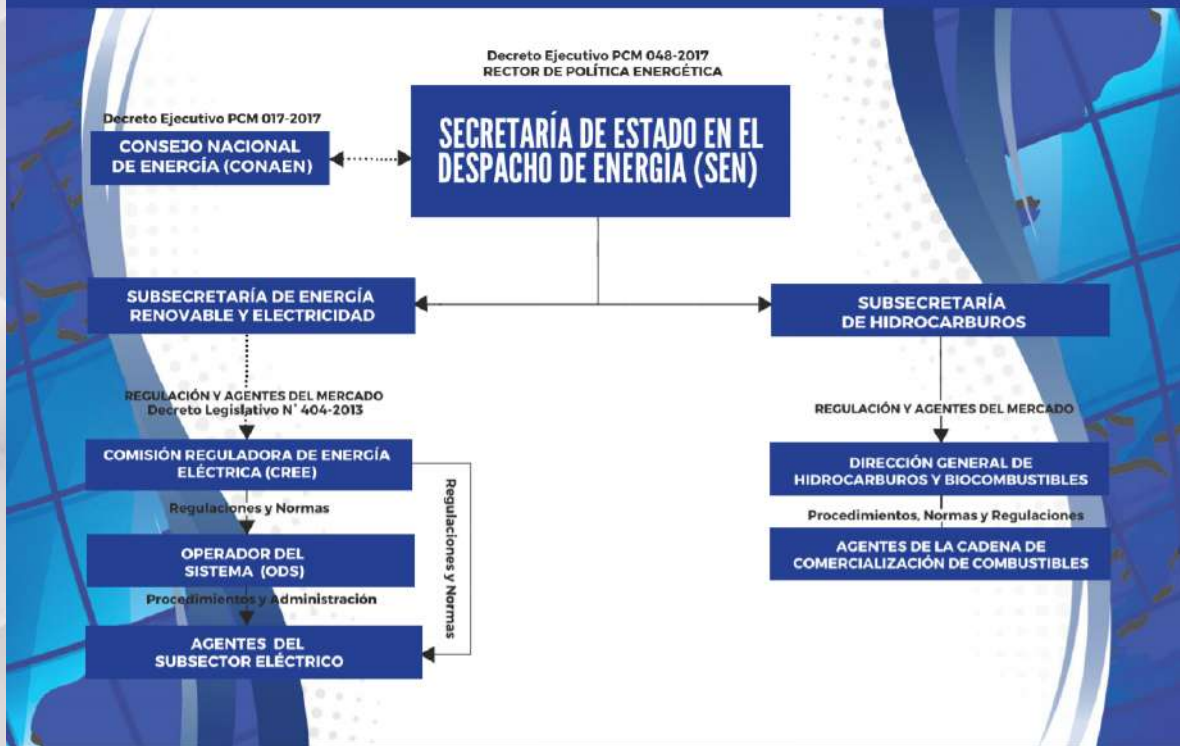


Ilustración 3 - Organización del subsector energético nacional

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En la organización del subsector eléctrico, algunas instituciones como la CREE no depende administrativamente de la SEN, sin embargo, 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 (ODS), armonizando la vinculación y dinámica con los agentes del subsector eléctrico.

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE GENERACIÓN



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



En Honduras se cuenta con una matriz de generación de energía eléctrica 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 tecnología con la que cuenta Honduras en sus diversas tecnologías de generación de energía eléctrica para el año de 2020.

2.1 POTENCIA INSTALADA

POTENCIA INSTALADA AÑO 2020			
TIPOS DE GENERACION	MW	PORCENTAJE	No. DE PLANTAS
GENERACIÓN HIDRÁULICA	836.82	28.49%	50
GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES	989.35	33.68%	19
BIOMASA	221.29	7.53%	15
CARBÓN (COQUE)	105.00	3.57%	1
EÓLICO	235.00	8.00%	3
FOTOVOLTAICA	510.78	17.39%	17
GEOTÉRMICA	39.00	1.33%	1
TOTAL	2937.24	100.00%	106

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada 2020

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

Se puede observar que el mayor porcentaje de potencia instalada corresponde a la tecnología térmica o termoeléctrica que es a base de combustible Bunker y Diesel con un 33.68% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 28.49% de la matriz total de potencia instalada. Es importante aclarar que la producción de energía eléctrica a partir del carbón incluye al carbón pet coque o coque de petróleo y al carbón mineral.

Dentro de la matriz de potencia eléctrica instalada el mayor número de centrales son de tecnología hidráulica, esto debido al 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.

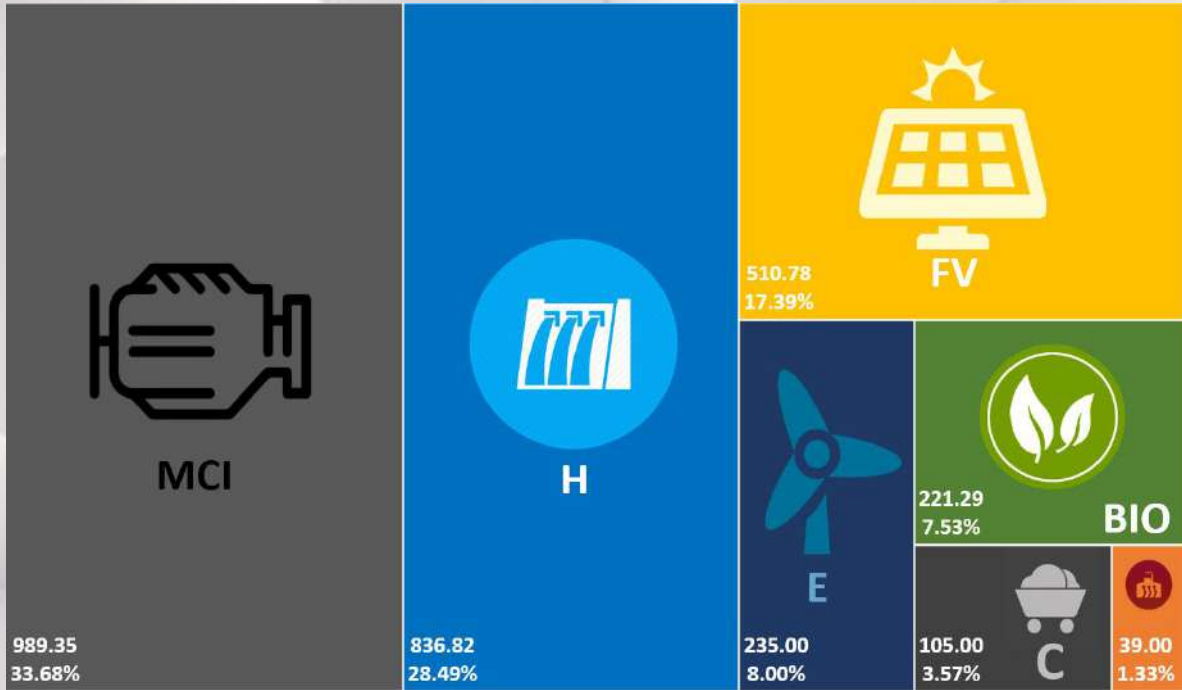
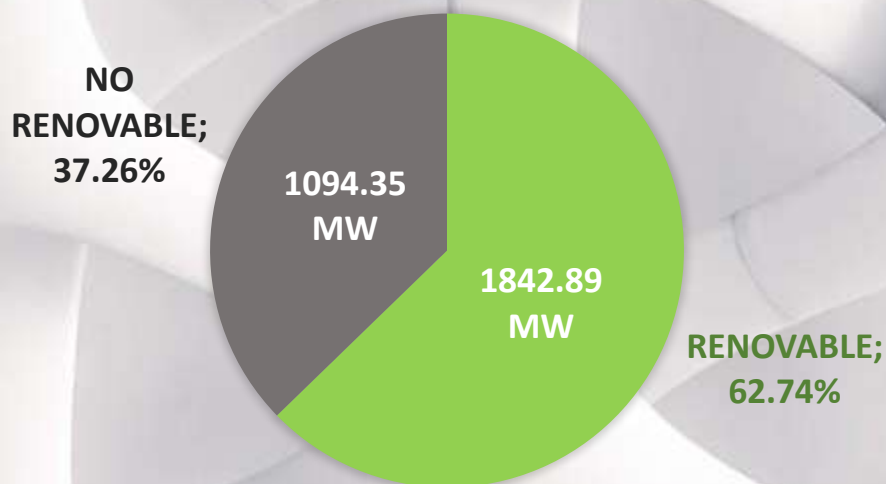


Ilustración 4 - Potencia eléctrica instalada 2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Del total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica para el año 2020, el 62.74% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía a base de recursos renovables (agua, sol, viento, geotermia, biomasa) y el resto (37.26%) con fuentes de energía no renovable como los combustibles de origen fósil: Bunker, Diésel y carbón.

RENOVABILIDAD - POTENCIA INSTALADA [MW]



Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada por tipo de fuente

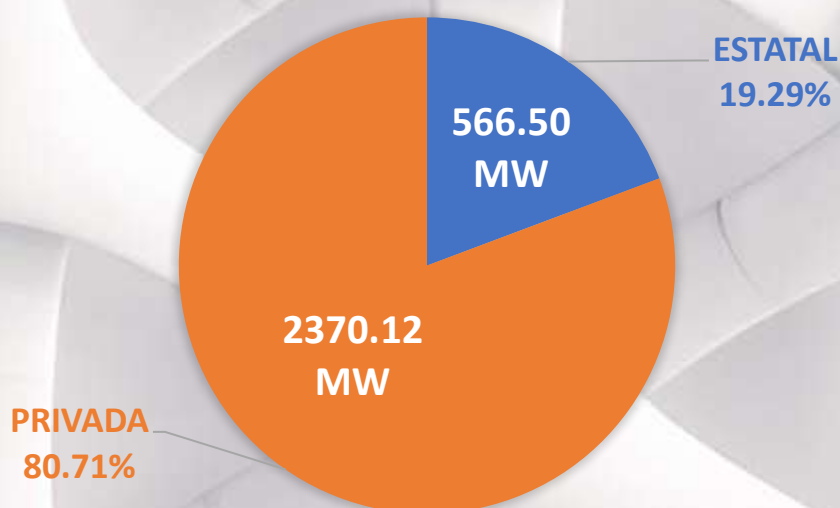
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

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 como las que utilizan combustibles fósiles, esto principalmente para cumplir los objetivos y metas de El Plan de Nación (decreto No. 286-2009).⁷

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 19.29% de la capacidad instalada en el país y el otro 80.71% representa a empresas eléctricas generadoras de capital privado.

POTENCIA POR CAPITAL DE ORIGEN



Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En Honduras antes de 1994, la generación perteneció solamente al sector público, pero a partir de 1994 históricamente se ha visto un gran crecimiento en cuanto a la generación 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.

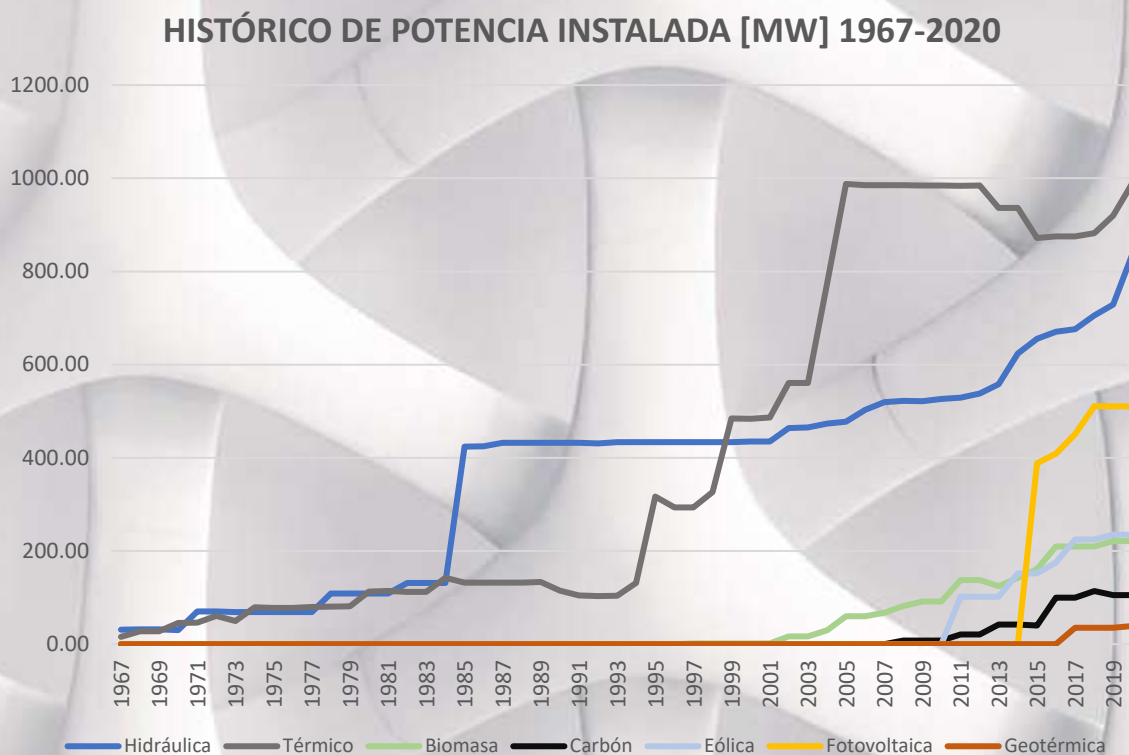
2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA

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 energética se constituía básicamente por tecnologías

⁷ (Legislativo, Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009, 2009)

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, 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, en Honduras no sucedió de igual forma, 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] 1967-2020

Fuente: Elaboración propia (SEN)

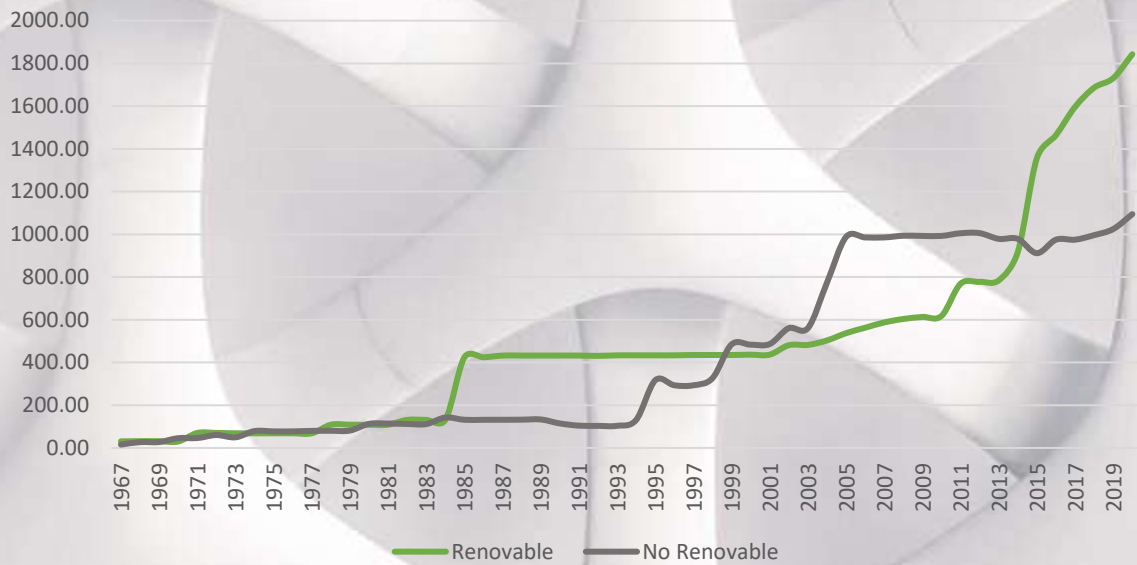
El racionamiento hizo necesaria la participación de la empresa privada en generación de energía eléctrica, aprobándose la Ley Marco del Subsector Eléctrico en 1994, a partir de ese año se puede ver en la gráfica la instalación de motores de combustión interna que funcionan a base de derivados del petróleo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

Años después, empezó la diversificación de la matriz energética con las primeras generadoras a base de biomasa, luego la tecnología eólica se posiciona en el país con uno de los parques eólicos más grandes de la región centroamericana (primero 102 y actualmente 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 (35MW).

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la generación con fuentes renovables y no

renovables entre los años 1967 y 2020.

HISTÓRICO DE RENOVABILIDAD [MW]



Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2020

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2020 es de 62.82% 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 2020.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE RENOVABILIDAD - POTENCIA INSTALADA



Gráfica 5 -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable 1967-2020

Fuente: Elaboración propia

2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

En la matriz de generación de energía eléctrica es importante mencionar tres conceptos importantes, el primero es la generación bruta, el segundo la generación neta y el tercero el consumo propio, este último se debe a que existen plantas que aparte de la generación comprometida contractualmente con la empresa distribuidora ENEE-Distribución, tienen un componente importante de consumo propio para procesos auxiliares, industriales propios o ventas de energía a terceros.

A continuación, se muestra la matriz de generación de energía eléctrica (generación bruta, generación neta y el consumo propio) correspondiente al año 2020 desagregada por tipo de tecnología.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA [GWh] 2020				
TIPOS DE GENERACION	GEN. BRUTA	GEN. NETA	CONSUMO PRÓPIO	PORCENTAJE
HIDRAÚLICA	2701.53	2663.96	37.56	27.39%
TÉRMICA	3599.28	3416.00	183.29	36.49%
BIOMASA	720.38	424.05	296.32	7.30%
CARBÓN (COKE)	783.52	424.09	359.43	7.94%
EÓLICO	707.40	707.40	0.00	7.17%
FOTOVOLTAICA	1043.80	1043.80	0.00	10.58%
GEOTÉRMICA	306.99	306.99	0.00	3.11%
TOTAL	9862.89	8986.29	876.60	100.00%

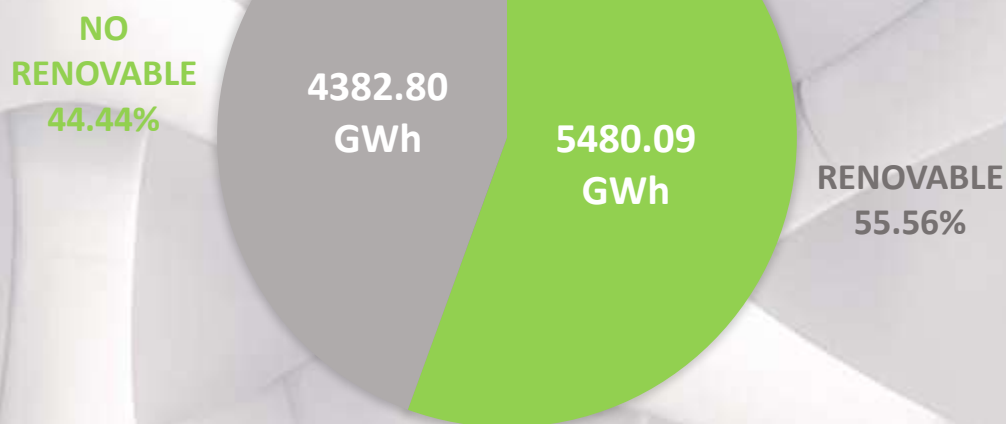
Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

El mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica para el año 2020 fue a base de combustibles fósiles con un 36.49% (3599.28 GWh) seguido por generación hidroeléctrica con un 27.39% (2701.53 GWh) del total de la matriz de generación en el país. El aumento de generación hidráulica con respecto al 2019 se debe a que fue un año con bastante pluviosidad.

En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación de energía eléctrica en 2020.

PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD 2020



Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

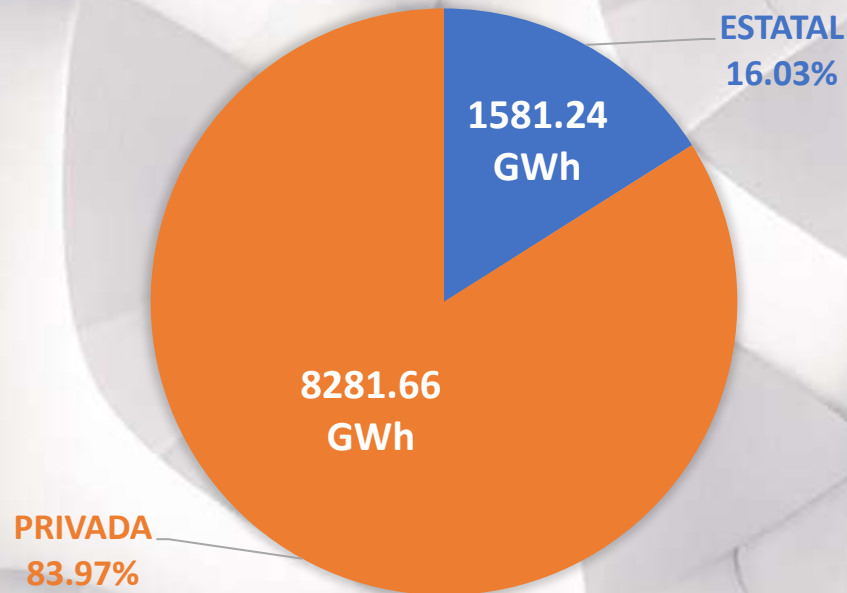
Como país hay compromisos reflejados en el Plan de Nación y Visión de País⁸, en este se indica que para el año 2038 la matriz de generación debe poseer un 80% de generación por medio de tecnologías renovables. Para el año 2020 el 55.56% de la generación fue a base de fuentes de energía renovables y un 44.44 % mediante fuentes no renovables, es decir, motores de combustión interna y plantas de carbón coque.

2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

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

⁸ (Legislativo, Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009, 2009)

ENERGÍA GENERADA POR CAPITAL DE ORIGEN



Gráfica 7 - Energía generada por capital de origen. 2020

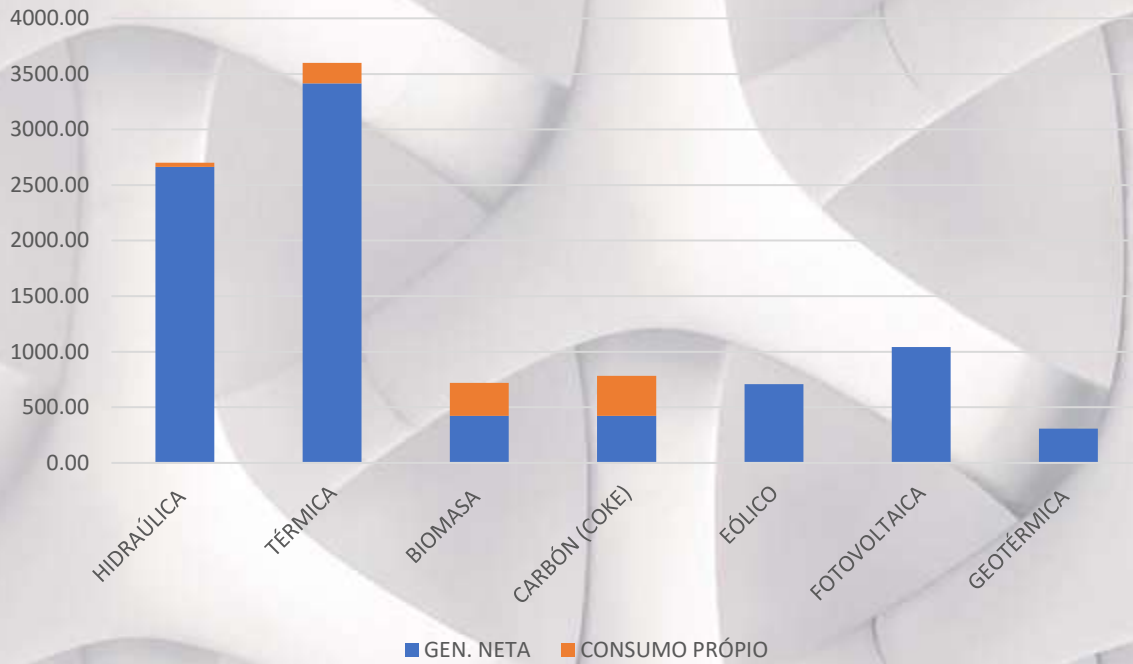
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el gráfico anterior se muestra que el 83.97 % de la generación en Honduras proviene de empresas del sector privado, el 16.03% 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 2020. Se observa que la tecnología de generación térmica a base de biomasa presenta un consumo propio visible de 422.27 GWh (48% 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.

GENERACIÓN NETA Y CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA [GWh]



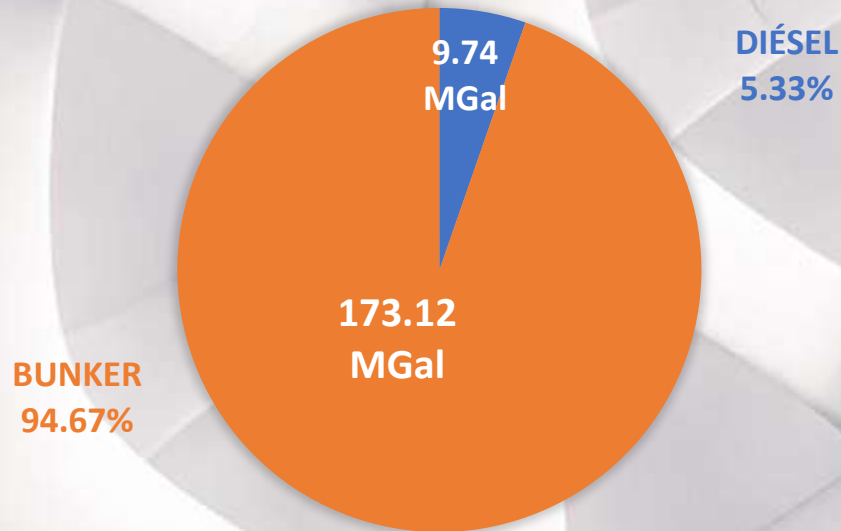
Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2020 [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

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 Bunker y Diesel, dichas plantas térmicas privadas reportan mensualmente el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica en kWh.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2020



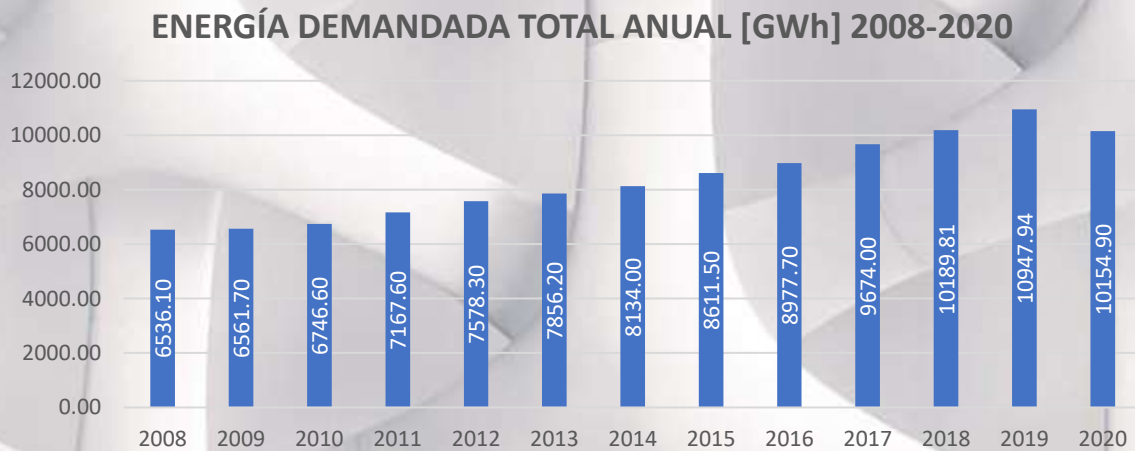
Gráfica 9 - Consumo de combustibles fósiles para generación 2020 [MGal]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación (ENEE)

El rendimiento (kWh/Gal) para el año 2020 en las plantas terminas a base de Diesel fue 19.392 kWh/gal y para las plantas que generan con bunker fue de 18.073 kWh/gal.

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 2020.

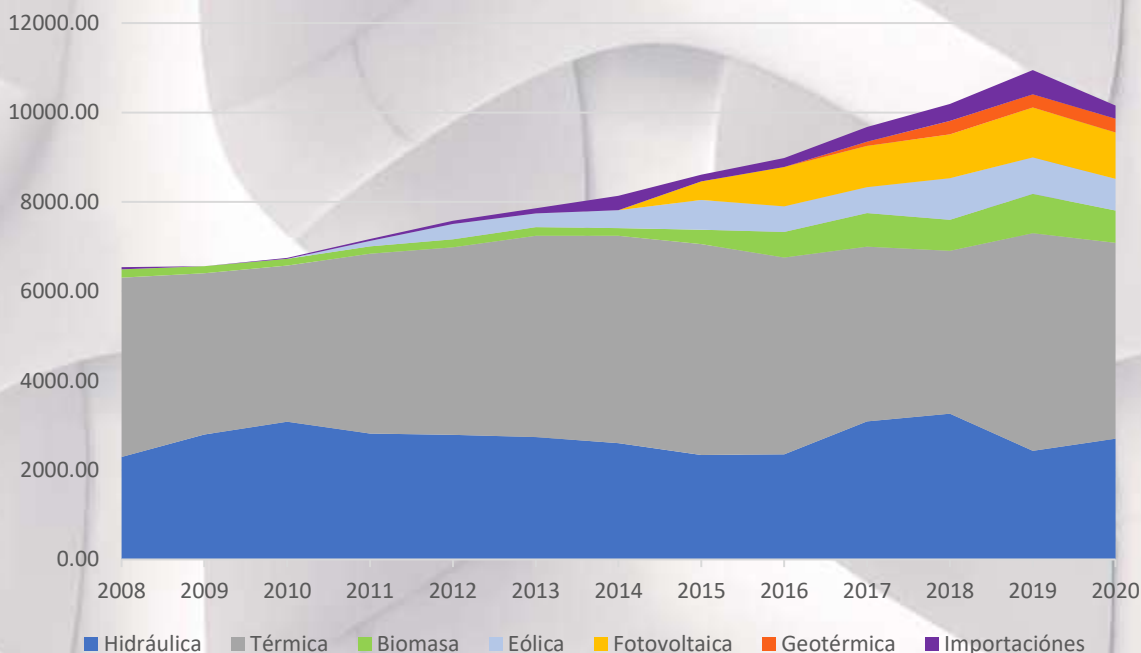


Gráfica 10 - Energía total anual (GWh) 2008-2020

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

En el siguiente gráfico de áreas apiladas se presenta la generación histórica de energía eléctrica acumulada desde el 2008 hasta el 2020, se puede observar que la participación de tecnologías renovables no convencionales (hidráulicas y biomasa) 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.

HISTÓRICO DE ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA [GWh]



Gráfica 11 - Histórico de generación acumulada (GWh) 2008-2020

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

A continuación, se muestra el 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 y esto se debe 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 pero en 2020 este porcentaje disminuyó a un 53.21% de generación renovable, esta disminución de la renovabilidad debido gran parte a que el año 2020 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.

HISTORICO DEL PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD

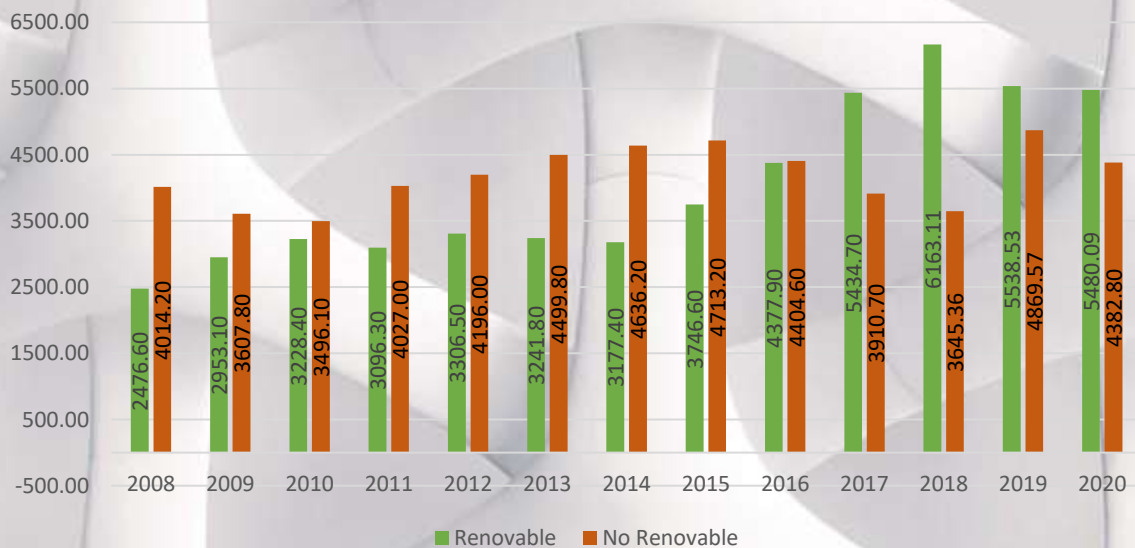


Gráfica 12 – Porcentaje histórico de renovabilidad - Energía genera 2008-2020

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 revirtiendo el porcentaje de participación de fuentes no renovables dando paso a la penetración de las fuentes de energía renovable.

HISTÓRICO ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA [GWh]



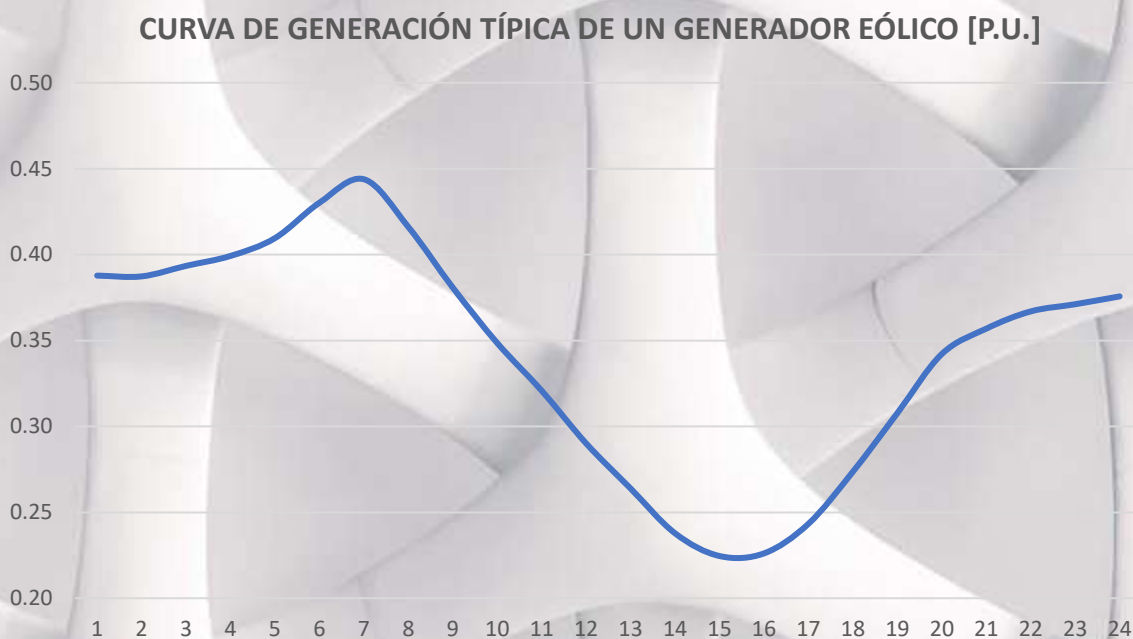
Gráfica 13 - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología

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

2.3 CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS

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

A continuación, se presenta una curva de típica de generación eólica diaria, la cual tiene sus máximos durante las primeras horas del día y un declive durante la tarde volviendo a levantar durante la noche, sin embargo, la amplitud de esta curva es muy variante por la naturaleza del recurso del viento.

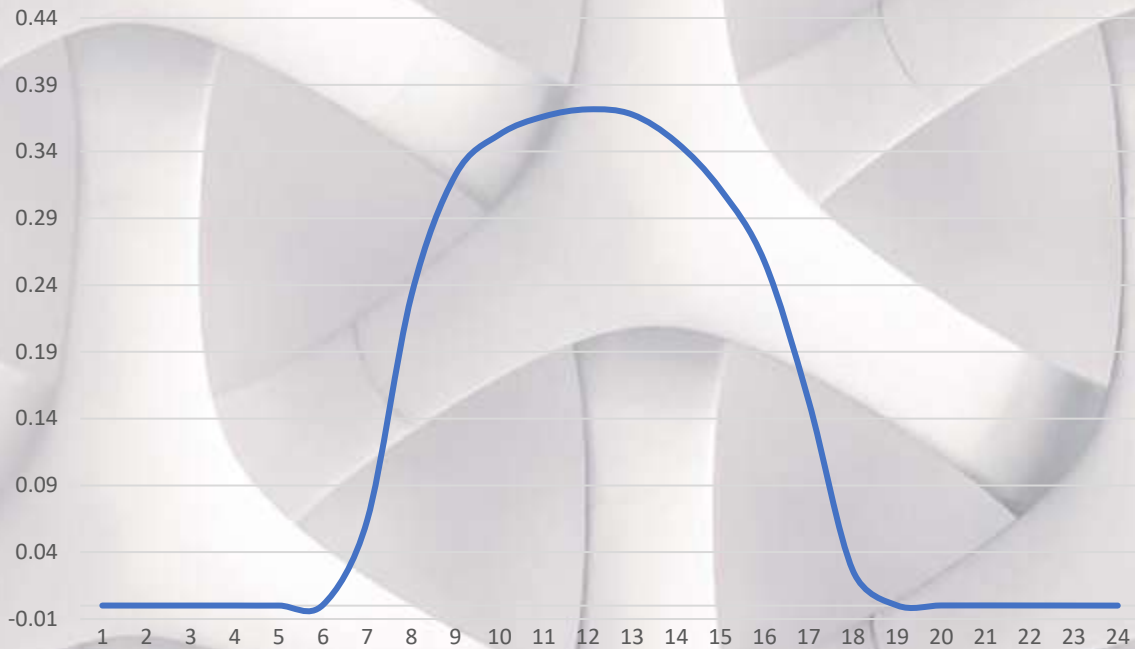


Gráfica 14 - Curva típica de generación eólica [p. u.], Base P.U.= 235 MW.

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el caso de la generación solar, la curva 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 17:00 horas hasta aproximadamente las 18:30 h cuando se deja de tener irradiación solar.

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

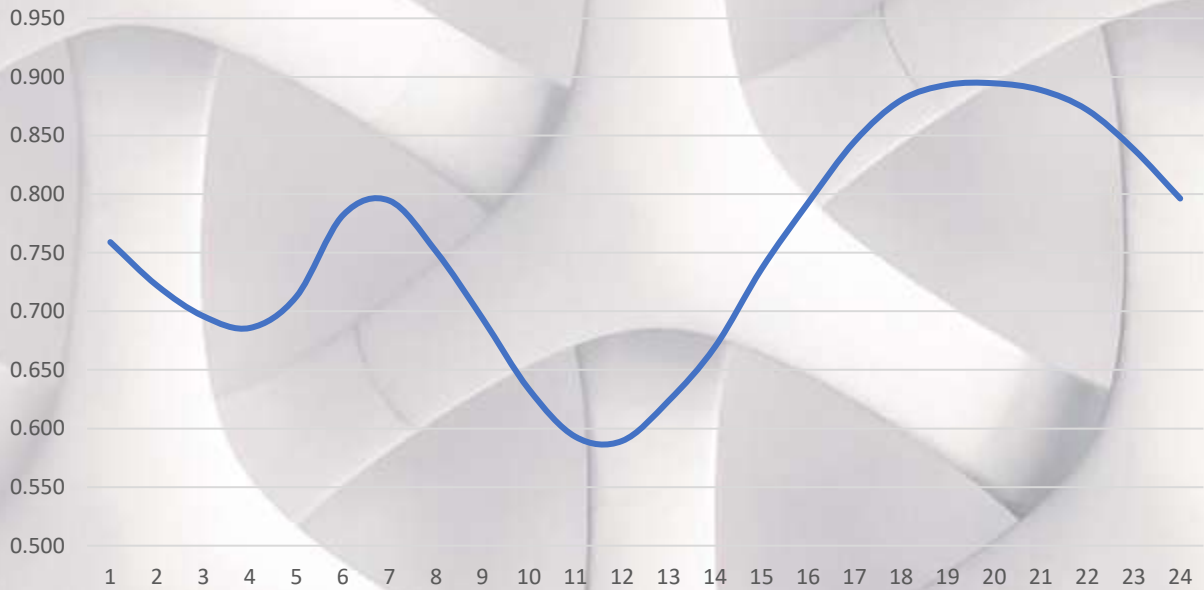


Gráfica 15 - Curva típica de generación solar [p. u.], Base P.U.= 510.78 MW

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Para el caso de un generador térmico base de combustibles fósiles en la zona sur, su mayor pico de generación se produce en la noche y presenta un declive en durante la mitad del día. A pesar de que una planta es 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 y un pico en la noche.

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

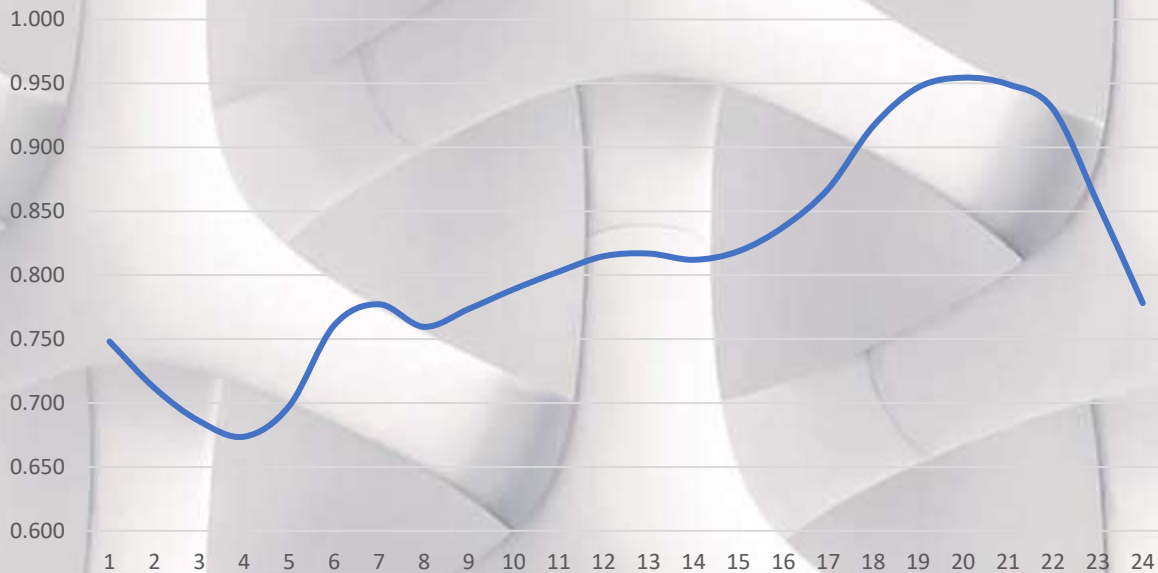


Gráfica 16 – Curva típica de generación fósil (bunker) zona sur [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En la zona norte del país, no se observa el fenómeno de la zona sur, causando una curva de generación más constante en un día promedio teniendo su pico de generación durante la noche.

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



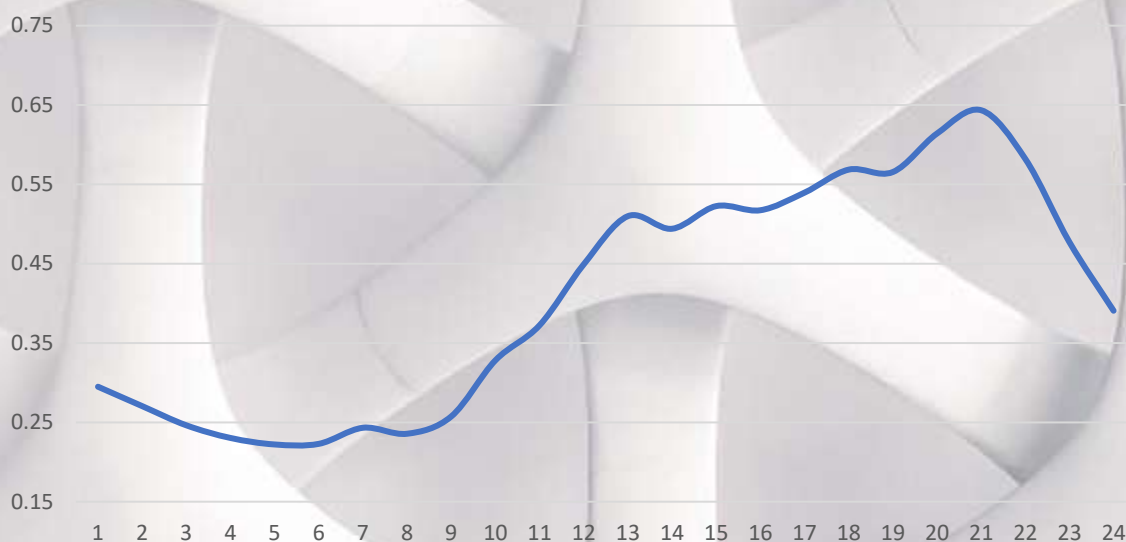
Gráfica 17 - Curva típica de generación fósil (bunker) zona norte [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La central hidroeléctrica Francisco Morazán tiene un comportamiento muy interesante ya que es uno de los generadores que ofrecen firmeza al sistema, especialmente por la noche cuando no hay

generación solar.

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

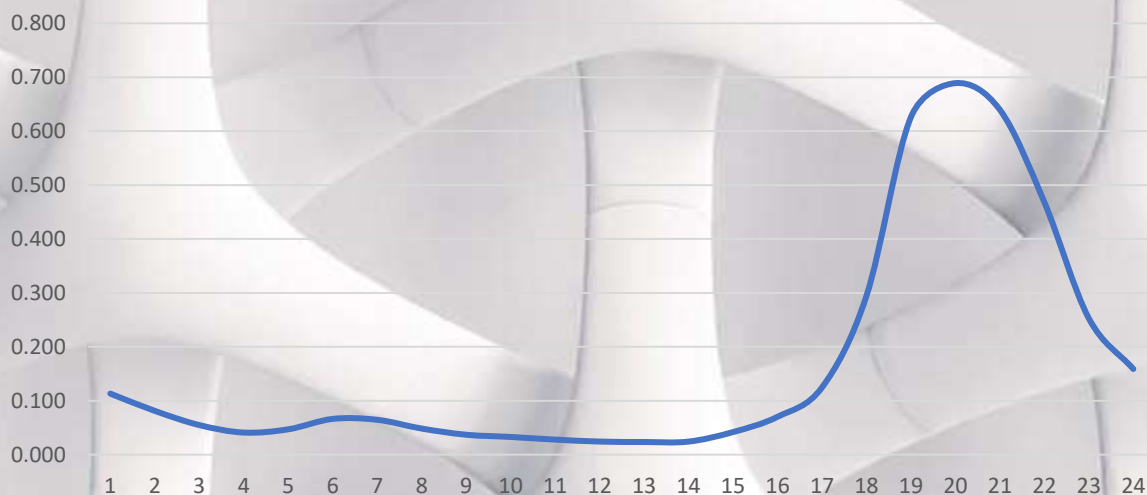


Gráfica 18 - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Debido al despacho económico óptimo existen plantas que solo se despachan en hora punta por sus costos marginales elevados. A continuación, se puede ver el comportamiento promedio de estas plantas térmicas fósiles que generan con su mayor capacidad en horas punta.

CURVA DE GENERACIÓN FÓSIL (BUNKER) EN HORAS PUNTA [P. U.]



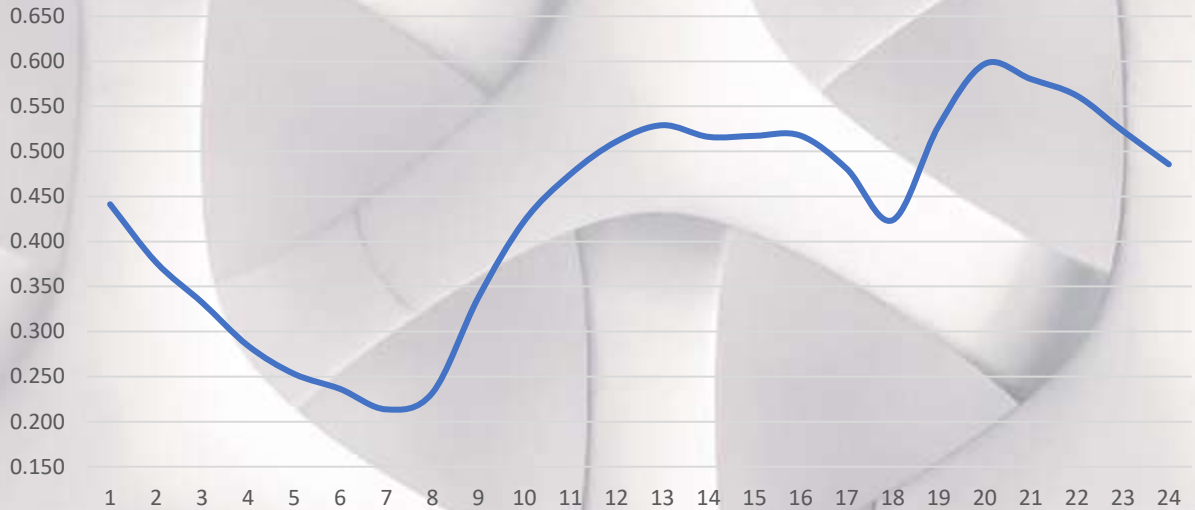
Gráfica 19 - Curva típica de generación fósil en horas punta (bunker) [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Estas plantas que se han titulado “plantas térmicas de horas punta” porque se despachan en horas donde el sistema tiene su mayor exigencia y no tiene opciones de despacho con otras tecnologías más económicas. El comportamiento de una planta de Diésel muy similar a la de una térmica base,

pero esto se debe a la ubicación de estos motores dado su generación es sumamente importante para suplir la demanda especialmente en la región litoral del país. A continuación, se muestra el comportamiento típico de una planta térmica a base de Diésel en un día promedio del año.

CURVA TÍPICA DE GENERACIÓN FÓSIL (DIÉSEL) [P. U.]

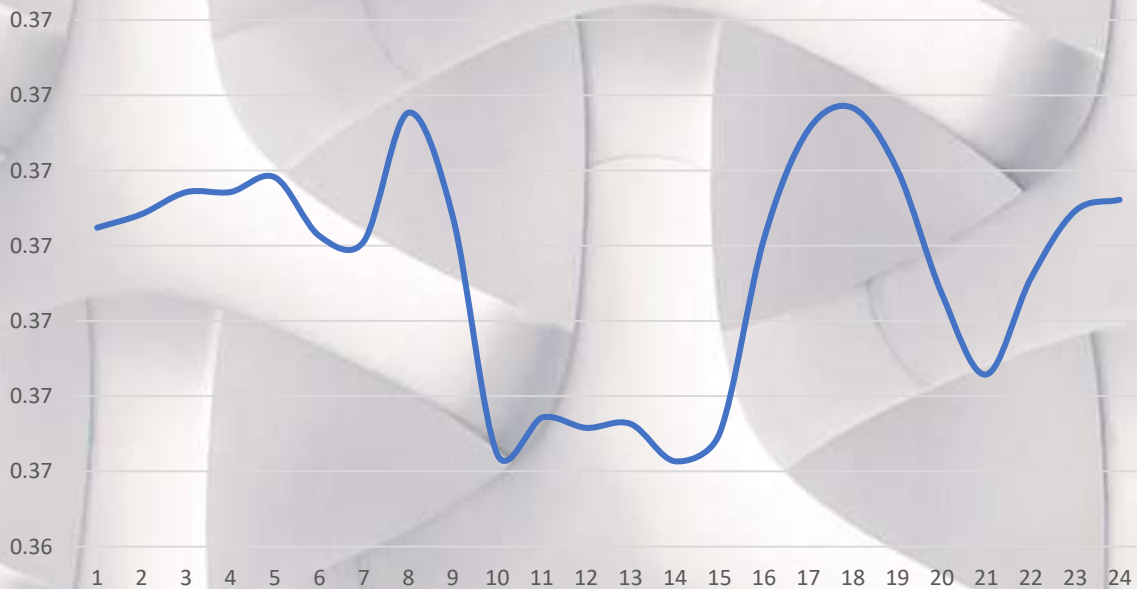


Gráfica 20 - Curva típica de generación fósil (Diésel) [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

El comportamiento de una planta térmica a base de biomasa, estas plantas se caracterizan por ser sumamente variables entre días, entre todas no existe un patrón normalizado, pero a continuación se muestra una curva donde se refleja de mejor manera el comportamiento de su generación.

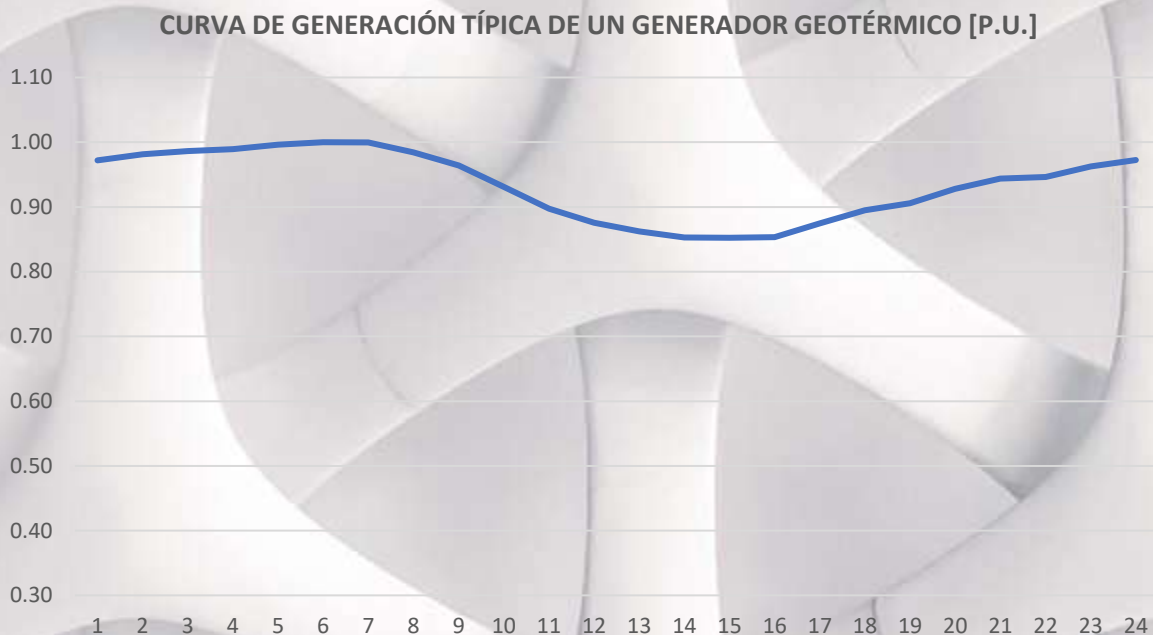
CURVA TÍPICA DE GENERACIÓN DE UN GENERADOR DE BIOSMASA [P.U.]



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

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Finalmente se presenta el comportamiento promedio diario de la única planta geotérmica que posee el país.



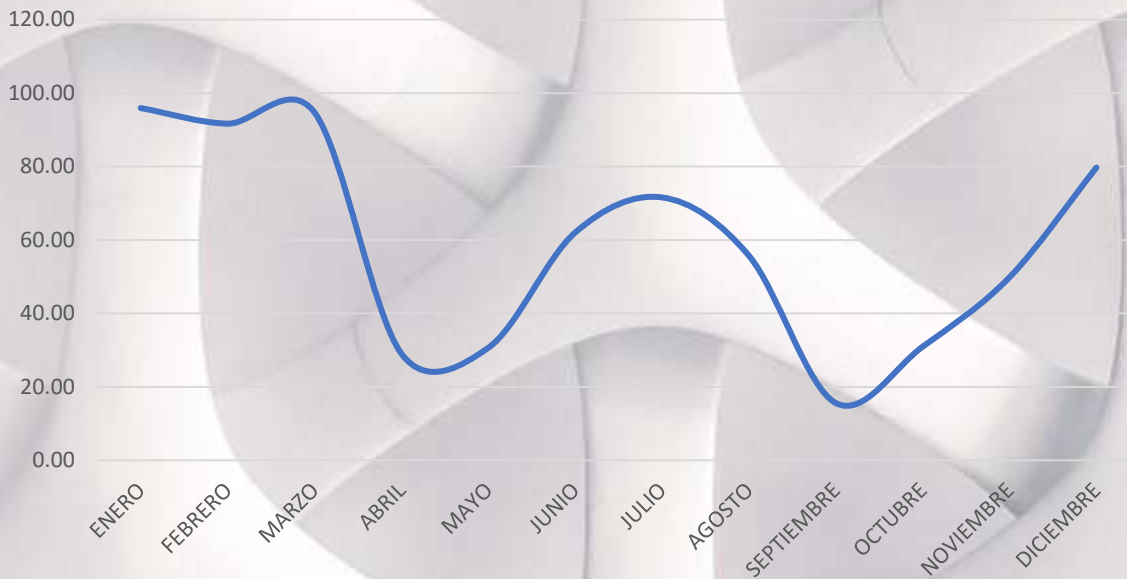
Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

2.3.1 CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)

Haciendo un análisis mensual por cada tipo de tecnología se puede observar el comportamiento anual de la generación y así analizar su estacionalidad para el año 2020. Para el caso de la tecnología eólica se tiene una mayor generación a inicio del año entre los meses de enero y marzo, la generación se reduce en los meses de abril y mayo, finalmente vuelve a repuntar a partir de octubre.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS EÓLICAS [GWh]

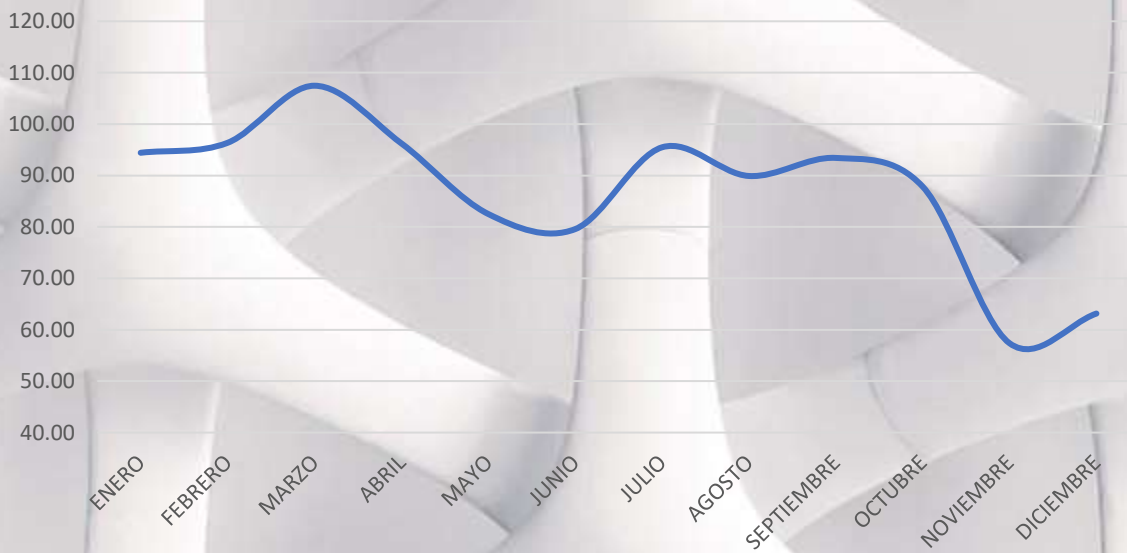


Gráfica 23 - Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La curva de generación solar fotovoltaica en el mes de marzo se observa un pequeño pico de generación ya que es donde tiene lugar la parte más intensa del verano.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS SOLARES [GWh]



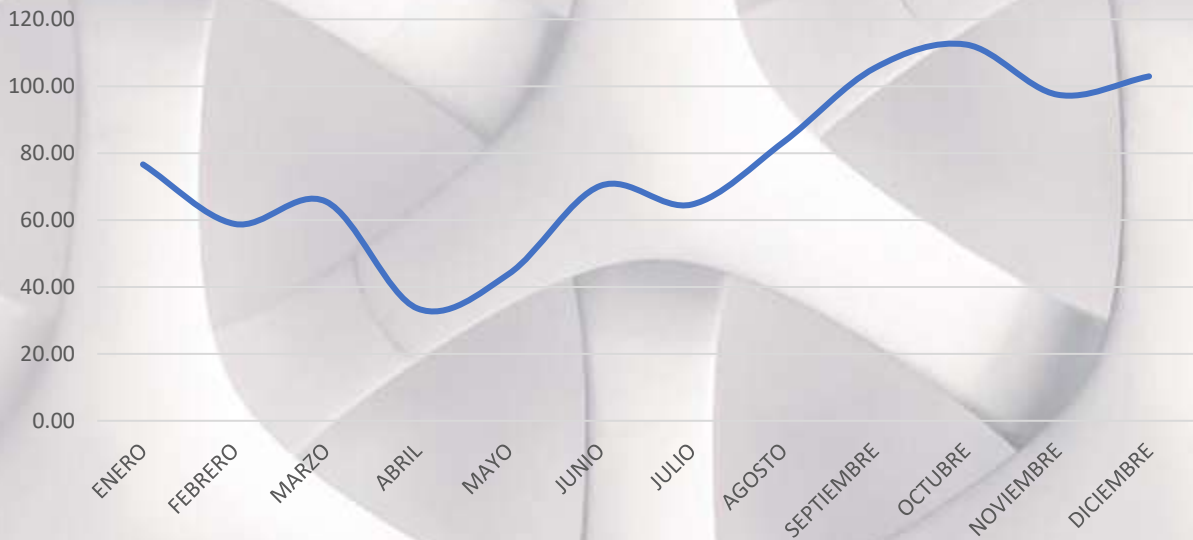
Gráfica 24 - Curva de generación anual para plantas solares [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En la estación más seca (verano) los caudales de los ríos bajan considerablemente por lo tanto la producción de energía por parte de las generadoras hidroeléctricas se reduce, sin embargo, al final

de la estación lluviosa (octubre, noviembre) 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.

CURVA DE GENERACIÓN DE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS PRIVADAS [GWh]

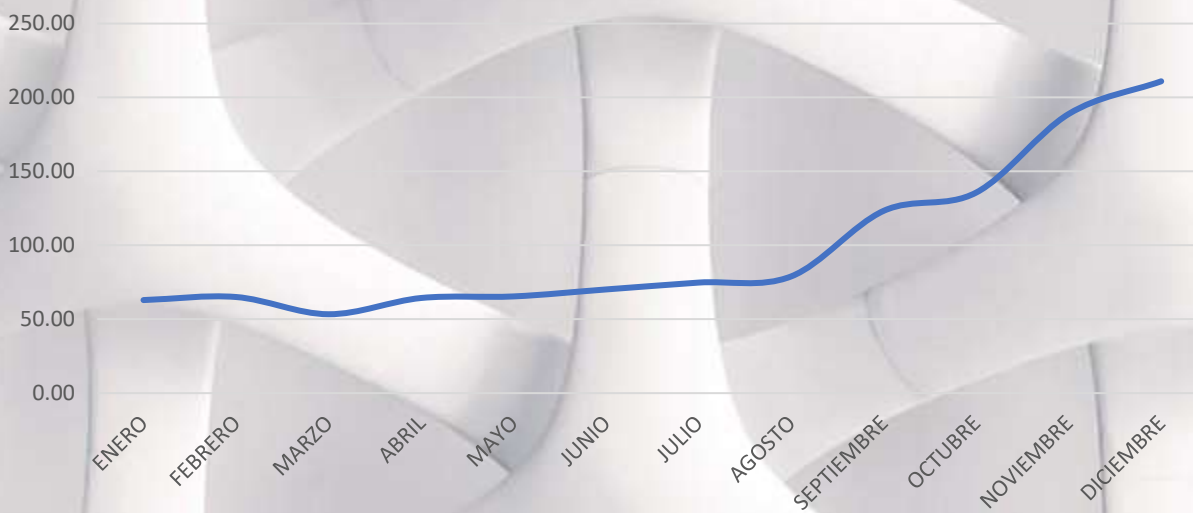


Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas privadas [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

A continuación, se muestra una gráfica representando la generación anual de las plantas hidroeléctricas estatales, en 2020 debido a los huracanes y lluvias diarias se presenta una mayor generación en los últimos meses del año.

CURVA DE GENERACIÓN DE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS ESTATALES [GWh]



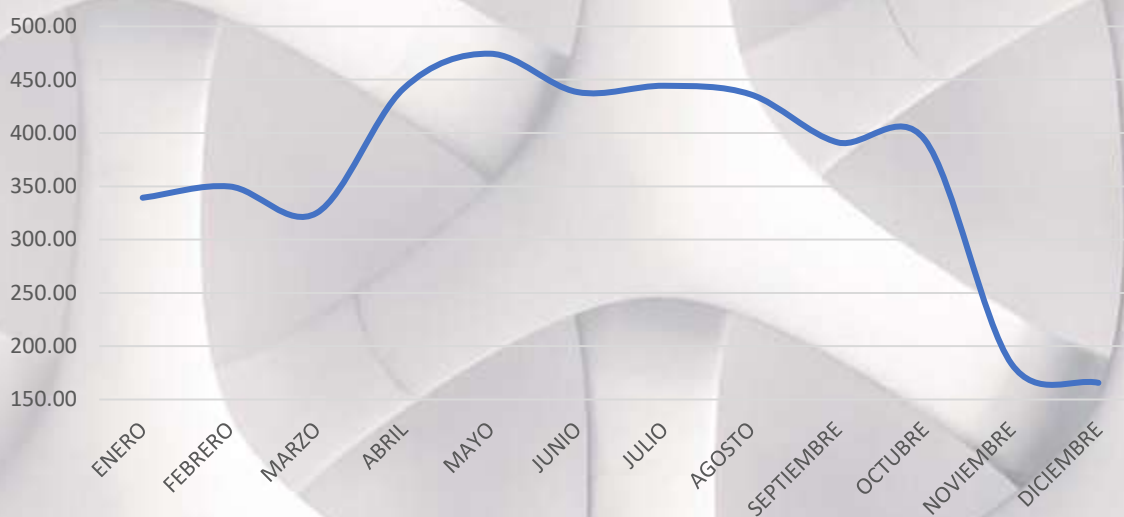
Gráfica 26 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas estatales [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

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, los embalses

están a bajo nivel y se necesita potencia firme especialmente durante el pico de la noche.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS TÉRMICAS [GWh]

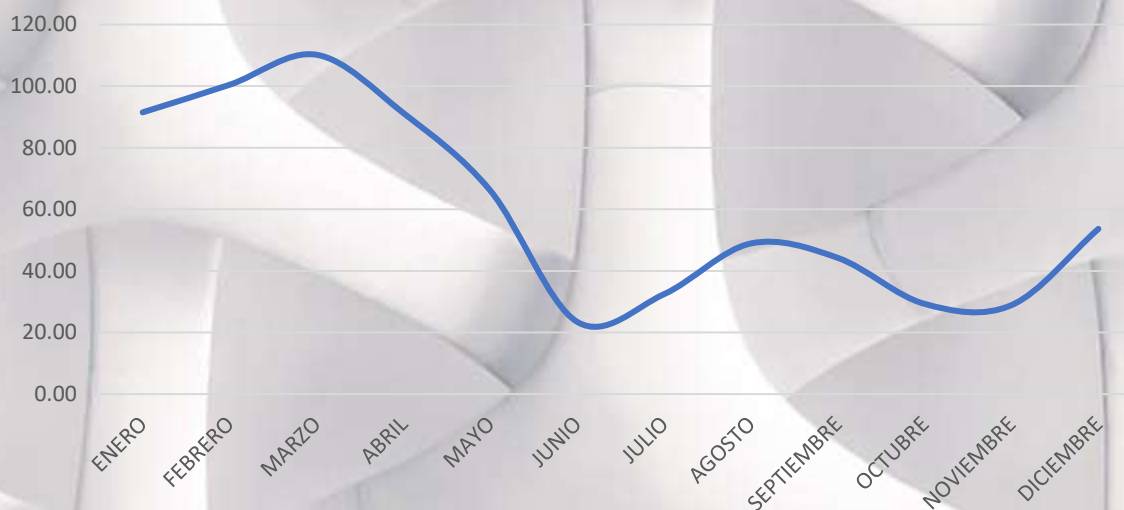


Gráfica 27 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el caso de la curva anual de generación para las plantas térmicas a base de biomasa se observa un patrón 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 debido a la temporada de zafra, en los meses posteriores a esa temporada la producción de energía disminuye considerablemente, aunque siempre se registra generación dado que hay plantas que generan a base de otros combustibles como el *King Grass*, biogás, desperdicios de madera comprimida, etc.

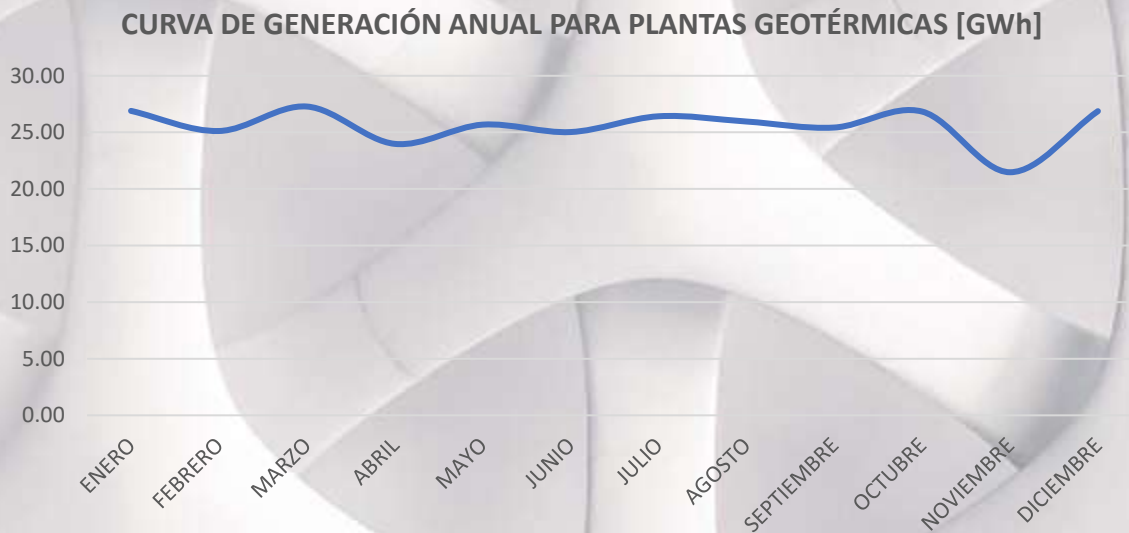
CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS DE BIOMASA [GWh]



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

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

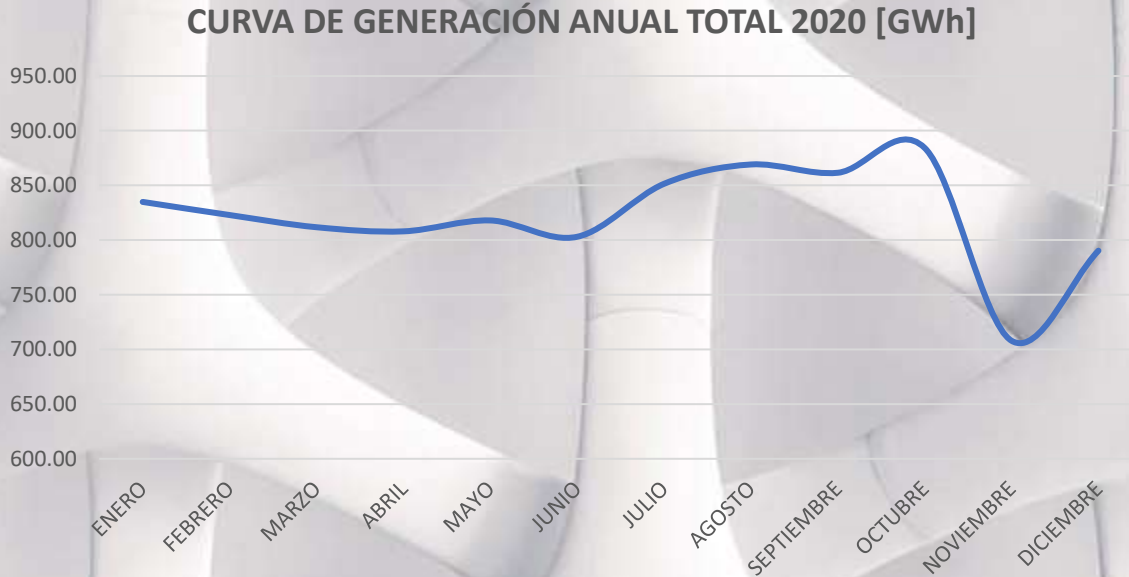
Finalmente, la curva de generación anual se presenta la curva de una planta geotérmica es casi constante debido a su alto factor de planta durante todo el año siendo este entre 97% y 99% mensual.



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

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En la siguiente grafica se presenta la generación total de energía para cada mes del año 2020.



Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2020 [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

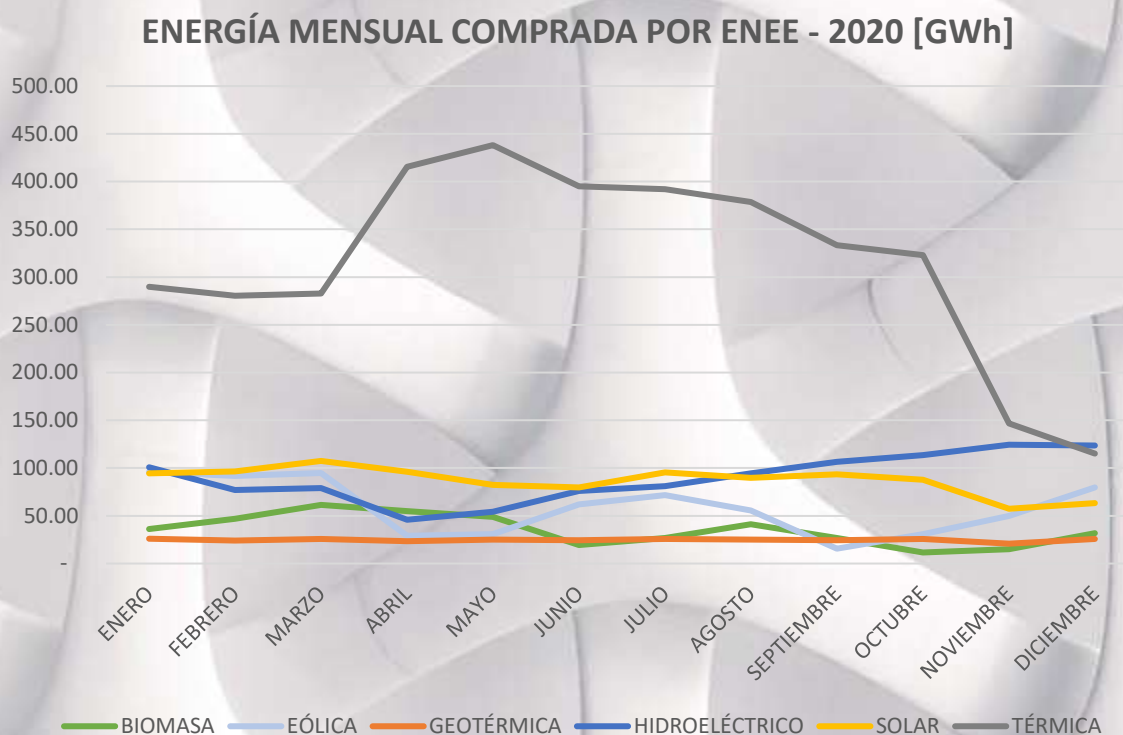
Normalmente los meses en los que se presentan los picos de generación son mayo y agosto, y como es de esperarse en los meses de enero y diciembre la generación es más baja debido a que son los meses con menor demanda eléctrica, sin embargo, el 2020 fue un año muy atípico por lo que el comportamiento de esta curva cambio.

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 2020 se registraron la compra 7,334.17 GWh, de los cuales 3,790.30 GWh (51.68%) provienen de fuentes no renovables (Bunker, Diésel y pet coque) y 3,543.73 GWh (48.32%) de fuentes renovables.

2.4.1 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA

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



Gráfica 31 – Energía mensual comprada por ENEE distribución 2020 [GWh]

Fuente: Sub Gerencia de Contratos de Generación - ENEE



CAPÍTULO 3 ANÁLISIS GEOGRÁFICO



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



En este capítulo se presenta un análisis geográfico de la potencia eléctrica instalada del país, se mostrarán mapas georreferenciados de las diferentes tecnologías, para el caso de las tecnologías geotérmicas, 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 de todas las tecnologías existentes en el territorio nacional.

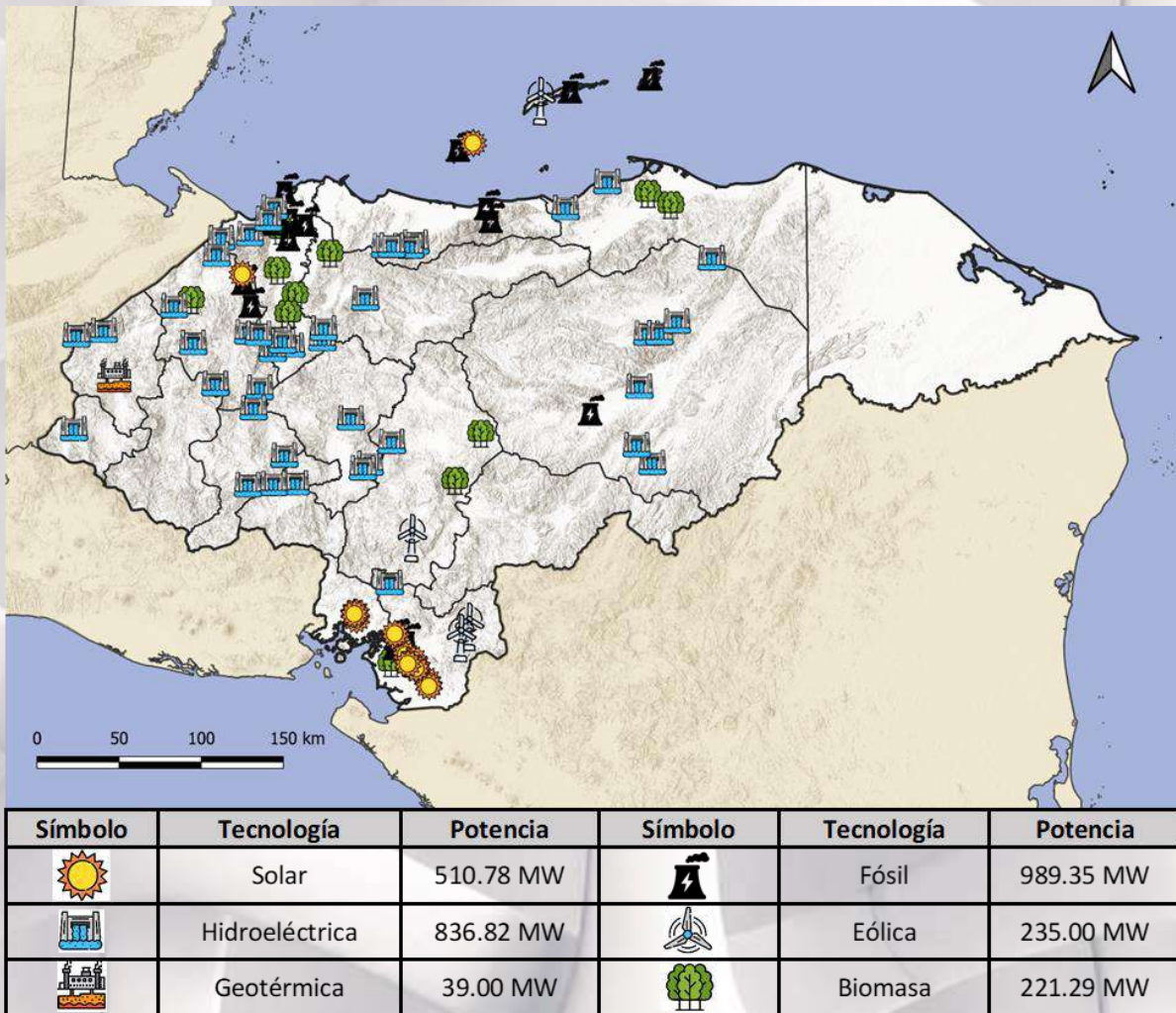


Ilustración 5 - Mapa de potencia instalada georreferenciado

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.2 MAPAS DE POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE

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

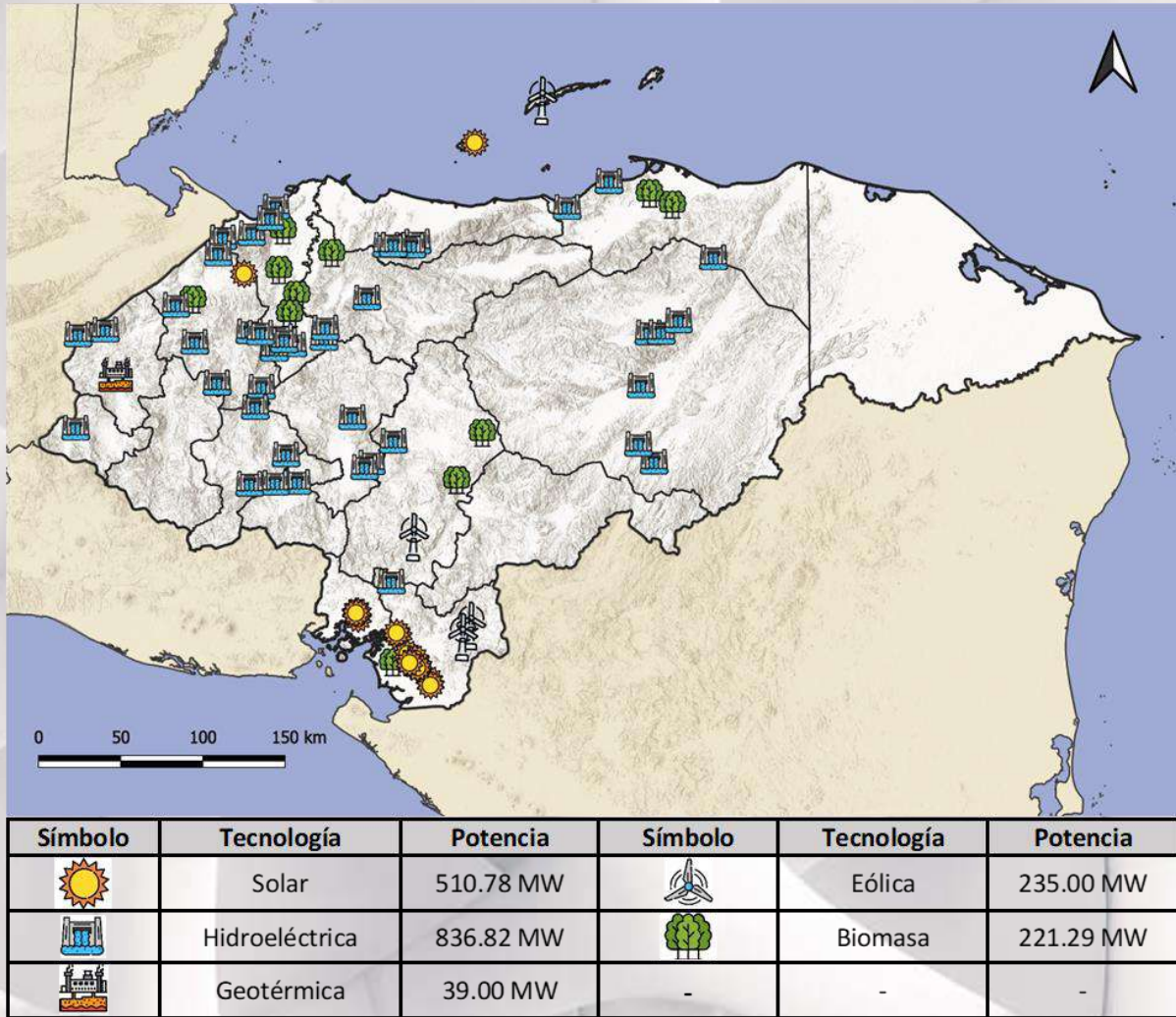


Ilustración 6 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable

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.

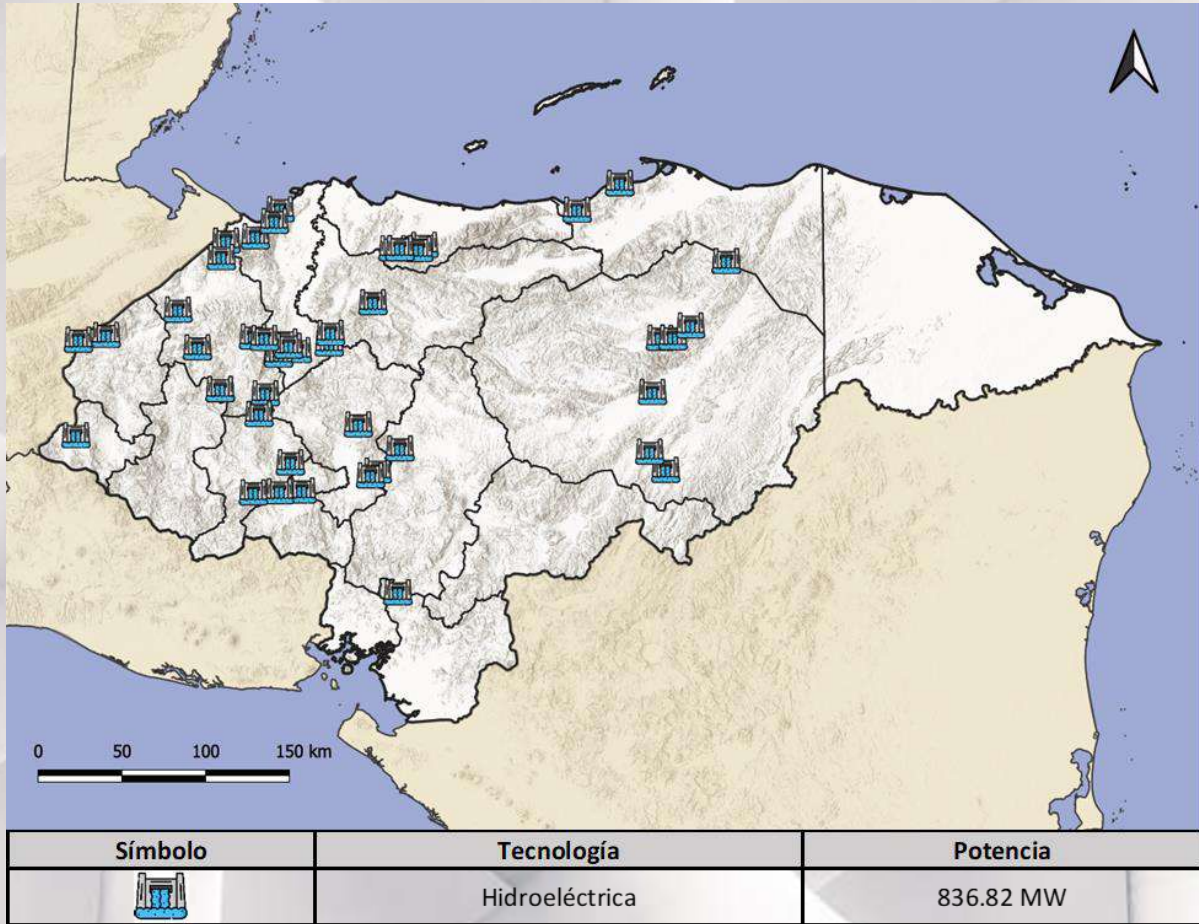


Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En el siguiente mapa se muestra el potencial eólico del país, se observar que este potencial se concentra en la zona centro-sur del país.

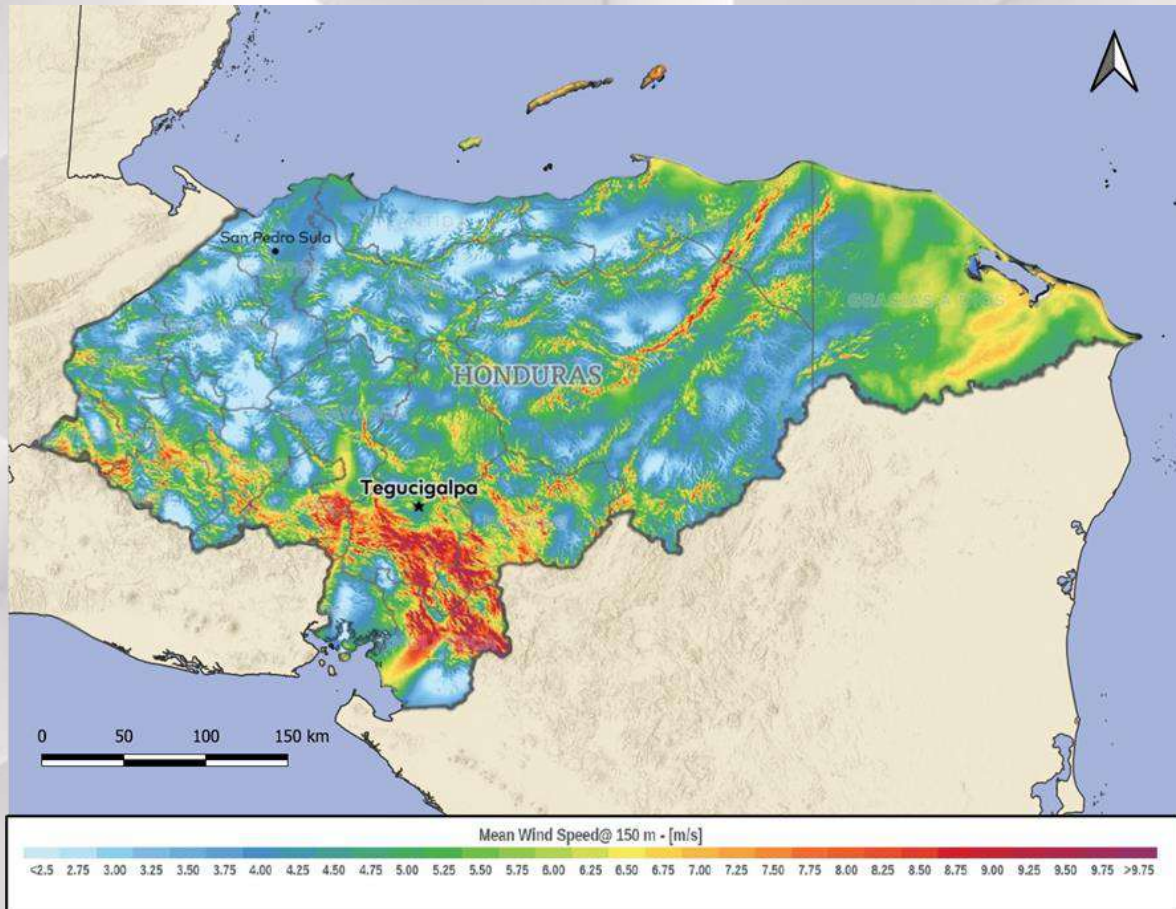


Ilustración 8 - Mapa de potencial eólico de Honduras

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA

Las tres centrales de generación eólica conectadas al SIN se ubican en la región centro-sur del país, 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.

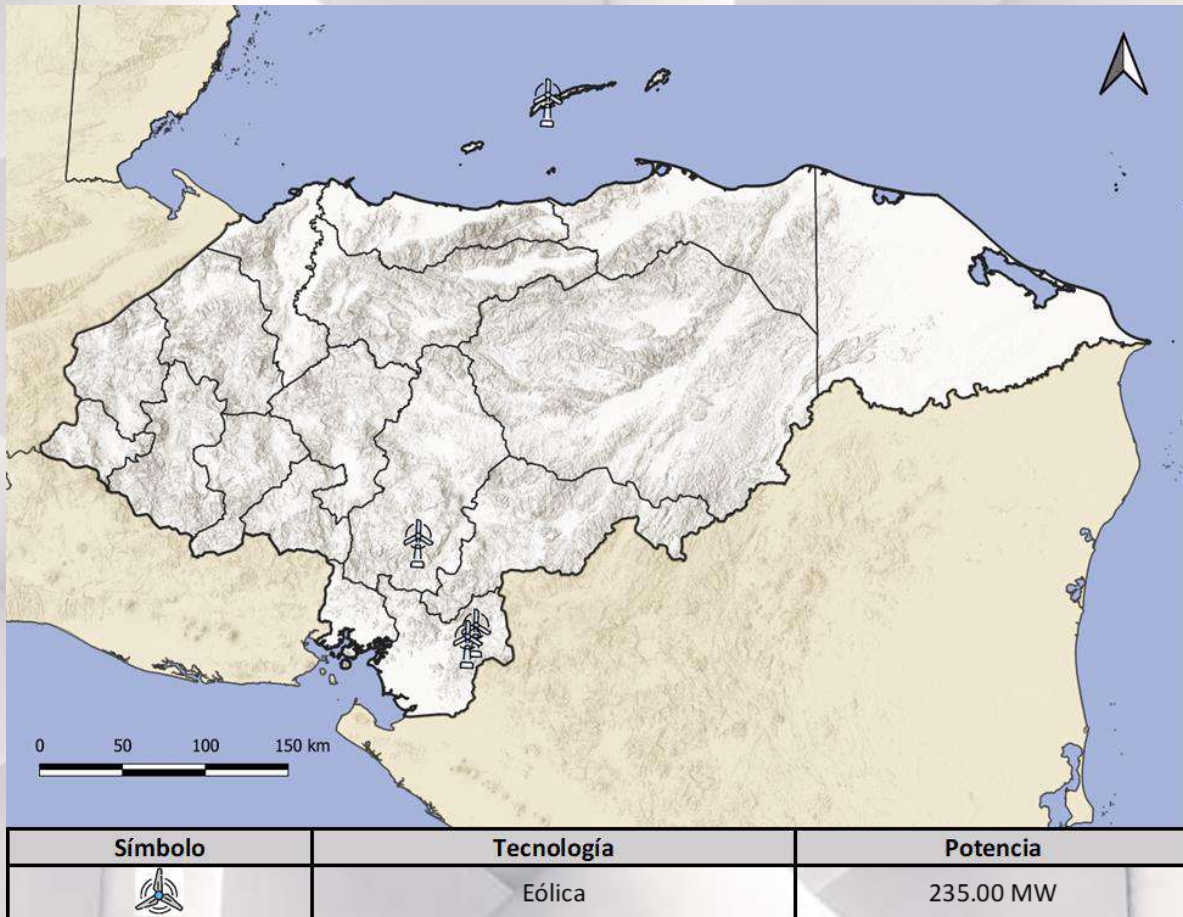


Ilustración 9 - Mapa georreferenciado de centrales eólicas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

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

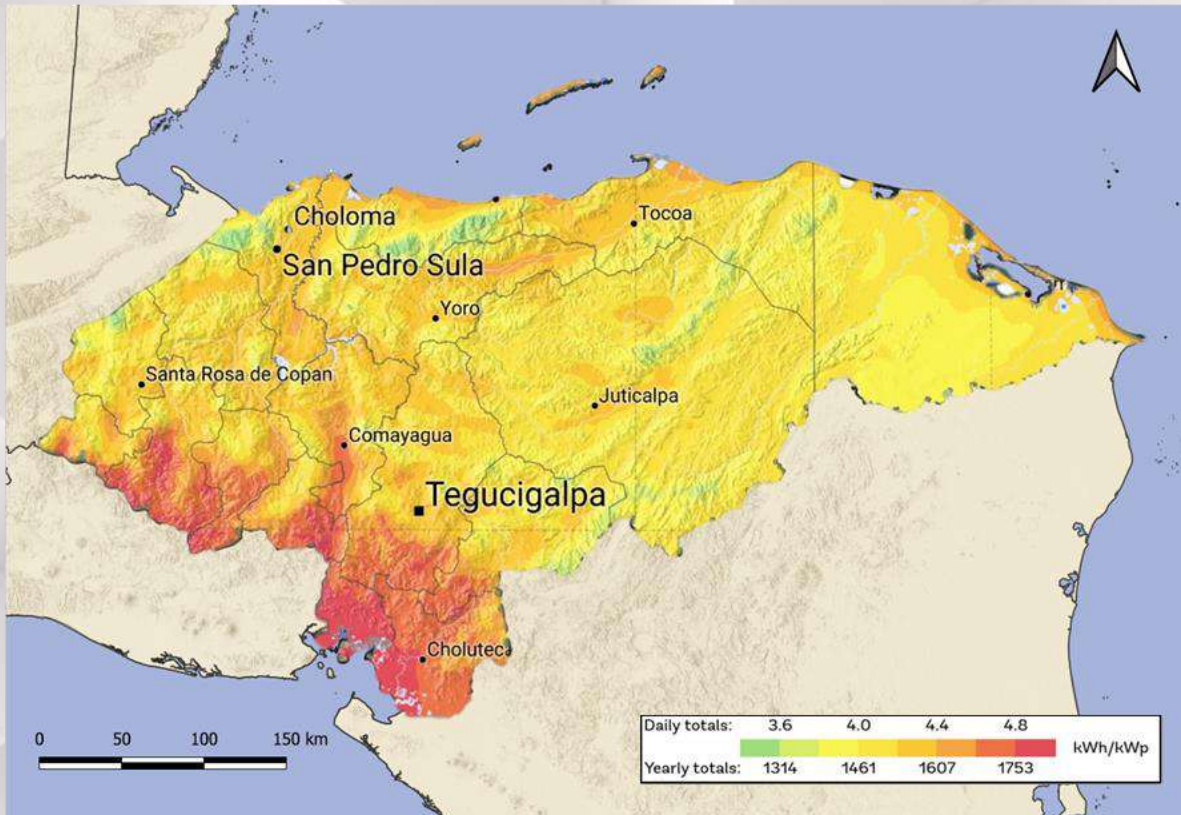


Ilustración 10 - Mapa de potencial solar de Honduras

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, 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.

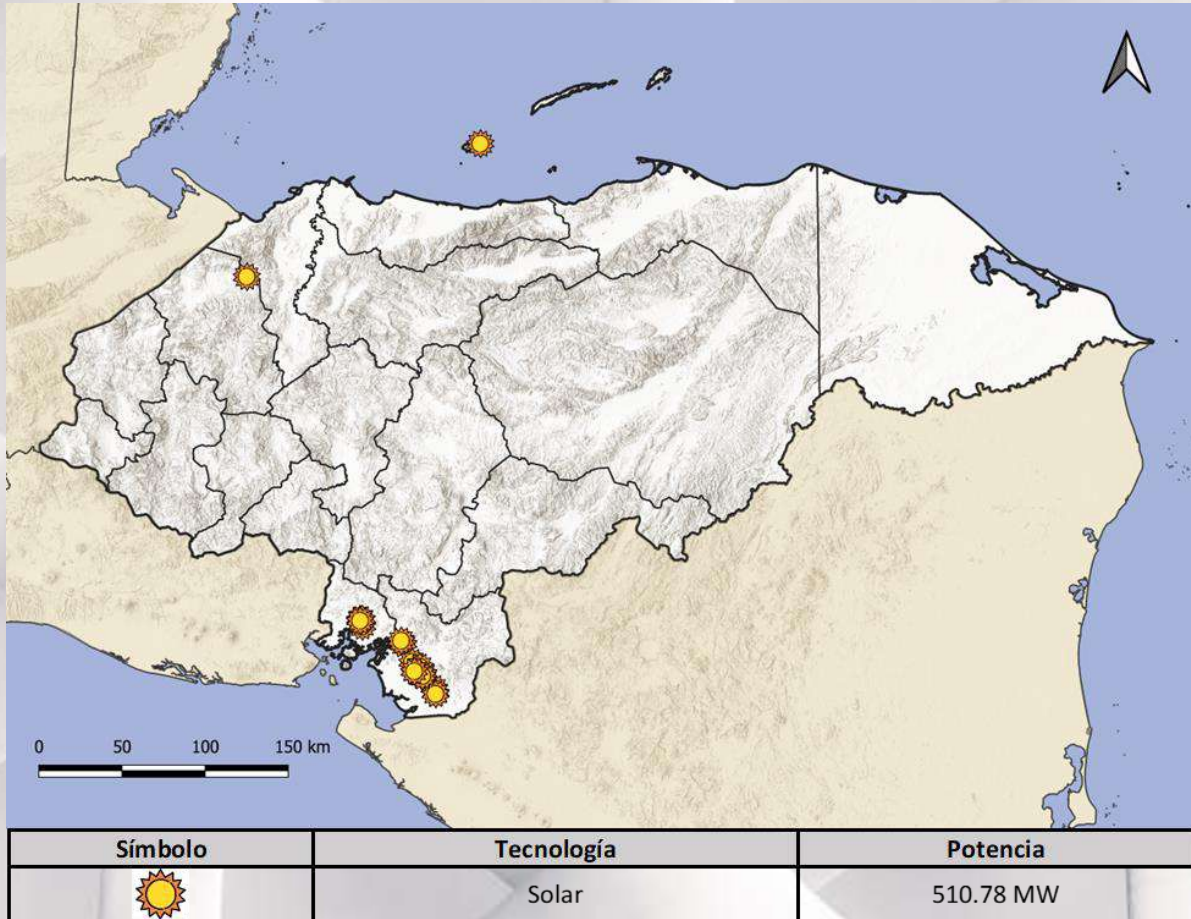


Ilustración 11 - Mapa georreferenciado de centrales solares

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 su mayoría están ubicadas en la zona norte del país.

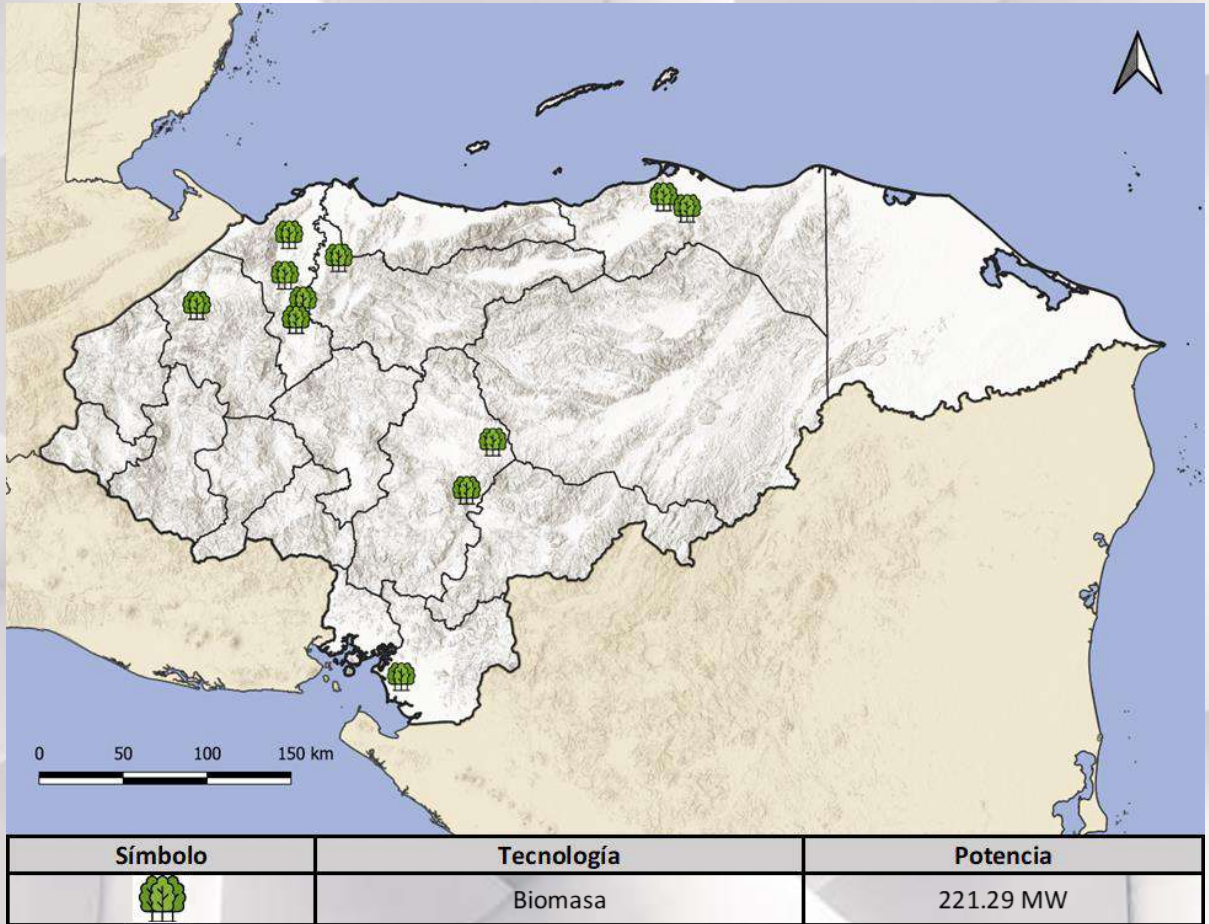


Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales de biomasa

Fuente: Elaboración propia (SEN)

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

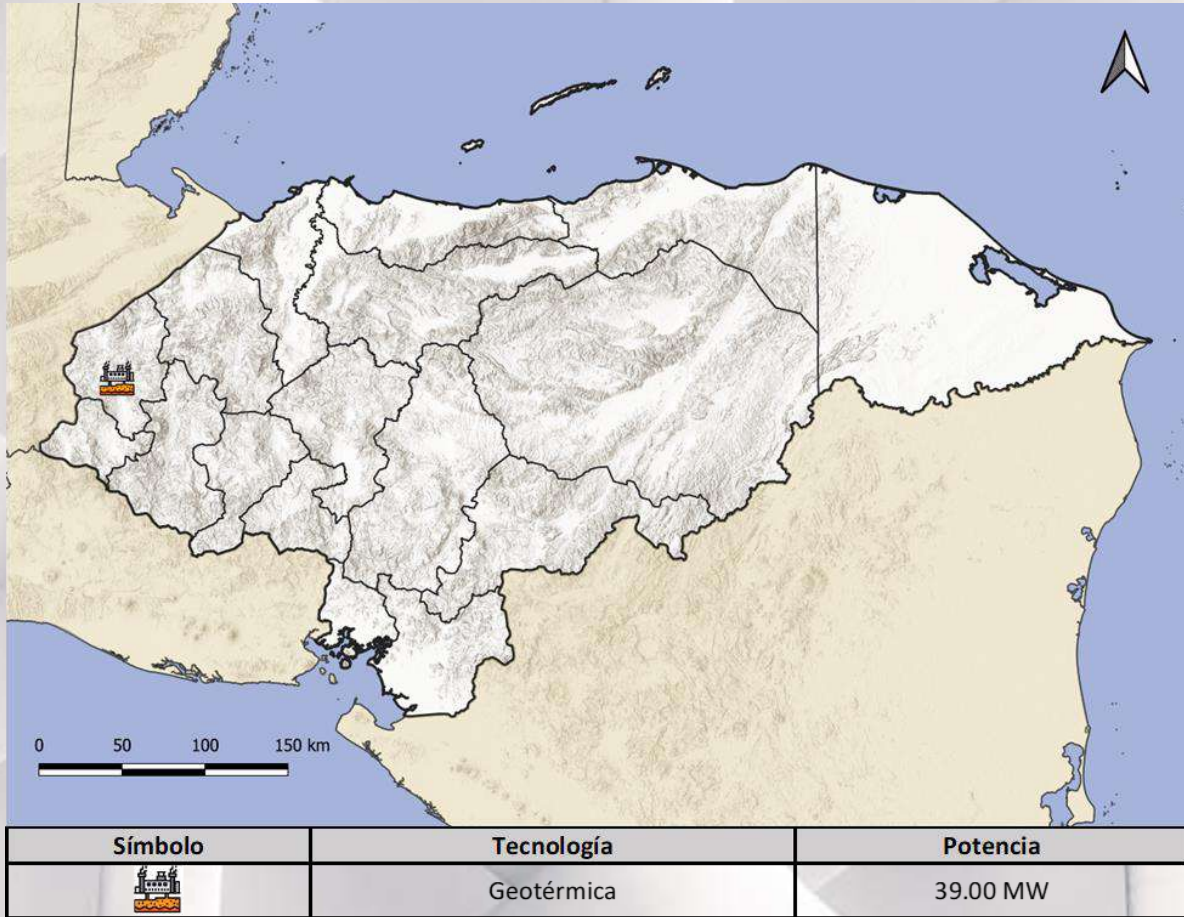
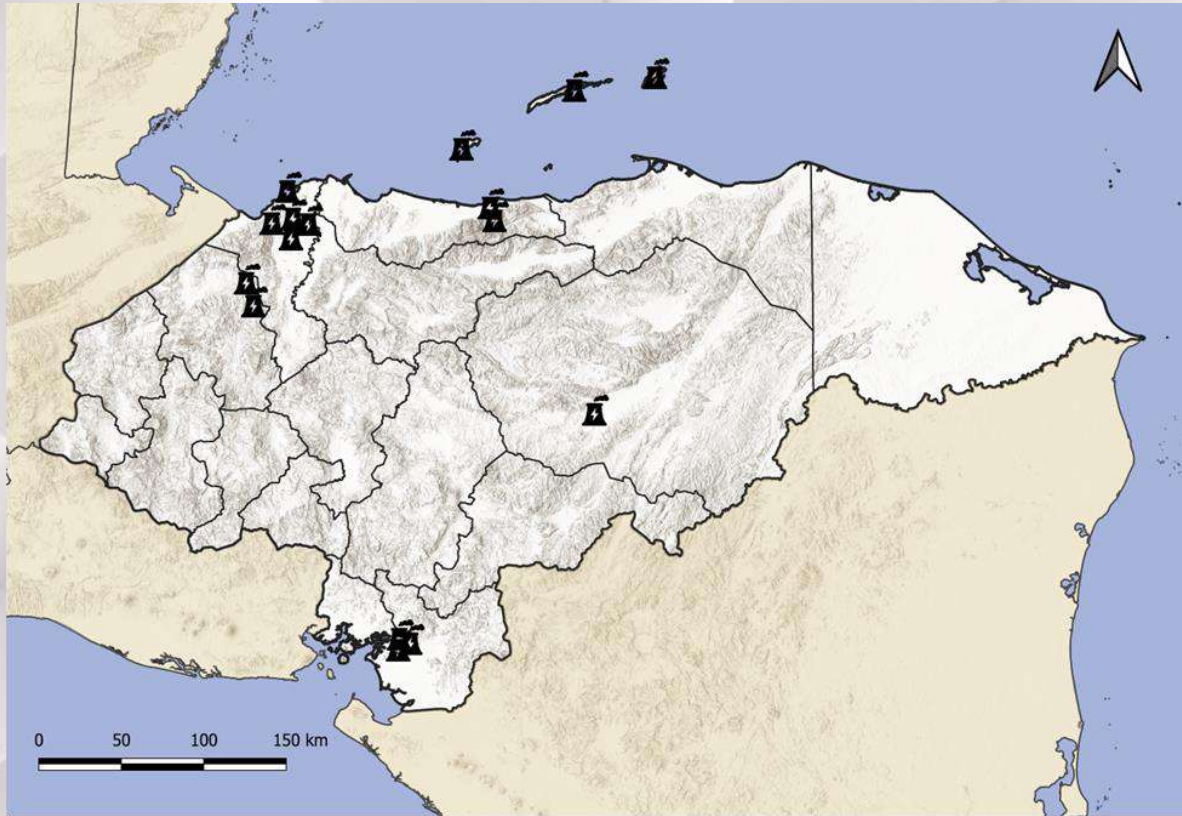


Ilustración 13 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.3 POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE

Las plantas o centrales de generación no renovables en su gran mayoría están ubicadas cerca de los puertos marítimos cercanos al desembarque de combustibles (Bunker o Diesel), estas están ubicadas en la zona norte, sur y en el litoral atlántico.




Símbolo	Tecnología	Potencia
	Fósil	989.35 MW

Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles

Fuente: Elaboración propia (SEN)

CAPÍTULO 4 PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



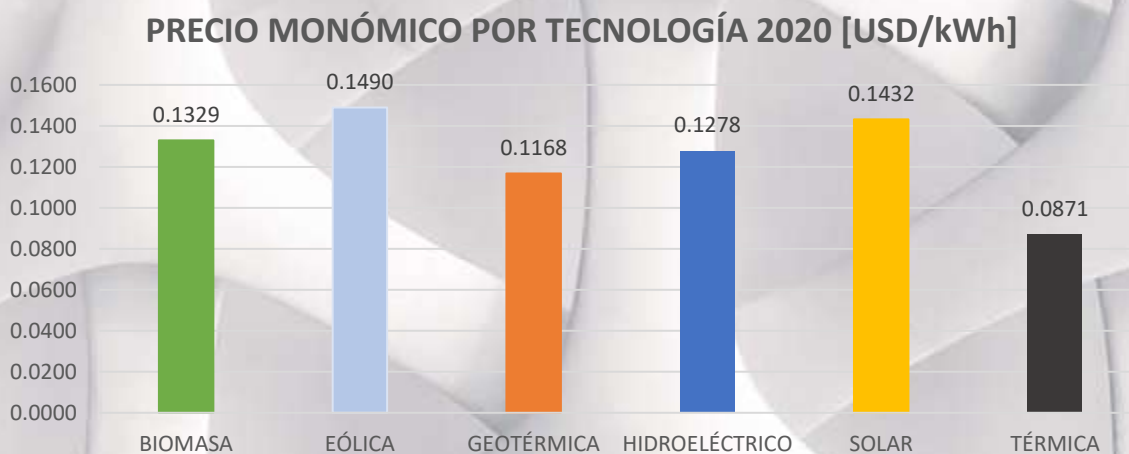
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



En este capítulo se presenta el análisis de estimación de precios de cada tecnología de generación del subsector eléctrico, se ilustrará con gráficas comparativas, variaciones mensuales de precios, también se abordarán los consumos de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica en el año 2020.

4.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA

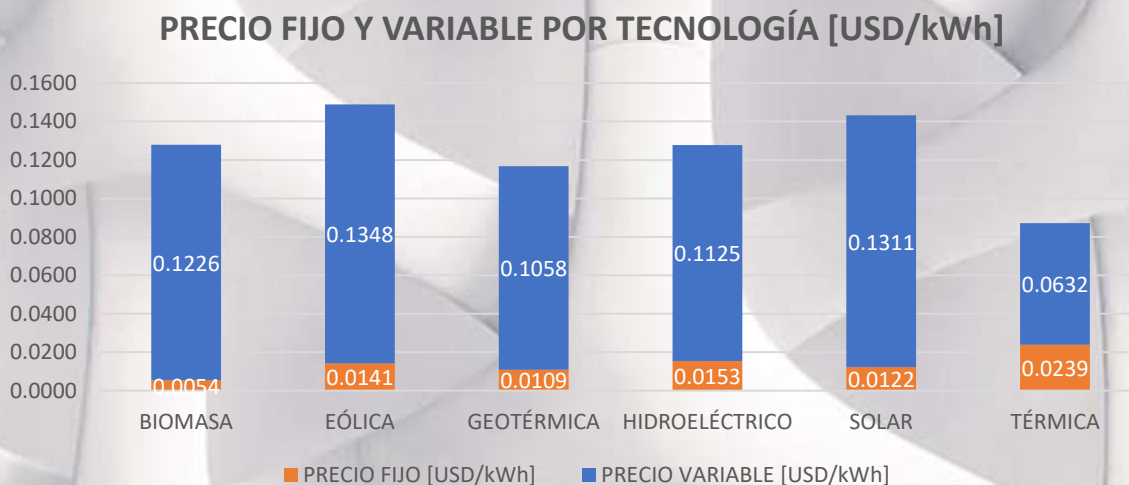
El precio promedio anual de generación de energía eléctrica para 2020 se muestra en la siguiente gráfica, se puede ver claramente que el mayor precio en promedio corresponde a la tecnología eólica por lo contrario la de menor precio corresponde a las que provienen de centrales a base de combustibles fósiles.



Gráfica 32 - 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:

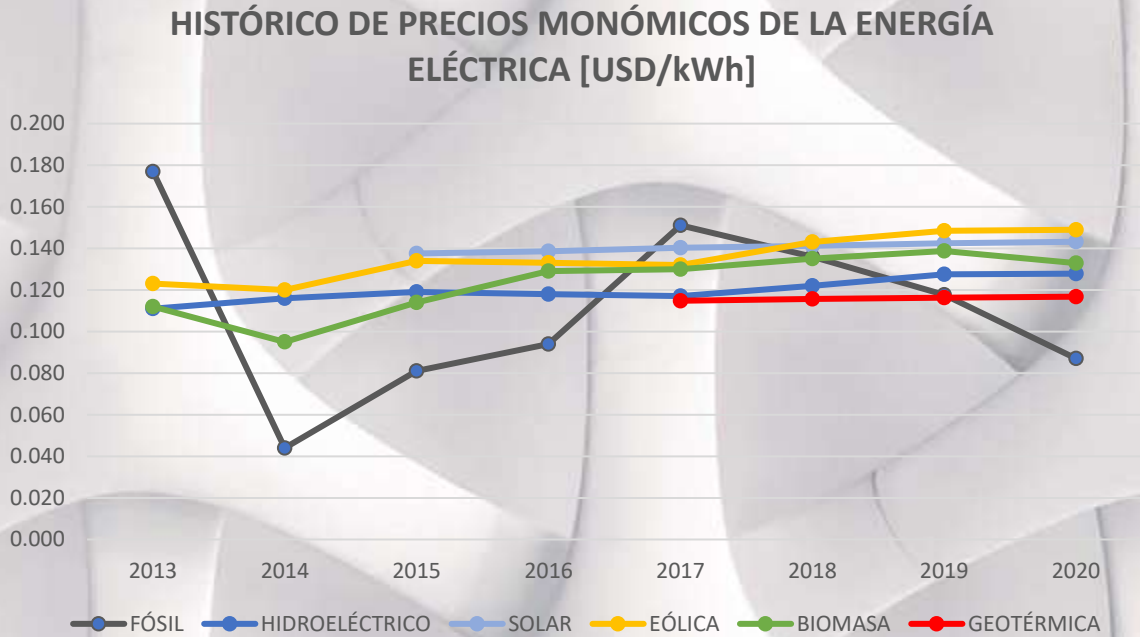


Gráfica 33 - Precios fijos y variables por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

4.2 PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Mensualmente los precios de la energía varían, en la siguiente gráfica se presenta la tendencia mensual que tomaron esos precios por cada tecnología de generación.

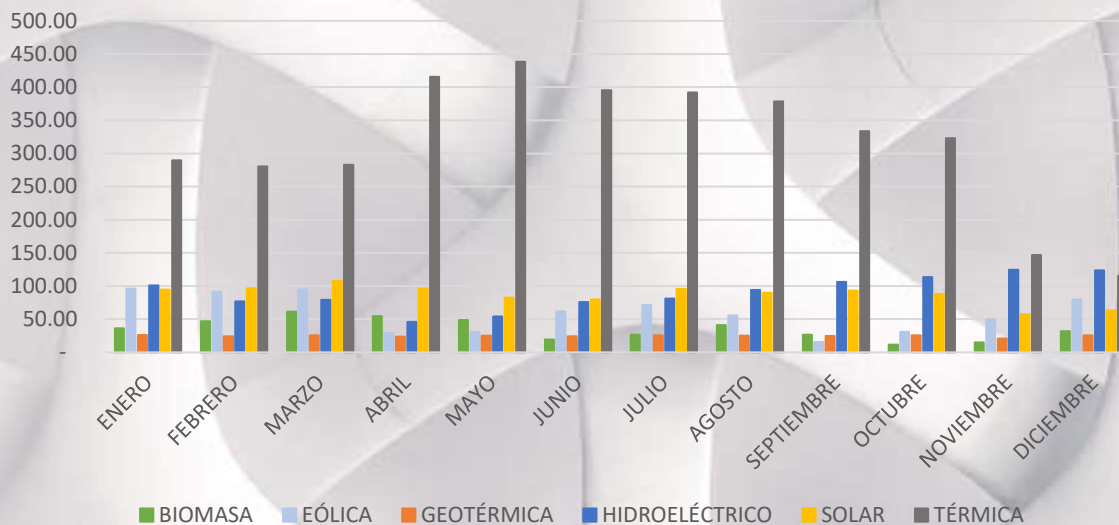


Gráfica 34 - Precio monómico mensual por tecnología 2020

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Dado los precios monómicos anteriores se hace una comparativa acerca de, la tecnología a la que se le compró más energía eléctrica durante cada mes del año 2020.

ENERGÍA COMPRADA POR ENEE - 2020 [GWh]



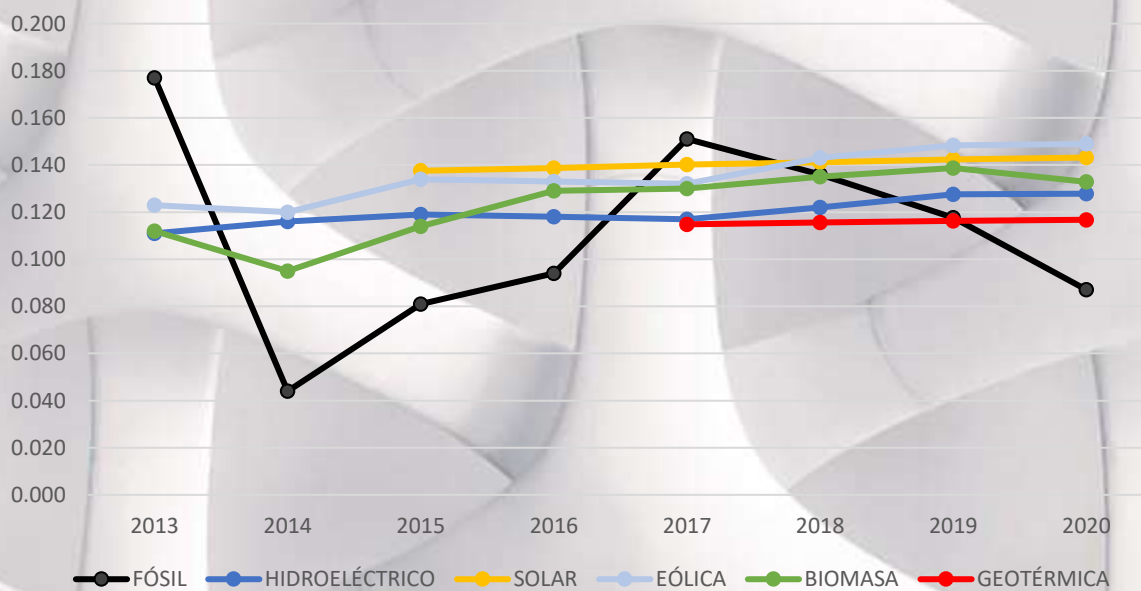
Gráfica 35 - Energía eléctrica comprada por ENEE [GWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

4.3 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, se puede observar que generalmente en los últimos años las tecnologías renovables han estado por arriba de los precios para tecnologías no renovables.

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



Gráfica 36 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Se observa que los precios de las tecnologías a base de combustibles fósiles son altamente volátiles mientras que las tecnologías renovables que prácticamente se mantiene constantes, este comportamiento se debe a las variaciones de precio de los derivados del petróleo, este factor incide directamente en los costos 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 los derivados del petróleo y estos eran mayores respecto a cualquier otra tecnología.

A continuación, se presenta una gráfica con los precios del históricos del bunker, se obtuvo mediante un promedio de tres precios; Brent Fechado, Intermedio de Texas Oeste y Dubai Fateh, y se representa el precio en dólares americanos por galón.



Gráfica 37 -Precios históricos promedio del galón de bunker [USD/GAL]

Fuente: Banco mundial

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

PRECIO HISTÓRICO DEL GALON DE DIESEL [USD/Gal]



Gráfica 38 - Precios históricos promedio del Diesel [USD/GAL]

Fuente: Banco mundial

CAPÍTULO 5 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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

5.1 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.

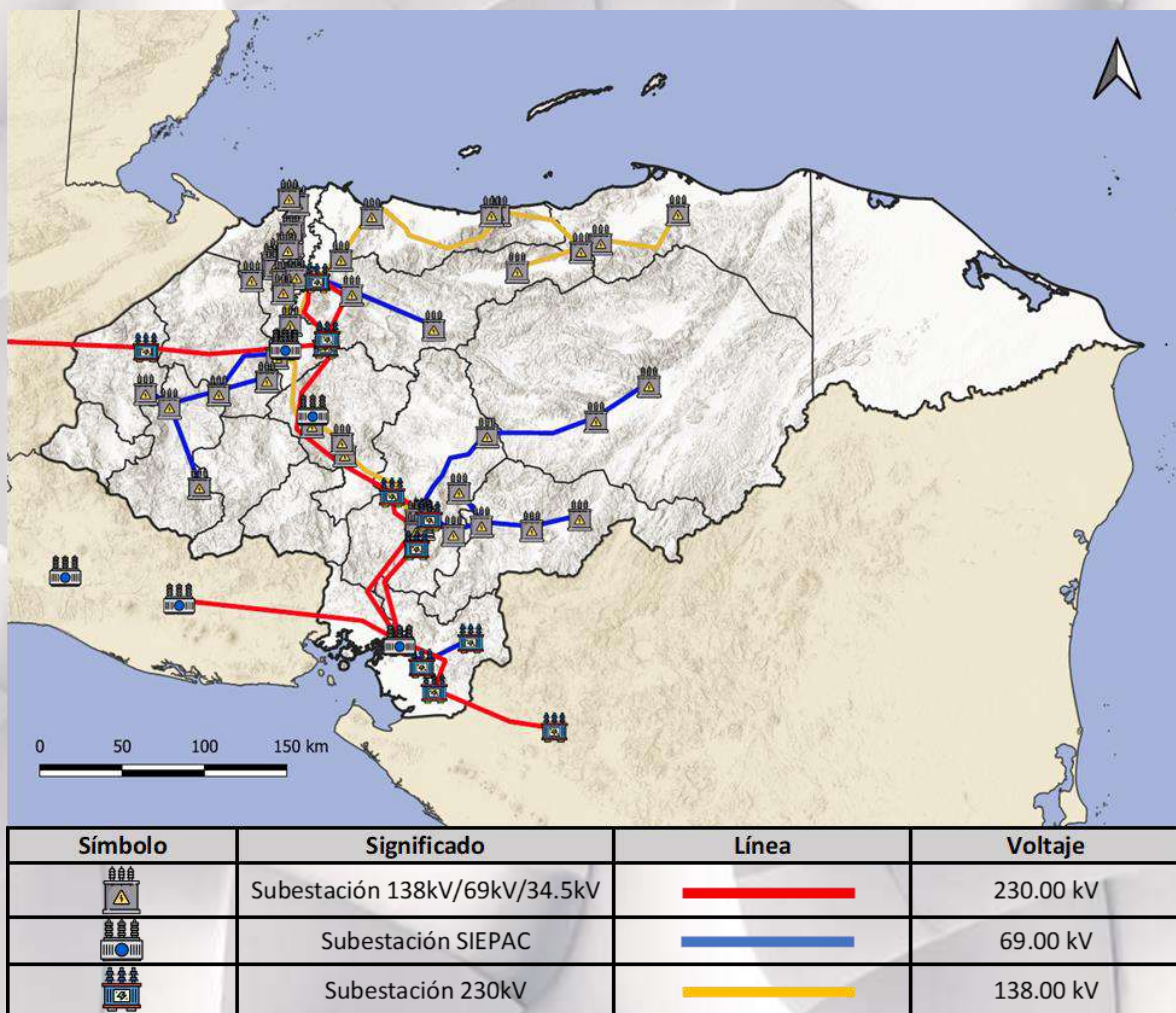


Ilustración 15 - Sistema Interconectado Nacional (SIN)

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. El del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por 77 subestaciones y 2741.35 km de líneas de transmisión donde 845.86 km son líneas de 69 kV, 923 km son de 138 kV y finalmente 971.65 km son de 230 kV.



CAPÍTULO 6 DEMANDA ELÉCTRICA



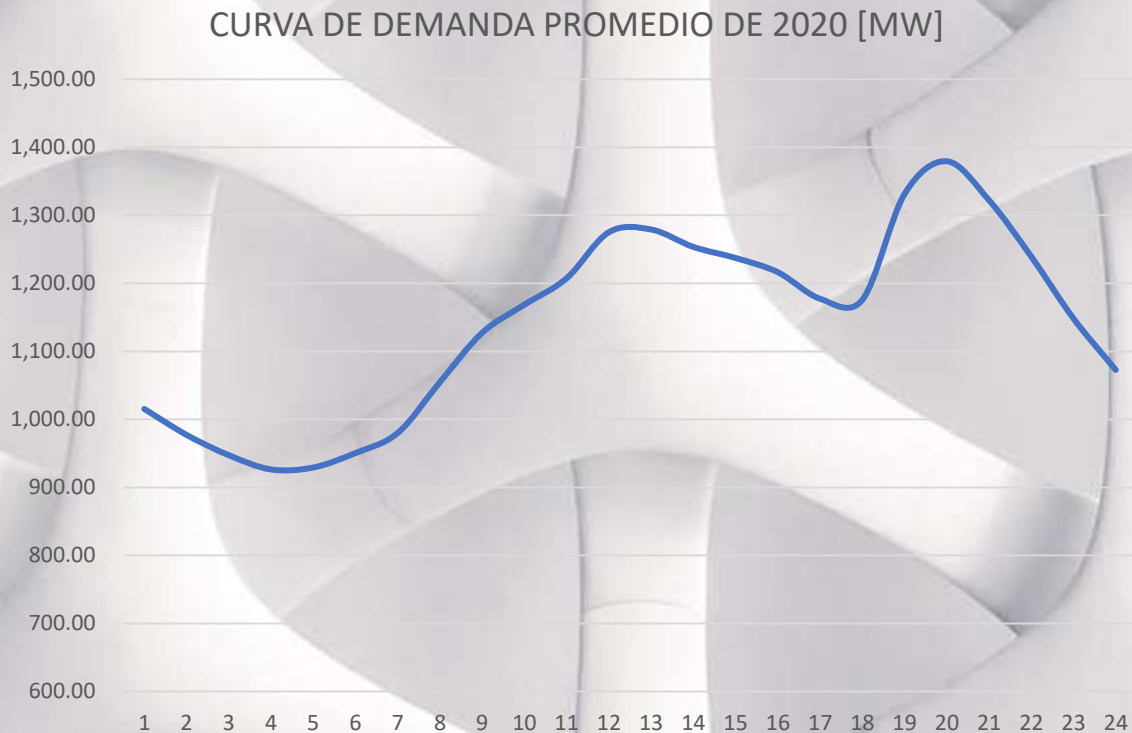
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



En esta sección se muestra información de la demanda eléctrica de Honduras, se presentarán curvas de demanda máxima y promedio tanto en intervalos de tiempo diarios como anuales, se incluye una curva de duración de carga para el año 2020, el histórico de crecimiento de la demanda eléctrica del país a lo largo de los años hasta la actualidad y finalmente una proyección de demanda hasta el año 2033.

6.1 DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA

La demanda eléctrica diaria tiene dos valores máximos, uno de día en promedio entre las 11:00 h y las 13:00 h, el otro pico de demanda es por la noche, siendo este el mayor del día, y tiene lugar entre las 19:00 h y las 21:00 h. La curva de demanda eléctrica en 2020 siempre tiene una tendencia creciente durante la mañana hasta el mediodía, después tiene un leve descenso y vuelve a crecer al atardecer hasta alcanzar el pico máximo de la noche, finalmente desciende en horas de la madrugada hasta volver a crecer al iniciar el día siguiente. En la siguiente gráfica se muestra una curva de la demanda promedio para el año 2020.



Gráfica 39 - Demanda eléctrica diaria promedio 2020 [MW]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

A continuación, se muestra la demanda de energía eléctrica requerida para suplir todo un año y el factor de carga desde el año 2008 a 2020.

HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉCTRICA ANUAL				
AÑO	MW-AÑO	GWh	DEM. MAX [MW]	FACTOR DE CARGA
2008	746.13	6,536.10	1,205.00	61.92%
2009	749.05	6,561.70	1,203.00	62.27%

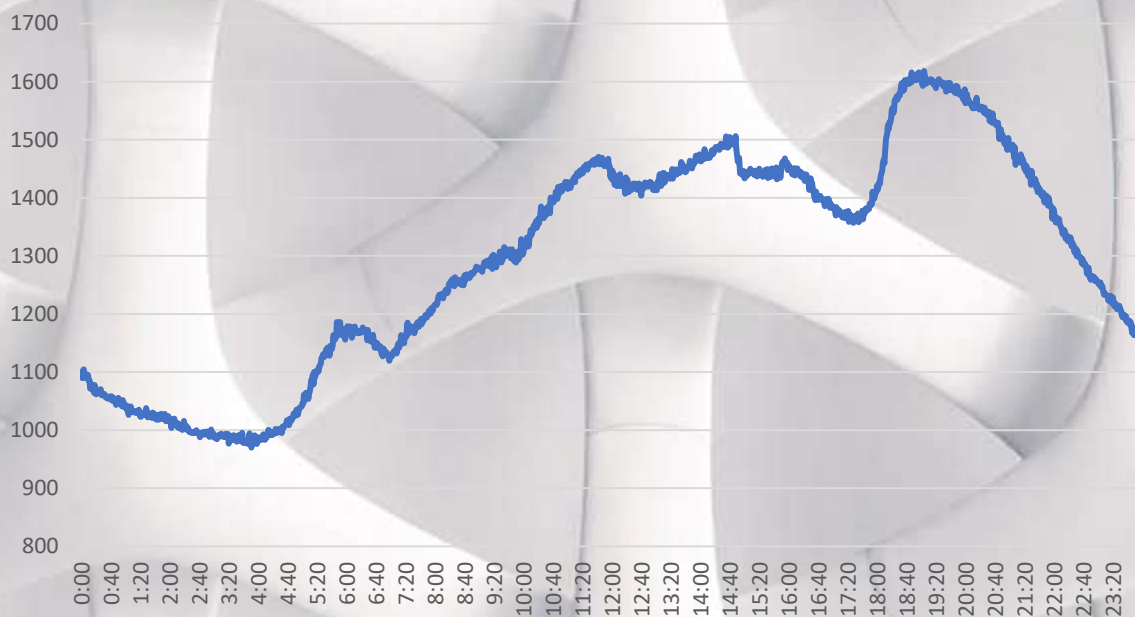
2010	770.16	6,746.60	1,245.00	61.86%
2011	818.22	7,167.60	1,240.00	65.99%
2012	865.10	7,578.30	1,282.00	67.48%
2013	896.83	7,856.20	1,336.00	67.13%
2014	928.54	8,134.00	1,382.80	67.15%
2015	983.05	8,611.50	1,445.50	68.01%
2016	1,024.85	8,977.70	1,514.80	67.66%
2017	1,104.34	9,674.00	1,560.50	70.77%
2018	1,163.22	10,189.81	1,602.00	72.61%
2019	1,249.76	10,947.94	1,639.40	76.23%
2020	1,125.90	9,862.89	1,618.31	69.57%

Tabla 3 - Histórico de demanda de energía eléctrica anual

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Se observa que la demanda de energía eléctrica es creciente para los últimos años, debido a nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales que se conectan al sistema. El día con demanda máxima para el año 2020 ocurrió el 2 de febrero, registrándose a las 19:04 h una demanda de 1,618.31 MW.

CURVA DE DEMANDA DEL DÍA 26/2/2020 [MW]



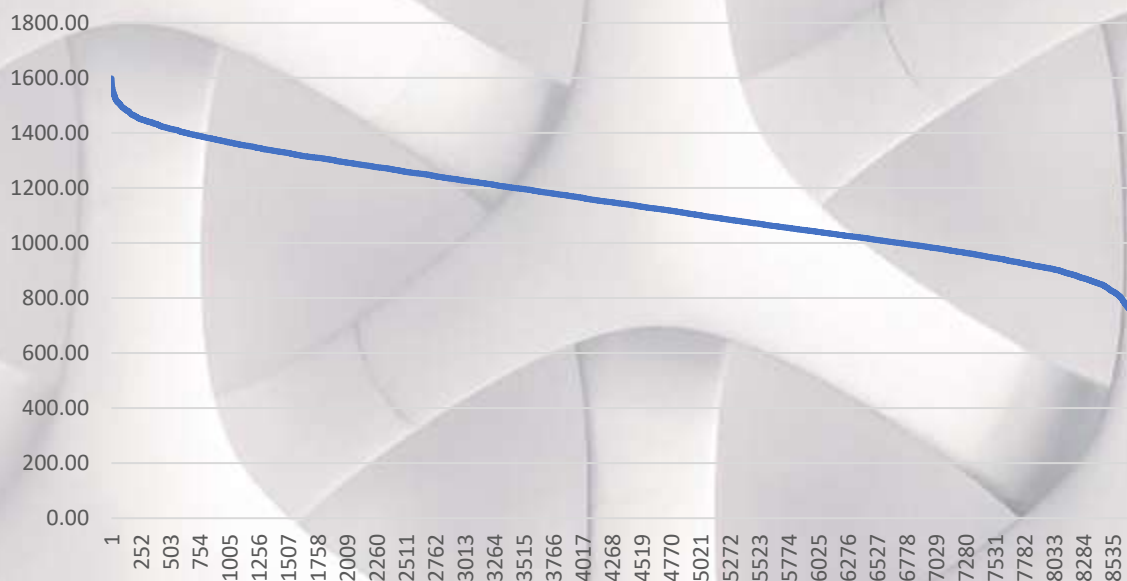
Gráfica 40 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

6.2 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA

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

CURVA DE DURACIÓN DE CARGA 2020 [MW]



Gráfica 41 - Curva de máxima duración de carga 2020 [MW]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

De las 8760 horas del año, el 2.83% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 73.63% estuvo entre 1449 MW y 1000 MW y un 23.53% 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	249	2.83%
1000<DEM<1450	6468	73.63%
DEM<1000	2067	23.53%

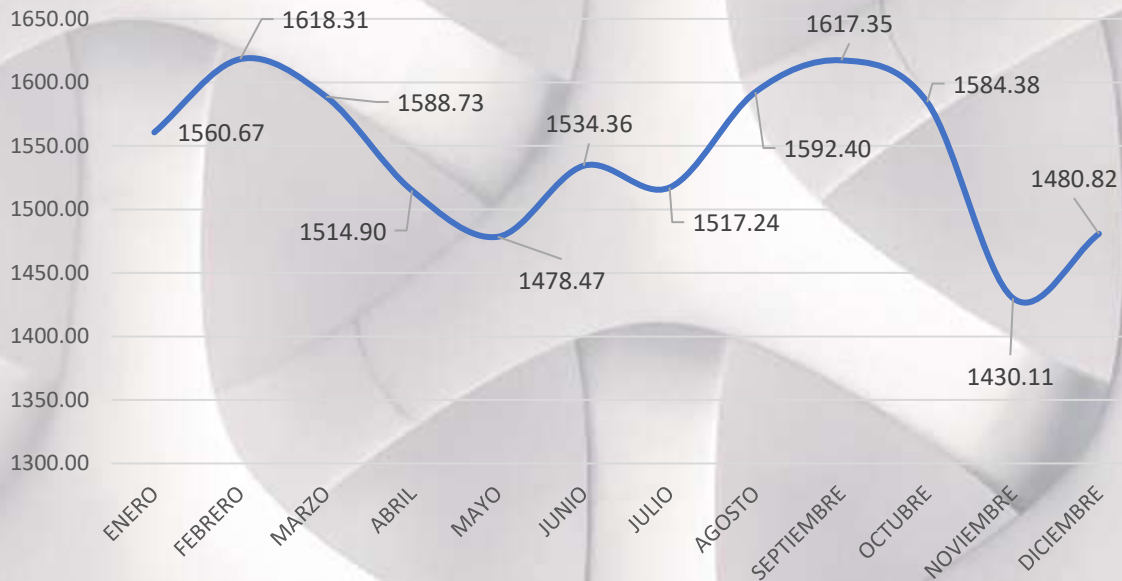
Tabla 4 - Intervalos de duración de carga

Fuente: Elaboración propia (SEN)

6.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2020

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.

CURVA DE DEMANDAS MÁXIMAS MENSUAL [MW]



Gráfica 42 - Demanda máxima mensual 2020 [MW]

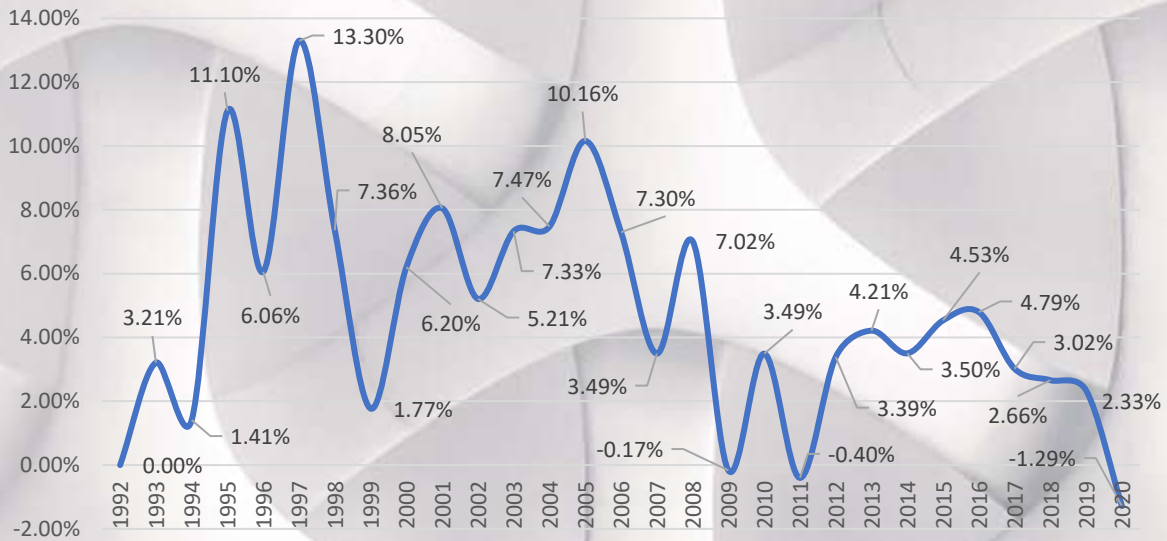
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el mes de noviembre se registró el menor valor de demanda eléctrica, por otro lado, en los meses de febrero y septiembre se registraron las mayores demandas en el sistema eléctrico, en el caso del mes de febrero 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.

6.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS

Conforme crece la población y el desarrollo económico también crece la demanda eléctrica en el país, en el siguiente gráfico se representan las tasas de crecimiento histórica de la demanda con respecto al año anterior. En la siguiente gráfica se muestra la variación porcentual de la demanda máxima de cada año (potencia [MW]) con respecto al año anterior:

PORCENTAJE DE VARIACIÓN ANUAL DE DEMANDAS MÁXIMAS

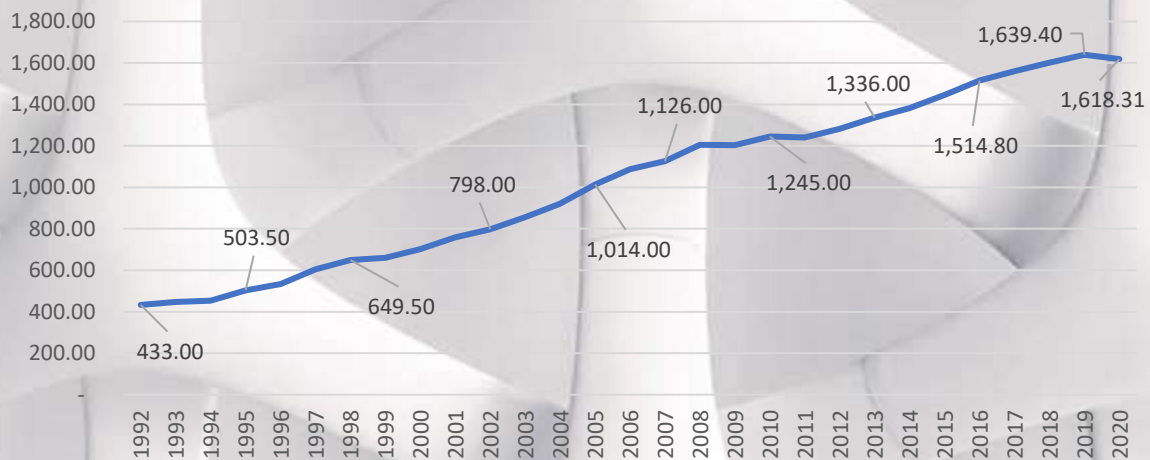


Gráfica 43 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La demanda en 2020 tuvo un decrecimiento del 1.29% en comparación con el año 2019, esto se debe a la disminución de la demanda debido a la pandemia del COVID-19. En el siguiente gráfico se muestra el histórico de demanda máxima anual desde el año 1992 hasta el año 2020.

HISTÓRICO ANUAL DE DEMANDA MÁXIMA [MW]



Gráfica 44 - Histórico de demanda máxima anual [MW] 1992-2020

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

6.5 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), donde se estima una demanda de 2,827.50 MW para el año 2033.

PROYECCIÓN DE DEMANDA 2020-2033 [MW]



Gráfica 45 - Proyección de demanda [MW] 2020-2033

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

En el siguiente gráfico se presenta el porcentaje de crecimiento de demanda con respecto al año anterior, para los últimos años se observa un crecimiento sostenido de alrededor del 4% en la demanda de energía eléctrica.

% DE CRECIMIENTO DE LA PROYECCION DE DEMANDA



Gráfica 46 - variación porcentual anual de la proyección de demanda

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

CAPÍTULO 7 CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



En este capítulo se hará un análisis de los clientes, energía facturada por sector de consumo de la empresa distribuidora, también se presentan estadísticas de consumo por habitante de forma diaria, mensual y anual.

7.1 NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO

En el sistema de ENEE distribución se registran 1,910,572.00 clientes sumando todos los sectores de consumo para el año 2020. El 92.45% pertenecen al sector residencial con un número de 1,766,383 abonados, el sector comercial posee un 6.59% de los abonados, lo que representa 125,820 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 2020		
TIPO DE TARIFA	NO. CLIENTES	PORCENTAJE
Comercial	125,820.00	6.59%
Comunitario	334.00	0.02%
Gobierno	13,847.00	0.72%
Industrial C	400.00	0.02%
Industrial D	24.00	0.00%
Municipal	3,764.00	0.20%
Residencial	1,766,383.00	92.45%
TOTAL	1,910,572.00	100.00%

Tabla 5 - Clientes por sector de consumo 2020

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial – ENEE.

7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO

El consumo de energía eléctrica en GWh para cada sector en el 2020 se muestra en la siguiente tabla, se puede ver que el mayor consumo se encuentra en el sector residencial con un consumo porcentual de 44.98% (2,476.18 GWh).

ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO		
TIPO DE TARIFA	ENERGÍA CONSUMIDA [GWh]	PORCENTAJE
Comercial	1,231.66	22.37%
Comunitario	5.21	0.09%
Gobierno	251.18	4.56%
Industrial C	931.17	16.91%
Industrial D	532.72	9.68%
Municipal	76.94	1.40%
Residencial	2,476.18	44.98%
TOTAL	5,505.06	100.00%

Tabla 6 - Energía facturada por sector de consumo [MWh] 2020

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial – ENEE

7.3 VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS

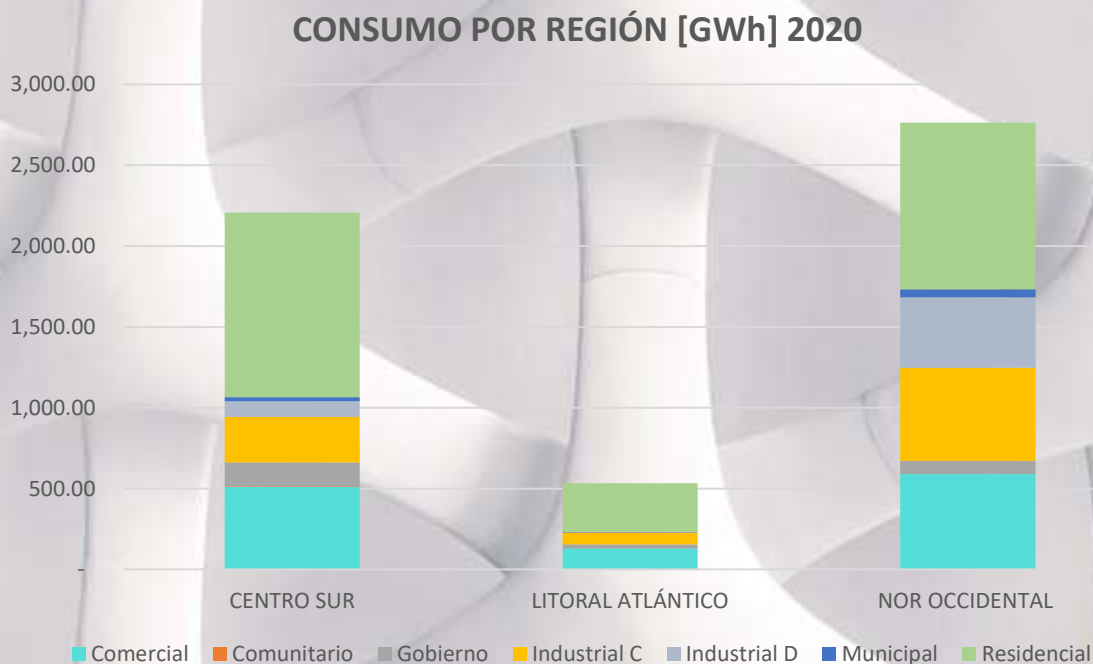
En Honduras la demanda energía eléctrica se puede caracterizar según la región de consumo. Por ejemplo, en la zona noroccidental del país se encuentra la mayor parte de consumidores industriales lo que representa un mayor consumo en comparación a las demás regiones.

CONSUMO POR REGIÓN [GWh]			
SECTOR	CENTRO SUR	LITORAL ATLÁNTICO	NOR OCCIDENTAL
Comercial	511.00	130.85	589.81
Comunitario	3.68	0.60	0.94
Gobierno	147.08	24.07	80.03
Industrial C	281.83	73.42	575.91
Industrial D	95.39	-	437.33
Municipal	25.85	2.81	48.27
Residencial	1,143.64	302.01	1,030.53
TOTAL	2,208.46	533.77	2,762.83

Tabla 7 - Energía facturada por región de consumo [MWh] 2020

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial – ENEE

Para el año 2020, el consumo de energía eléctrica del sector industrial fue mayor en la región noroccidental, a nivel comercial el mayor consumo también se dio 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 47 – Energía facturada por región de consumo [GWh] 2020

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (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, es decir, el consumo industrial represento un 59.12% del consumo residencial.

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

Datos de Consumo en Tarifa Residencial		
Rango de consumo [kWh/h]	No. Abonados	Consumo [MWh/h]
0 - 100	1,169,946.00	433,760.75
101 - 150	222,059.00	330,442.01
151 - 300	259,863.00	710,109.79
301 - 500	77,231.00	425,160.55
501 +	37,284.00	576,710.76
Total	1,766,383.00	2,476,183.86

Tabla 8 - Datos por rango de consumo en la tarifa residencial

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

Se puede observar que el mayor consumo a nivel residencial se encuentra entre los usuarios que consumen de 151 kWh a 300 kWh con un total de 710,109.79 MWh, sin embargo, el mayor número de abonados se encuentra en el rango de 0 a 100 kWh con 1,169,946 abonados, esto representa el 66.23% del total de clientes residenciales.

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 2020.

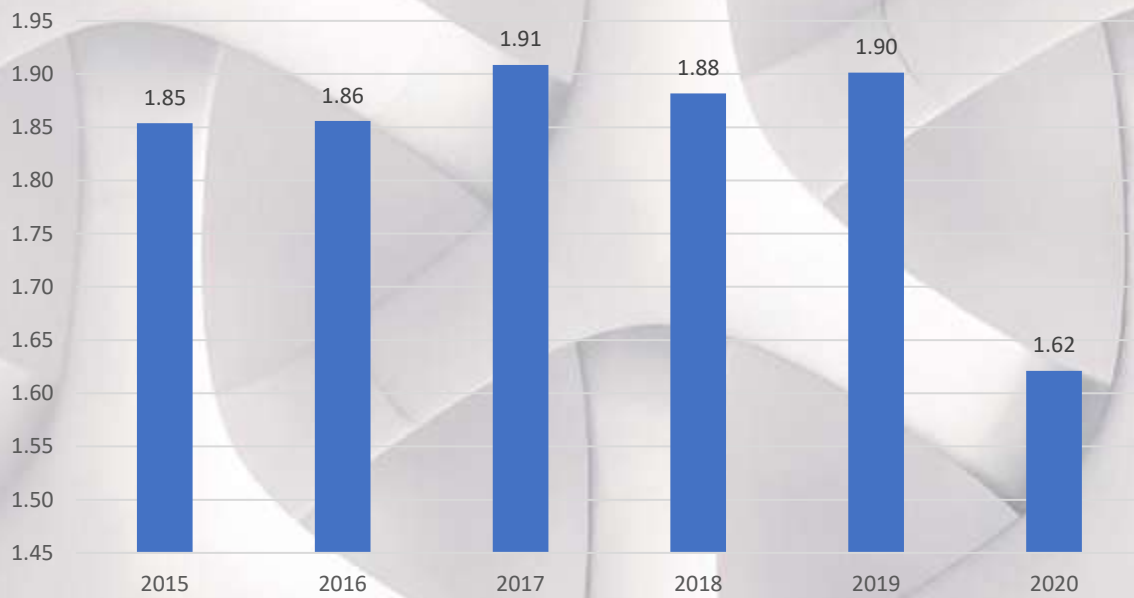
Estadísticas históricas per cápita					
Año	Población	Consumo anual [kWh]	kWh/hab día	kWh/hab mes	kWh/hab año
2015	8,576,532	5,803,406,594.00	1.85	56.39	676.66
2016	8,721,014	5,907,555,961.00	1.86	56.45	677.39
2017	8,866,351	6,176,347,689.00	1.91	58.05	696.61
2018	9,012,229	6,190,290,929.00	1.88	57.24	686.88
2019	9,158,345	6,355,540,106.00	1.90	57.83	693.96
2020	9,304,380	5,505,063,722.00	1.62	49.31	591.66

Tabla 9 – 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 cinco años el mayor consumo per cápita fue en 2017 con un valor de 1.91 kWh/hab diarios, en 2020 el consumo diario por habitante del fue considerablemente menor que el 2019 (1.90 kWh/hab día) llegando a 1.62 kWh/hab diarios.

HISTÓRICO DE CONSUMO POER CÁPITA [kWh/HAB DÍA]



Gráfica 48 - Histórico de consumo per cápita diario [kWh/hab día]

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

CAPÍTULO 8 COBERTURA ELÉCTRICA (ICE) Y ACESO A LA ELÉCTRICIDAD



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS

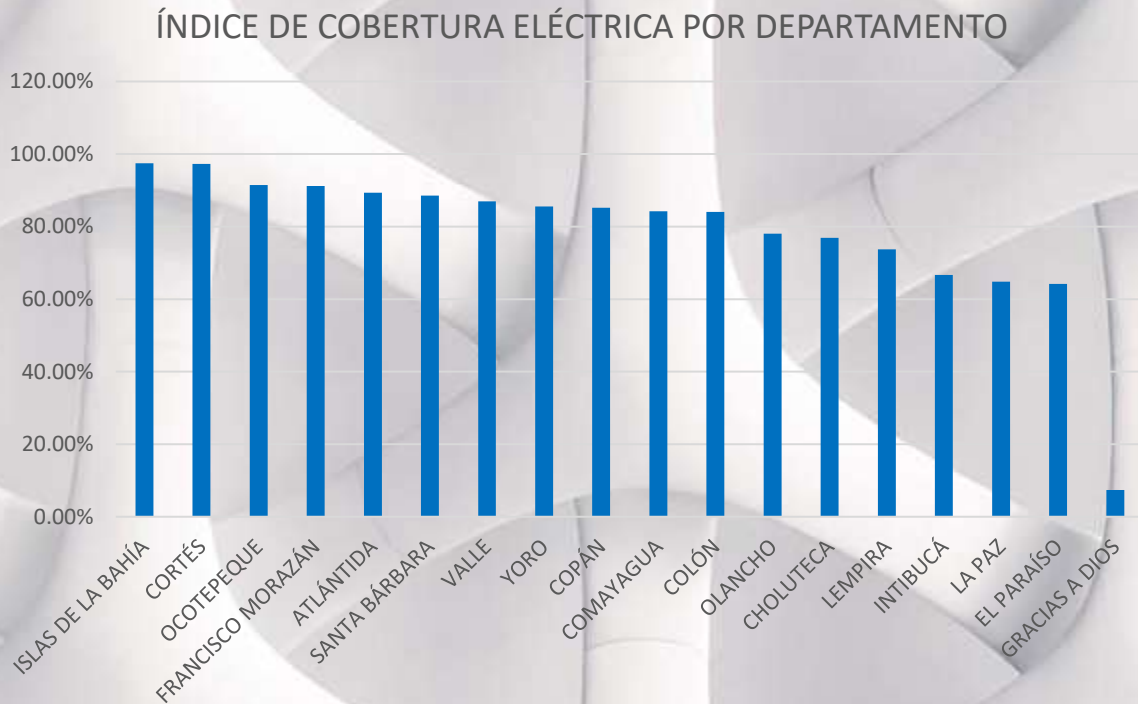


El Índice de cobertura eléctrica (ICE) en Honduras se define como la fracción de la población a nivel nacional que cuenta con el servicio de energía eléctrica proporcionado por una red de distribución, puede determinarse mediante el cociente del número de viviendas electrificadas y la cantidad total 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 2020.



Gráfica 49 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2020

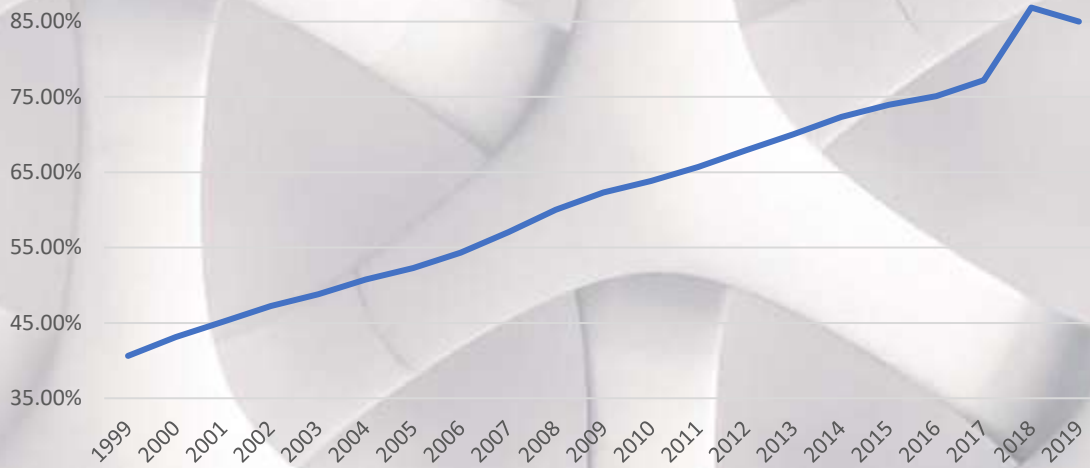
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

En la gráfica anterior se observa que los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (7.41%), El Paraíso (64.21%) y La Paz (64.84%) en contraste con Islas de la Bahía (97.47%), Cortés (97.27%) y Ocotepeque (91.41%) que 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 2020, donde se puede apreciar una tendencia creciente de los datos para cada año.

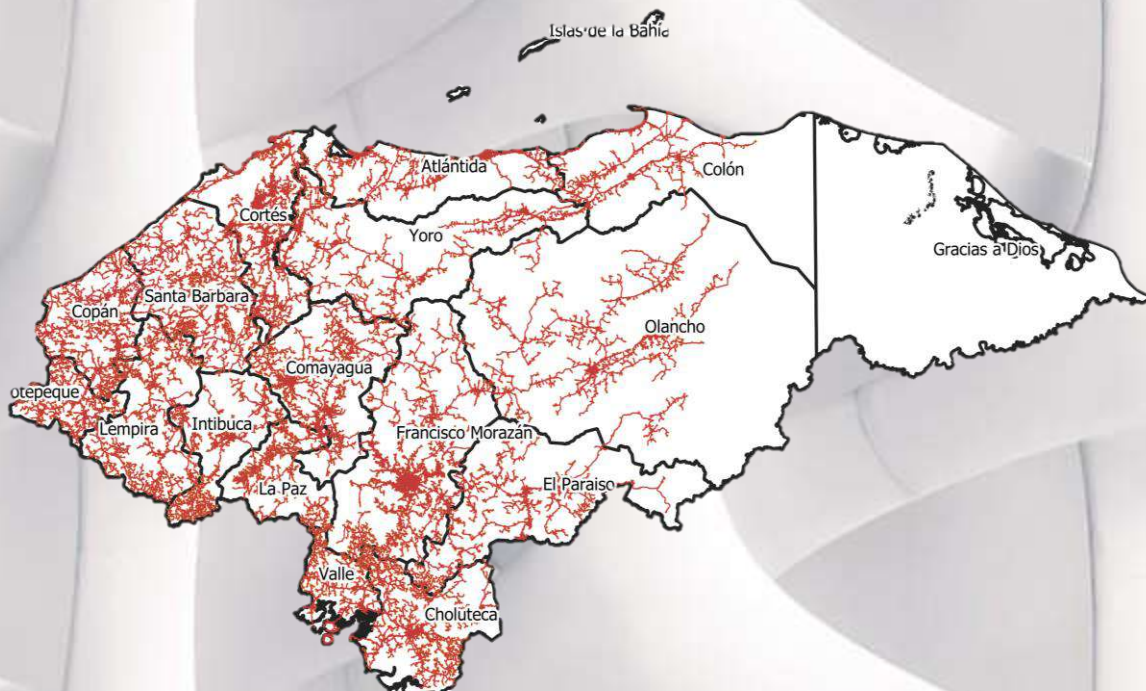
PORCENTAJE HISTÓRICO DE COBERTURA ELÉCTRICA



Gráfica 50 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica 1999-2020

En el gráfico anterior se observa la tendencia creciente del índice de cobertura eléctrica en Honduras desde el año 1999 hasta el año 2020. El índice de cobertura eléctrica 2020 es de 85.02%, con respecto a la población urbana el ICE es de 95.24% y en el sector rural es de 71.62%.

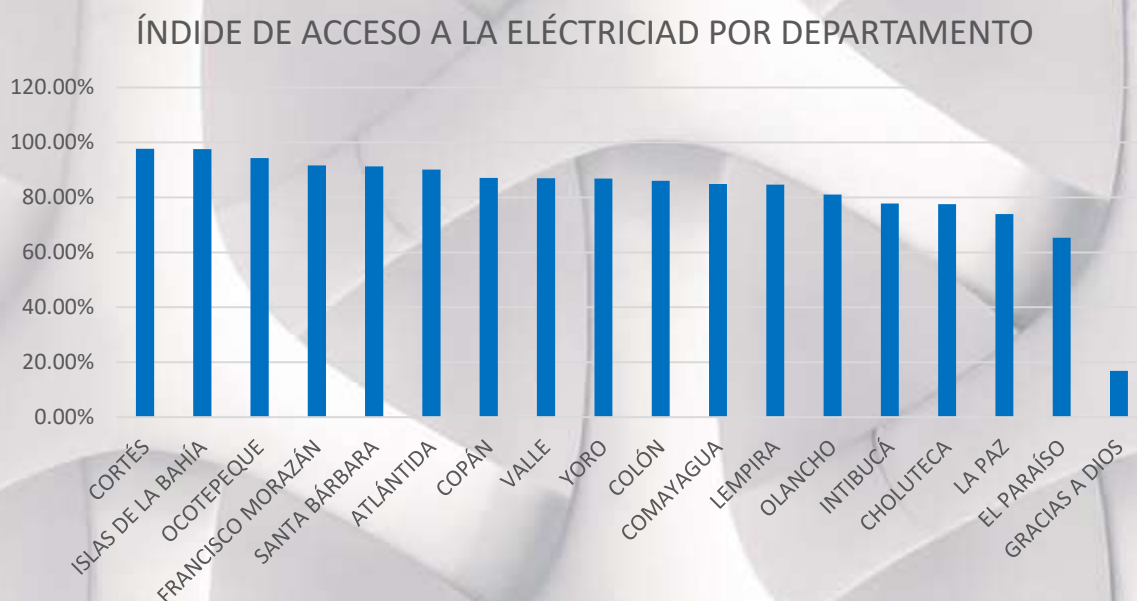
A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de la red de distribución de media tensión de la ENEE a 2018.



Gráfica 51 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica

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 como por sistemas aislados desconectados de la red, el índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2020 es de 86.97% en todo el país.



Gráfica 52 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2020

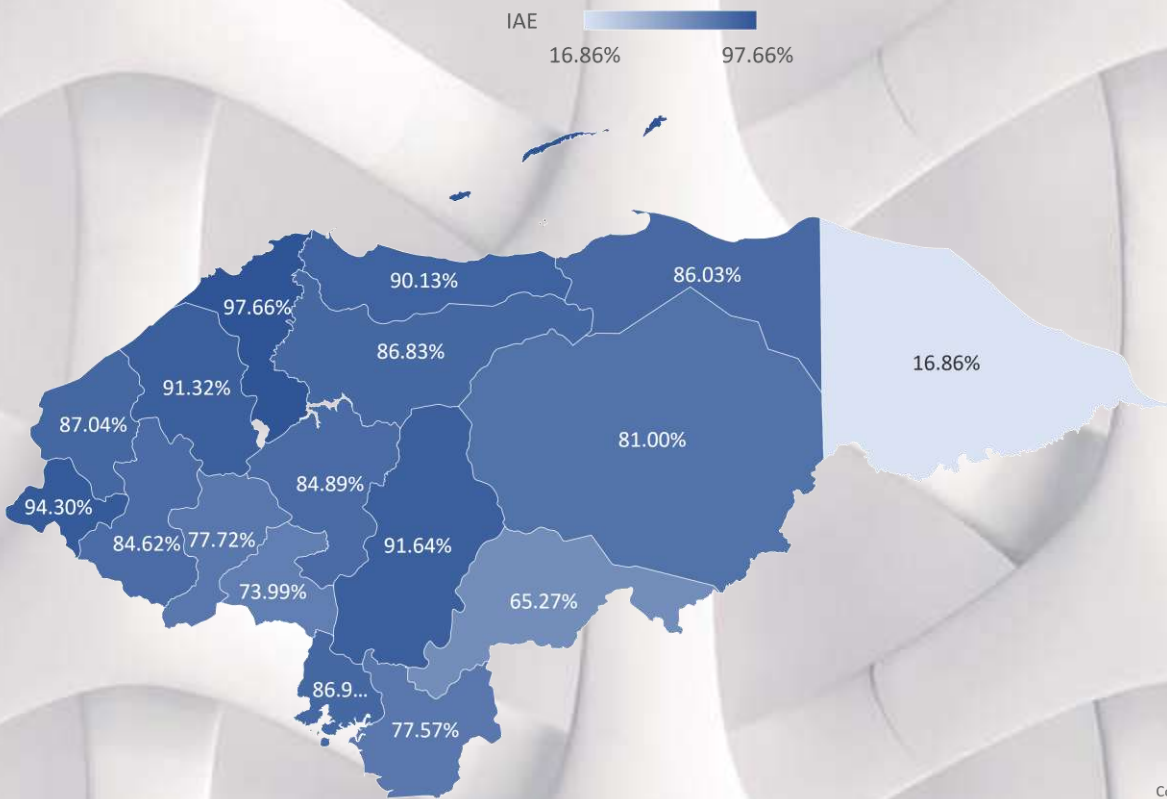
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

A diferencia del índice de cobertura eléctrica en este caso el departamento de Cortés se encuentra en el primer lugar con un 97.66% de IAE, seguido de Islas de la Bahía y Ocotepeque con 97.52% y 94.30% respectivamente, El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 16.86%.

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 2020, los departamentos con color más oscuro representan los que tienen mayor índice de cobertura eléctrica.

Se puede ver en el mapa que el departamento con menor índice de acceso a la electricidad es Gracias Dios con 16.86% seguido por El Paraíso con 65.27%, el departamento con el mayor porcentaje de IAE son Cortés e Islas de la Bahía con 97.66% y 97.52% respectivamente.



Con tecnología de Bing
© Microsoft, TomTom

Ilustración 16 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2020



CAPÍTULO 9 TARIFAS ELÉCTRICAS



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



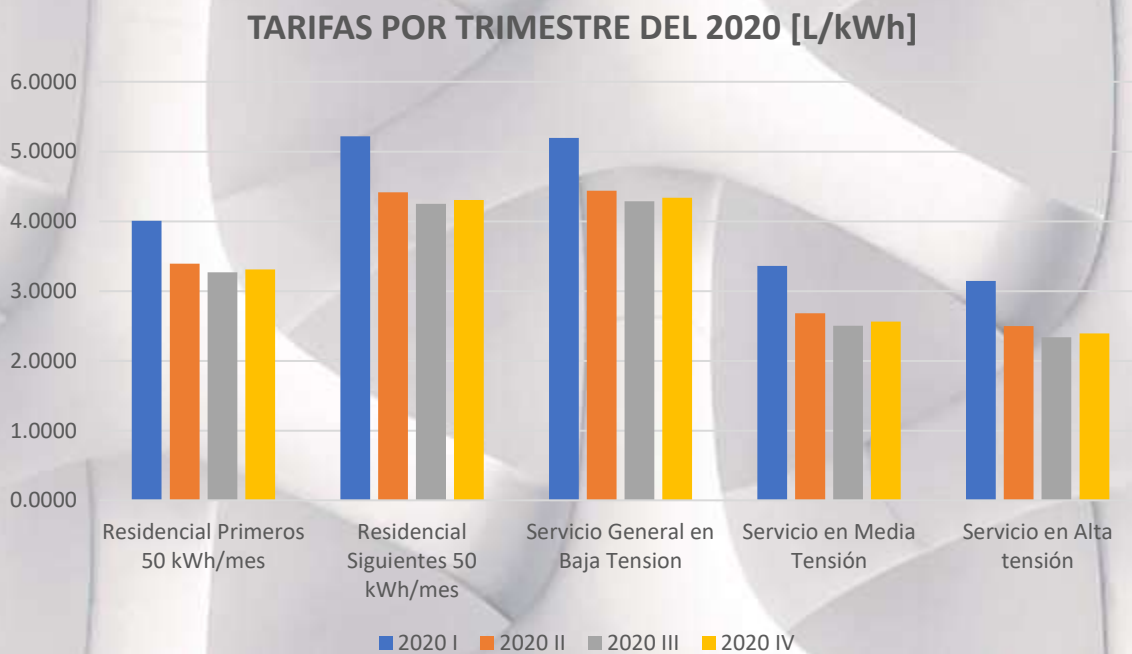
En el año 2016 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) hizo público El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (Eléctrica C. R., Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, 2016) definiendo una nueva estructura tarifaria basada en el nivel de tensión al cual se conecta un cliente regulado. Anterior a esta estructura 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 dicha estructura fue remplazada.

A continuación, se muestra la estructura tarifaria vigente en Honduras desde 2016 basada en cuatro clasificaciones; servicio residencial en baja tensión, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. Los clientes que se encuentra en el servicio general de baja tensión son los denominados clientes comerciales, en el servicio de media y alta tensión están los clientes Industriales, más adelante en este informe se hará una clasificación de Industrial C e Industriales D.

9.1 PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2020

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 a lo largo del tiempo.

A continuación, se muestra una gráfica con los precios de la energía eléctrica para cada tipo de usuario regulado, así como la tarifa de alumbrado público para cada trimestre de 2020



Gráfica 53 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2020

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

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

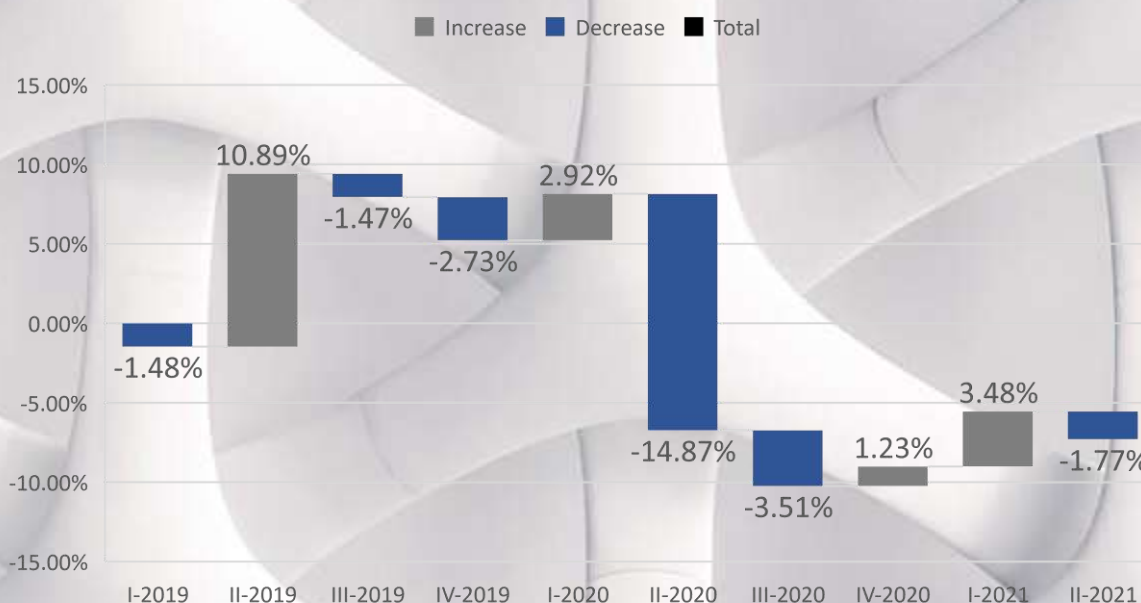
Año	2020	2020	2020	2020
Trimestre	I	II	III	IV
Residencial Primeros 50 kWh/mes	4.0088	3.3926	3.2679	3.3096
Residencial Siguintes 50 kWh/mes	5.2164	4.4147	4.2524	4.3066
Servicio General en Baja tensión	5.1945	4.4366	4.2868	4.3388
Servicio en Media Tensión	3.3617	2.6824	2.5040	2.5619
Servicio en Alta tensión	3.1463	2.4985	2.3356	2.3924

Tabla 10 - Tarifas trimestres del 2020 [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

El 2020 se cerró con las siguientes tarifas; Residencial primeros 50 kWh/mes (3.3096 L/kWh), Residencial siguientes 50 kWh/mes (4.3066 L/kWh), servicio general en baja tensión (4.3388 L/kWh), servicio en media tensión (2.5619 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.3924 L/kWh). En la siguiente gráfica se presenta la variación histórica promedio de las tarifas por trimestre de cada año.

VARIACIÓN PORCENTUAL DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS



Gráfica 54 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2020.

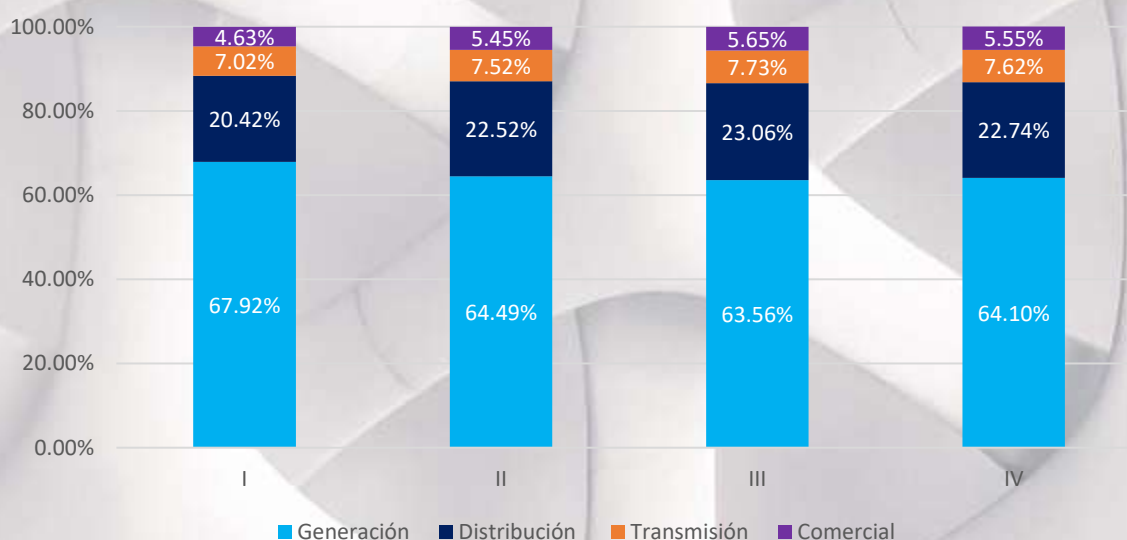
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

La tarifa eléctrica se constituye de varios costos atribuidos a la generación, transmisión, distribución y a la gestión comercial, sin embargo, el precio de la tarifa eléctrica se ve afectado por factores externos como los precios de los derivados del petróleo, deslizamiento del Lempira frente al dólar así como las estimaciones realizadas por el ODS de los costos 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 2020⁹.

⁹ (Eléctrica C. R., CREE, s.f.)

COMPONENTES DEL COSTO DE LA TARIFA POR TRIMESTRE 2020



Gráfica 55 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2020

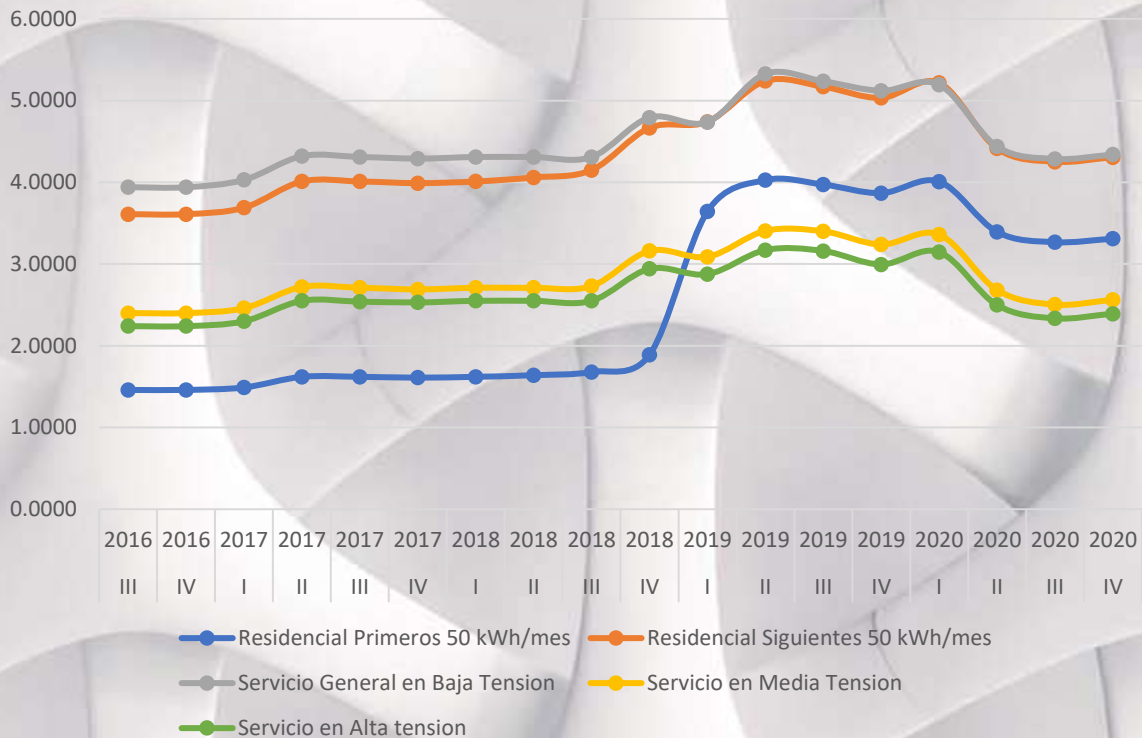
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar que entre un 60 - 70% del precio final de la factura se debe a costos de generación y aproximadamente el 20 % 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 Comisión Reguladora de Energía Eléctrica 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 que se verán 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.

HISTÓRICO DE TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA [L/kWh]



Gráfica 56 - Histórico de precios de la energía eléctrica

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar el comportamiento histórico desde 2016 hasta el último trimestre de 2020 del pliego tarifario emitido por la CREE. Históricamente la tarifa para 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 la variación fue más pequeña pasando de 4.670 L/kWh a 4.740 L/kWh.

A partir del segundo trimestre del 2020 se presentaron disminuciones en los precios de todas las tarifas eléctricas, 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.



CAPÍTULO 10 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

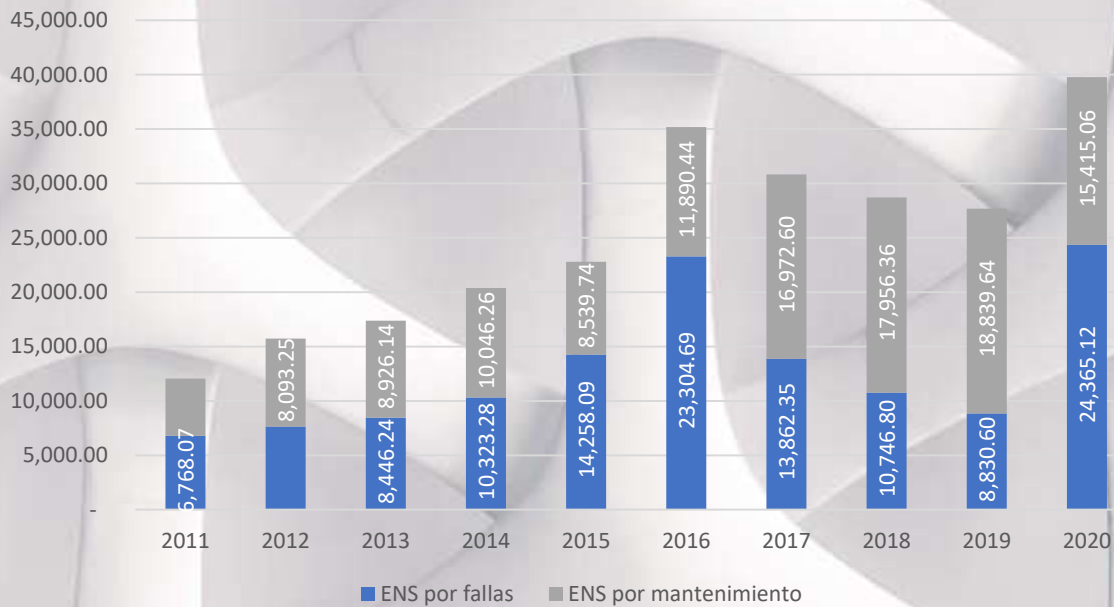


GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



El comportamiento histórico de la energía eléctrica no suministrada se debía principalmente a fallas del sistema y en segundo lugar a cortes por mantenimiento, a partir del 2016 la mayor parte de la energía no suministrada se debía a cortes mantenimiento, sin embargo, en el año 2020 esta tendencia se revirtió y la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a fallas. En 2020 la energía total no suministrada aumento con respecto al 2019, se obtuvo un total de 39,780.18 MWh no suministrados entre cortes por mantenimiento y fallas, es importante mencionar que hay otros factores que provocan el no suministro de la energía eléctrica, más adelante se abordará en este capítulo.

HISTÓRICO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA [MWh]



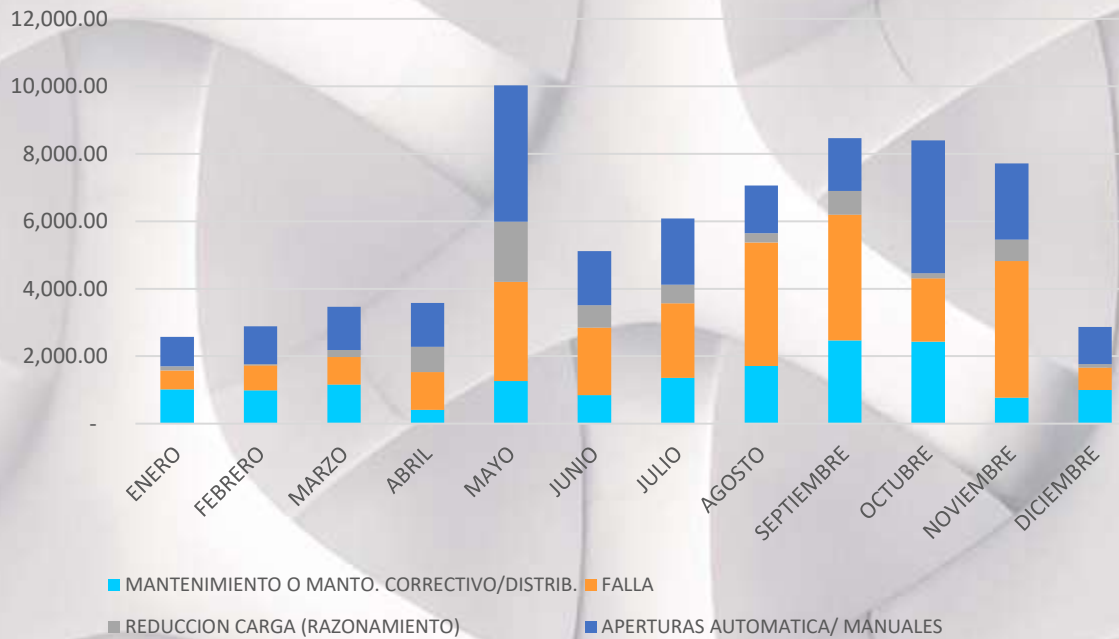
Gráfica 57 - Histórico de energía no suministrada 2011-2020 [MWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

10.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2020

En siguiente gráfica se muestra la energía eléctrica no suministrada desagregada por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales, en el mes de mayo se registró la mayor cantidad de energía eléctrica no suministrada con 10,030.87 MWh.

ENERGÍA MENSUAL NO SUMINISTRADA [MWh] 2020



Gráfica 58 – Energía mensual no suministrada [MWh] 2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Del total de energía eléctrica no suministrada del año 2020 un 22.60% se debe a cortes por mantenimiento, 35.72% a fallas, 8.81% a reducción de carga y 32.88% se debió a aperturas manuales o automáticas.

10.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

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

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

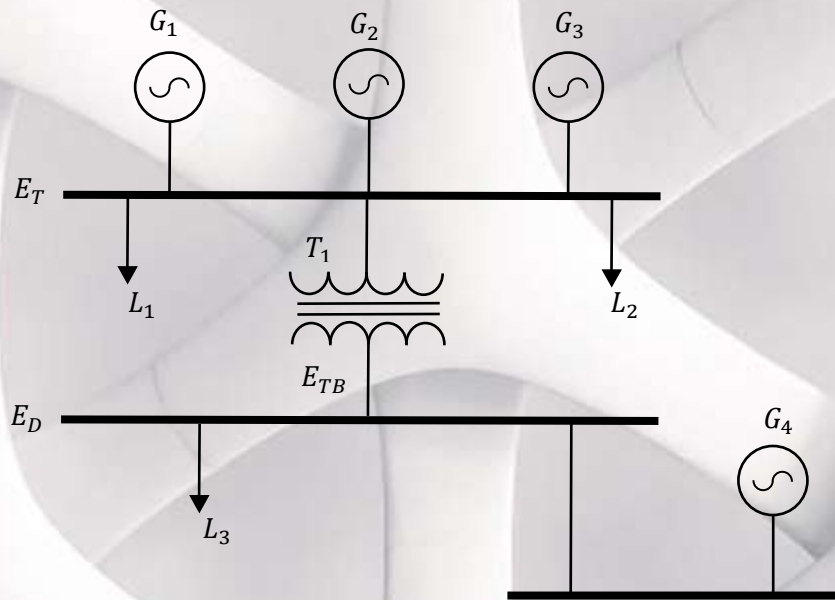


Ilustración 17 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

Donde:

G_1 : Generación ENEE

G_2 : Generación privada no distribuida

G_3 : Generación de autoprodutores

G_4 : Generación distribuida

L_1 : Demanda en alta y media tensión

L_2 : Demanda de autoprodutores

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 autoprodutores correspondiente a L_2 .

E_B : Energía facturada en baja tensión, correspondiente a L_3

E_T : Energía medida en alta y media tensión (transmisión)

E_D : Energía medida en baja tensión (distribución)

E_{TB} : Energía inyectada al sistema de distribución del sistema de alta y media tensión.

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

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

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

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

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

$$P_D = 1 - E_B/E_D$$

En el sistema de transmisión, idealmente la suma de la energía facturada en alta y media tensión E_{AM} , la energía inyectada hacia el sistema de distribución E_{TB} y Energía facturada por autoprodutores 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 perdidas 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, al hurto 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 marzo de 2021. Se puede observar que desde el año 2017 ocurrió una reducción de pérdidas eléctricas pasando de 33.38% a 27.11% en febrero de 2018, a partir de ese mes (febrero de 2018) se presentó un crecimiento en las pérdidas

eléctricas, para diciembre del 2020 el porcentaje de pérdidas eléctricas fue de 35.37%.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 59 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas 2015-2020

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 2015 hasta el 2020, 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-15	31.45%	0.00%	ene-18	27.32%	0.10%
feb-15	31.27%	-0.57%	feb-18	27.11%	-0.79%
mar-15	31.41%	0.45%	mar-18	27.57%	1.70%
abr-15	31.40%	-0.03%	abr-18	27.74%	0.61%
may-15	31.93%	1.69%	may-18	27.79%	0.21%
jun-15	31.90%	-0.09%	jun-18	28.27%	1.71%
jul-15	31.81%	-0.28%	jul-18	29.37%	3.90%
ago-15	32.13%	1.01%	ago-18	28.42%	-3.25%
sep-15	32.24%	0.34%	sep-18	28.07%	-1.21%
oct-15	32.37%	0.40%	oct-18	28.08%	0.04%
nov-15	32.69%	0.99%	nov-18	28.00%	-0.29%
dic-15	33.06%	1.13%	dic-18	28.75%	2.68%
ene-16	32.86%	-0.60%	ene-19	28.95%	0.68%
feb-16	32.92%	0.18%	feb-19	29.20%	0.88%
mar-16	33.12%	0.61%	mar-19	28.86%	-1.16%
abr-16	33.38%	0.79%	abr-19	29.15%	1.00%
may-16	32.79%	-1.77%	may-19	29.49%	1.16%
jun-16	33.11%	0.98%	jun-19	29.69%	0.67%
jul-16	32.79%	-0.97%	jul-19	29.58%	-0.37%

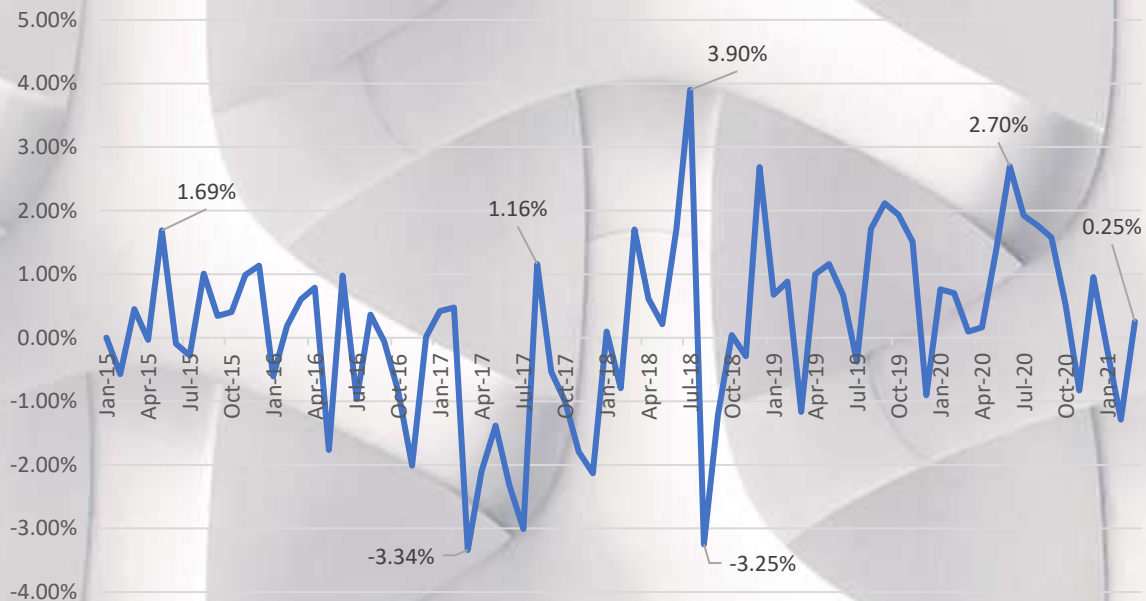
ago-16	32.91%	0.37%	ago-19	30.08%	1.71%
sep-16	32.89%	-0.06%	sep-19	30.72%	2.11%
oct-16	32.61%	-0.85%	oct-19	31.31%	1.94%
nov-16	31.95%	-2.01%	nov-19	31.79%	1.51%
dic-16	31.96%	0.02%	dic-19	31.50%	-0.91%
ene-17	32.09%	0.42%	ene-20	31.74%	0.76%
feb-17	32.25%	0.48%	feb-20	31.96%	0.70%
mar-17	31.17%	-3.34%	mar-20	31.99%	0.10%
abr-17	30.51%	-2.10%	abr-20	32.05%	0.16%
may-17	30.09%	-1.38%	may-20	32.48%	1.37%
jun-17	29.40%	-2.32%	jun-20	33.36%	2.70%
jul-17	28.51%	-3.01%	jul-20	34.00%	1.92%
ago-17	28.84%	1.16%	ago-20	34.60%	1.76%
sep-17	28.69%	-0.54%	sep-20	35.15%	1.58%
oct-17	28.40%	-1.00%	oct-20	35.33%	0.53%
nov-17	27.89%	-1.79%	nov-20	35.04%	-0.83%
dic-17	27.30%	-2.13%	dic-20	35.37%	0.95%

Tabla 11 - Histórico de pérdidas eléctricas (2015-2020)

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de variación de las pérdidas eléctricas, se puede observar que a partir de abril de 2018 el porcentaje de pérdidas se incrementó al mes siguiente en un 17.14%.

PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 60 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

CAPÍTULO 11 INTERCONEXIONES

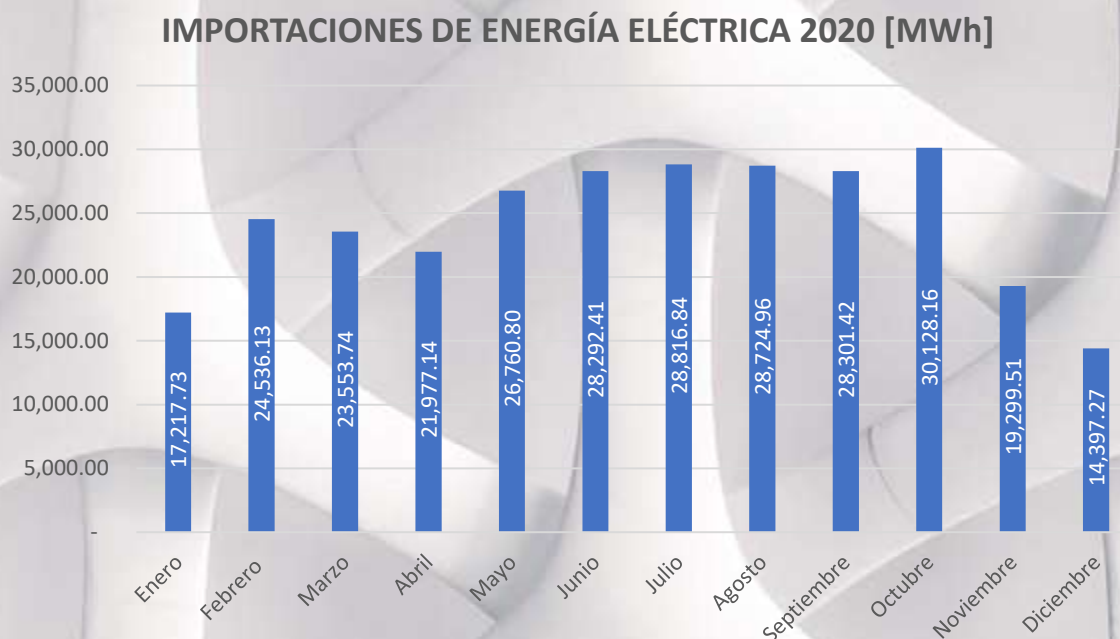


GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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 para cada mes del 2020 en MWh, en este año Honduras no exportó energía eléctrica.



Gráfica 61 - Energía mensual exportada e importada en 2020 [MWh]

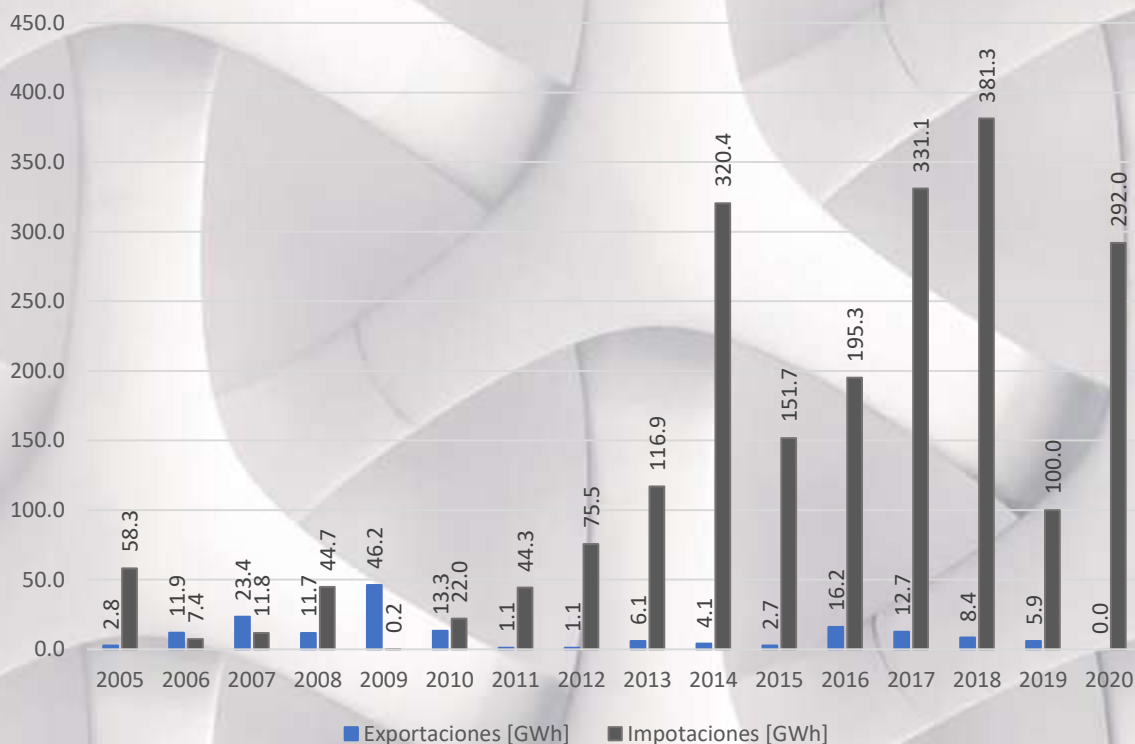
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

11.1 HISTÓRICO DE TRANSACCIONES 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.

La siguiente gráfica muestra un histórico anual de todas transacciones realizadas por Honduras en el MER desde el 2005 hasta 2020, se puede observar que históricamente Honduras ha sido un país mayoritariamente importador de energía eléctrica, en el 2020 Honduras compró 292.0 GWh lo que representa 2.92 veces más energía que el 2019.

HISTÓRICO DE COMPRAS Y VENTAS EN EL MER [GWh]



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

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

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, estos organismos son el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), se define al EPR para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC).

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

El costo de esta infraestructura de transmisión, incluyendo la previsión en torres para un segundo circuito futuro, se ha estimado en cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$494,000,000.00), costo que se considera bajo para una infraestructura lineal de

aproximadamente 1,800 km que tuvo que afectar con su trazado continuo a cerca de 8,000 propietarios de terrenos, resolviendo e integrando las diversas tecnologías de las subestaciones de la región y superando múltiples trámites en los seis países. En el siguiente mapa se muestra el primer sistema de transmisión regional, línea SIEPAC.

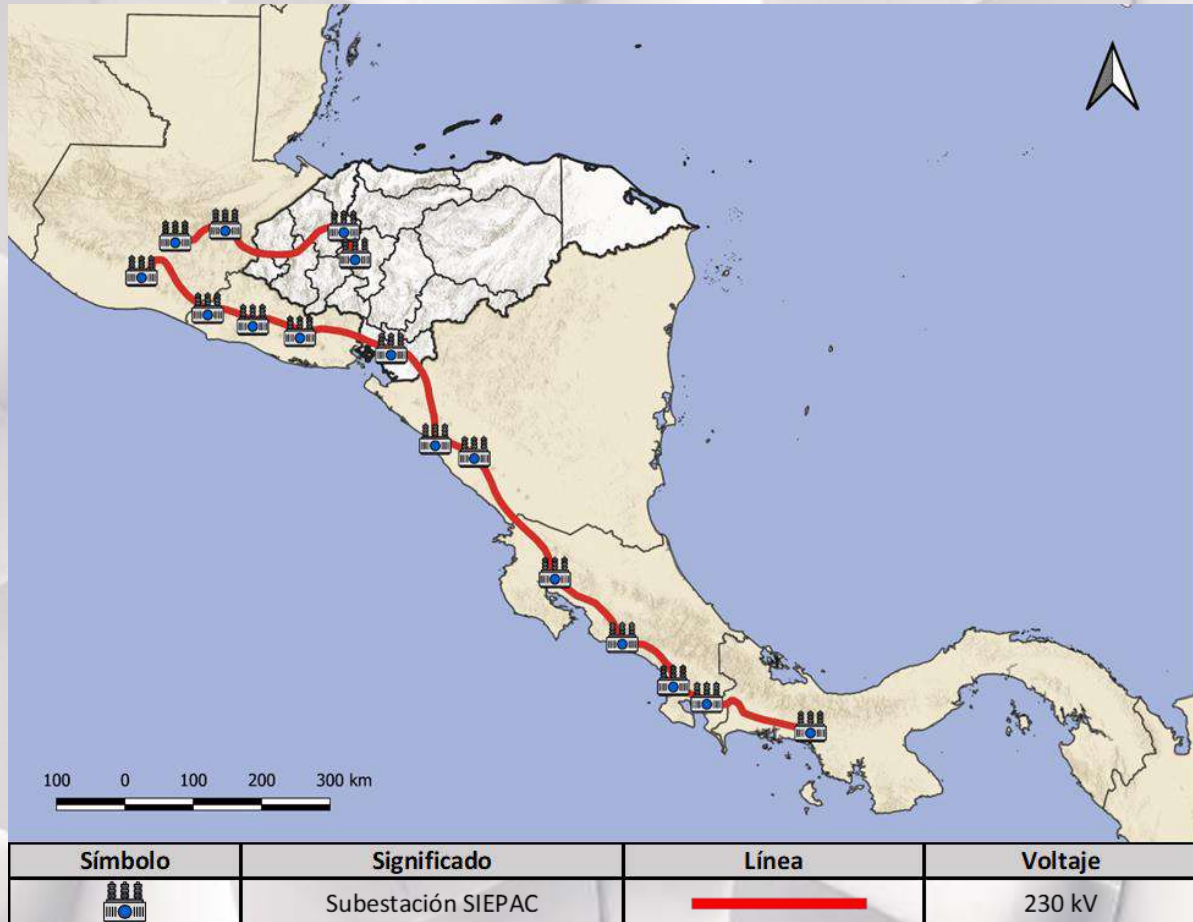


Ilustración 18 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC

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 12 - 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

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 13 - 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 14 - 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.¹⁰

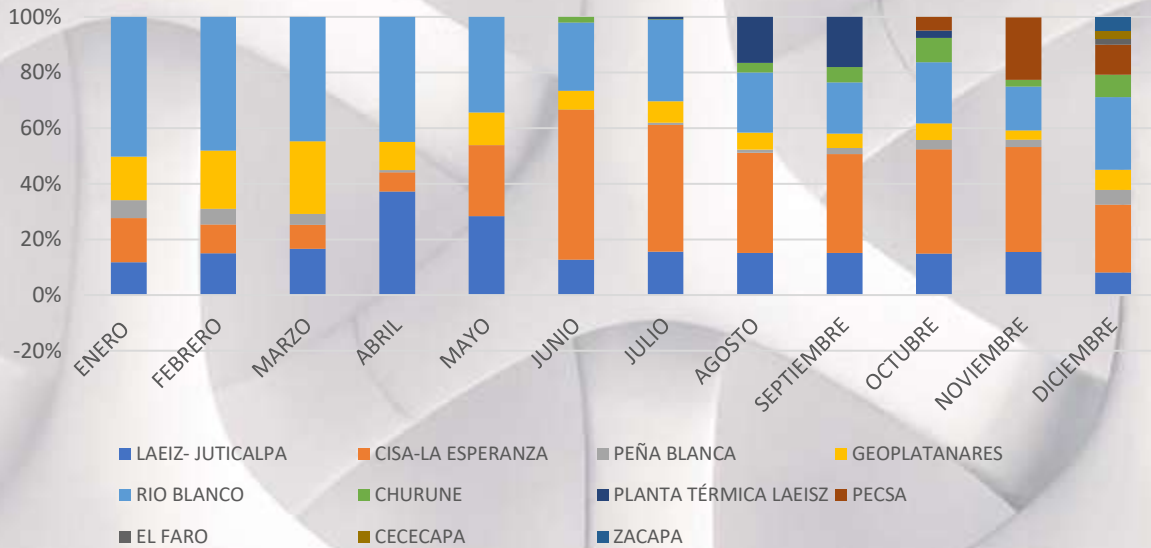
11.4 MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Dentro del mercado de oportunidad nacional en 2020 participaron once centrales de generación, las cuales son LAEIZ-Juticalpa, CISA-La Esperanza, Peña Blanca, Geoplatanares, Río Blanco, El Faro, Churune, Cececapa, Planta Térmica Laeiz, Zacapa y Pecsá, a continuación, se muestra el porcentaje de participación que tuvieron en el año 2020¹¹.

¹⁰ (Ente Operador Regional, Junio 2020)

¹¹ (Operador del Sistema, 2020)

PARTICIPACIÓN DE LAS PLANTAS GENERADORAS EN EL MON

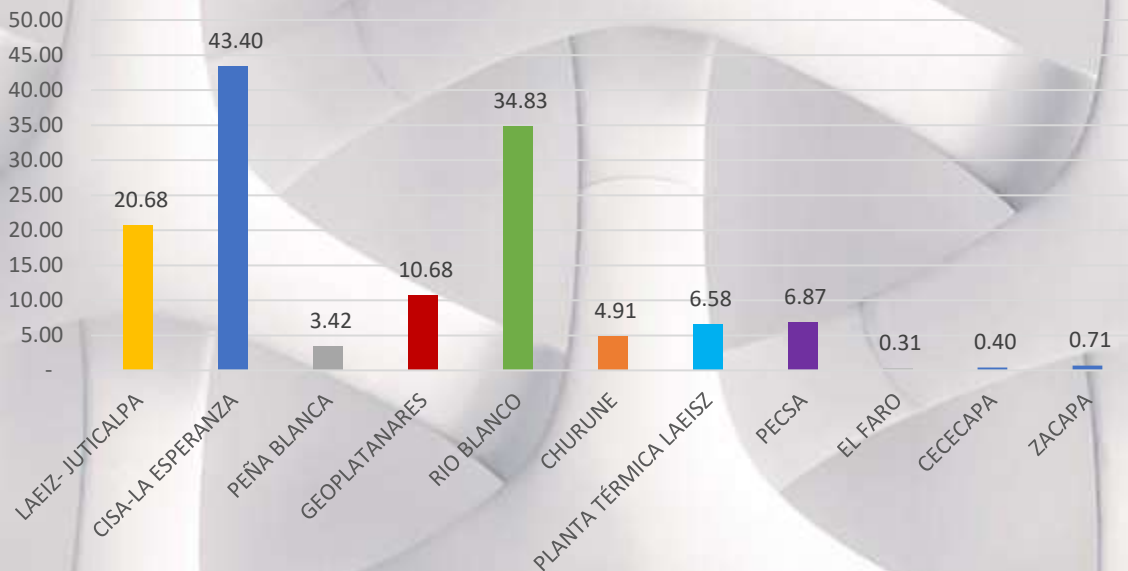


Gráfica 62 - Participación de plantas generadoras en el Mercado de Oportunidad Nacional 2020

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La planta que mayor porcentaje de participación tuvo en cada mes fue CISA-La Esperanza, seguida de Río Blanco, el 2020 en total se vendieron 132.79 GWh. En la siguiente gráfica se presenta la energía eléctrica vendida total a final de año para cada planta en el Mercado de Oportunidad Nacional.

TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MEN [GWh]



Gráfica 63 – Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2020 [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)



CAPÍTULO 12 GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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 - Utila Power Company en Utila. En el departamento de Gracias a Dios se encuentra INELEM - Inversiones Eléctricas de La Mosquitia, 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 desde el año 2015 al 2018.

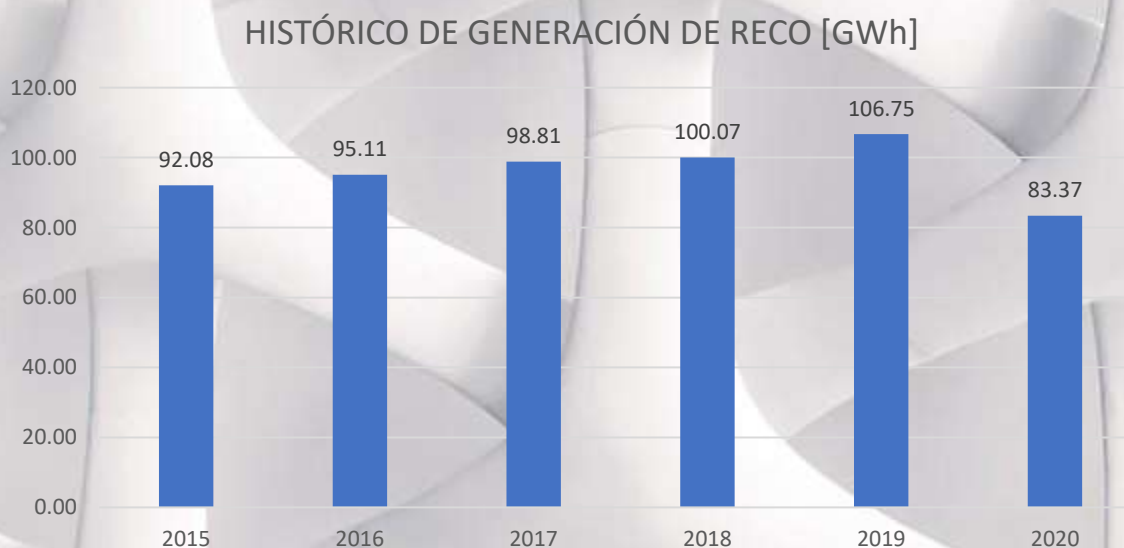
POTENCIA INSTALADA				
TIPO DE PLANTA	2015 [MW]	2016 [MW]	2017 [MW]	2018 [MW]
Planta LPG			28.00	28.00
Planta Diesel	16.00	16.00	16.00	12.70
TOTAL	16.00	16.00	44.00	40.70

Tabla 15 - Potencia instalada [MW] de RECO

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En la tabla anterior se puede observar que esta distribuidora solamente tiene generación a base de plantas térmicas de Gas Licuado de Petróleo (LPG) y Diesel. Inicialmente la distribuidora solo contaba con plantas de motores Diesel, pero a partir de 2017 han incluido plantas de LPG en su parque de potencia instalada sumando 40.70 MW en total hasta 2018.

12.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO



Gráfica 64 - Histórico de generación de RECO 2015-2020[GWh]

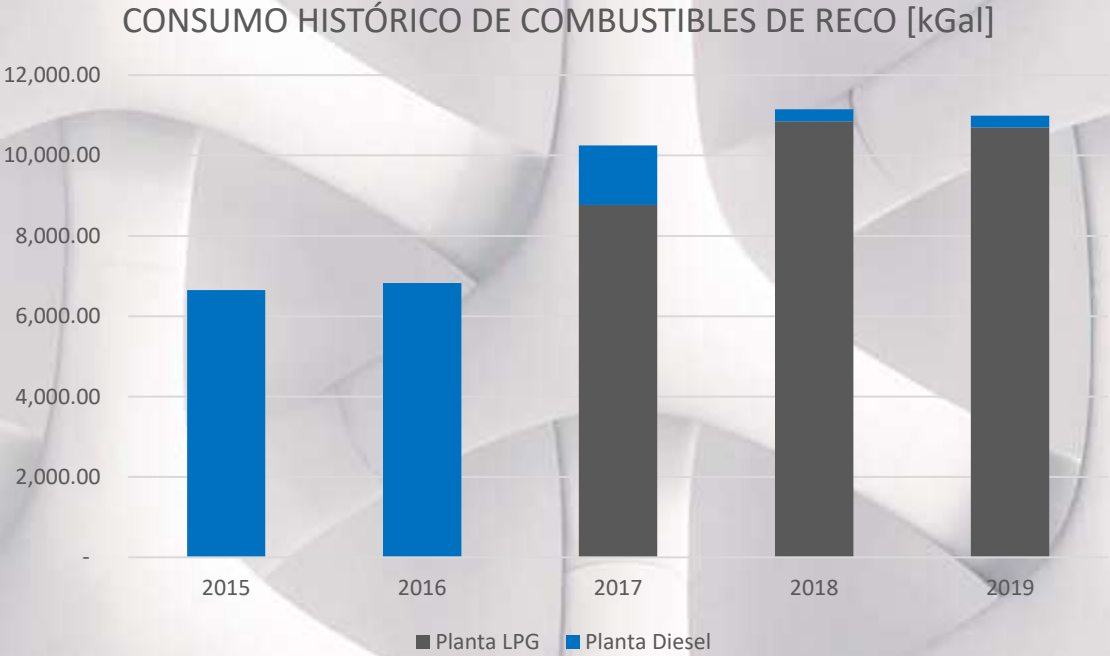
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En la gráfica anterior se muestra el histórico de generación de RECO, es importante notar que siempre 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 2020 la generación por parte de RECO fue menor con respecto al 2019 llegando a 83.37 GWh. Cuentan con un número de 17,906 clientes conectados a su red de distribución hasta diciembre de 2020.

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 3.9 MW en 2018 teniendo una demanda máxima en 2018 de 3.10MW.

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 Diesel, 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 (Datos hasta 2019).

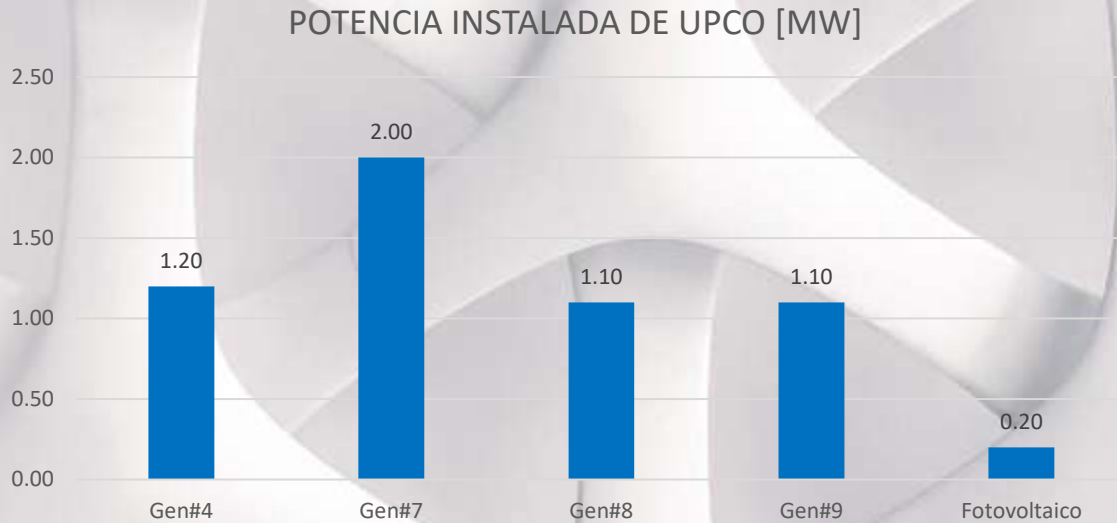


Gráfica 65 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.2 UTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO

En la isla de Utila la compañía distribuidora es UPCO (Utila Power Company), a continuación, se muestran los datos de potencia instalada para el año 2019.

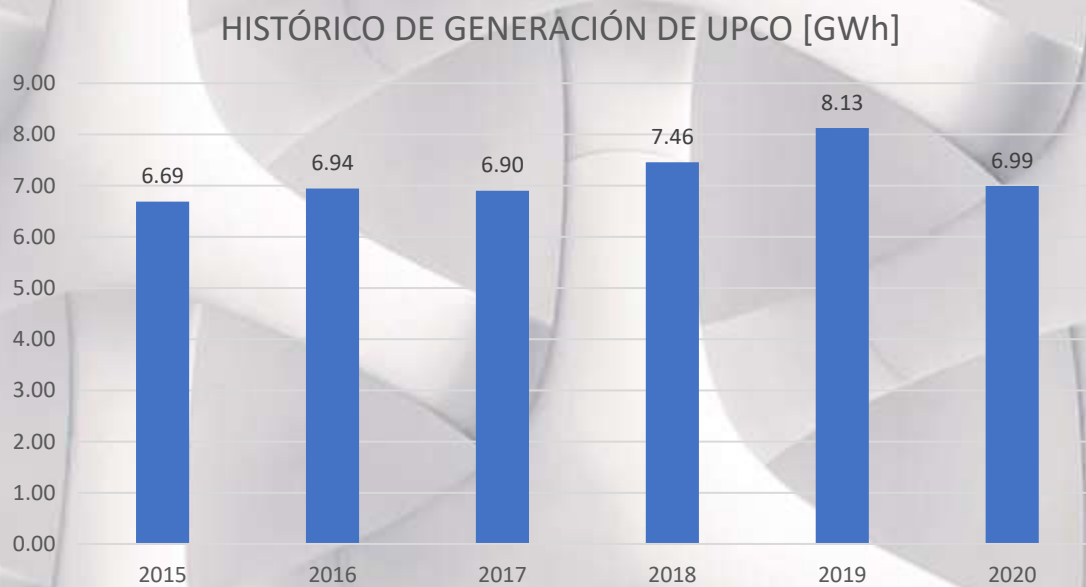


Gráfica 66 - Potencia instalada de UPCO 2019 [MW]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.2.1 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 Utila. La demanda eléctrica de UPCO en 2019 fue de 1.941 MW.

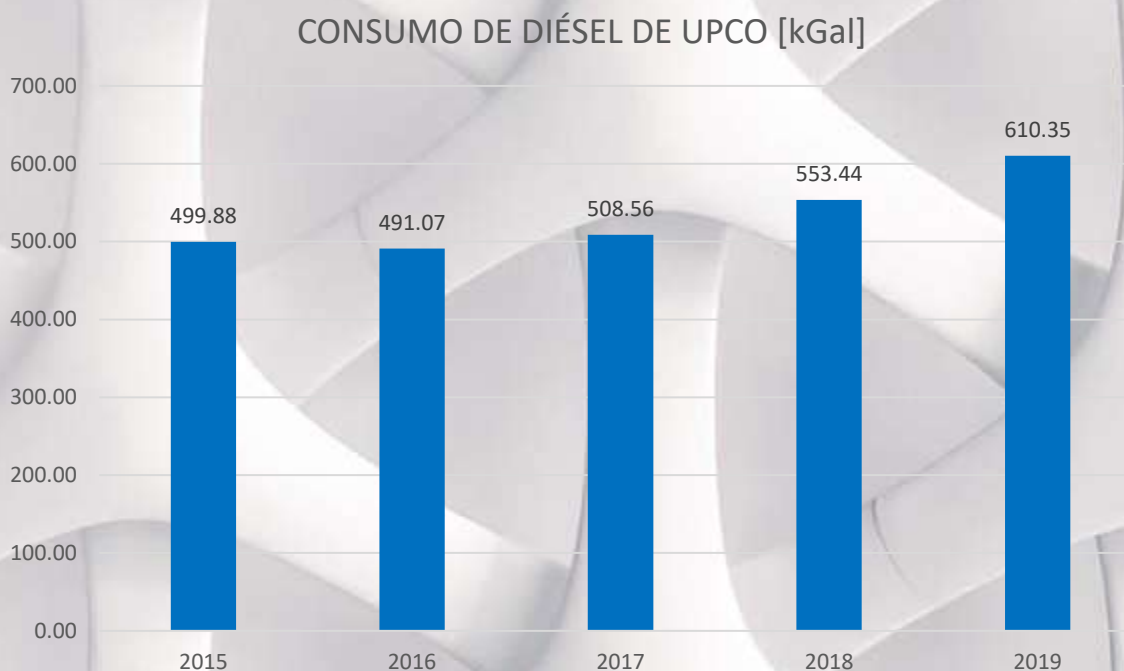


Gráfica 67 - Histórico de generación de UPCO [GWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.2.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

UPCO cuenta con cuatro generadores Diesel, para la generación de energía eléctrica, a continuación, se muestra los valores históricos reportados de combustible consumido por parte de estos generadores (datos hasta 2019), en 2019 cuenta con 2,353 usuarios.



Gráfica 68 - Consumo de Diésel UPCO [kGal]

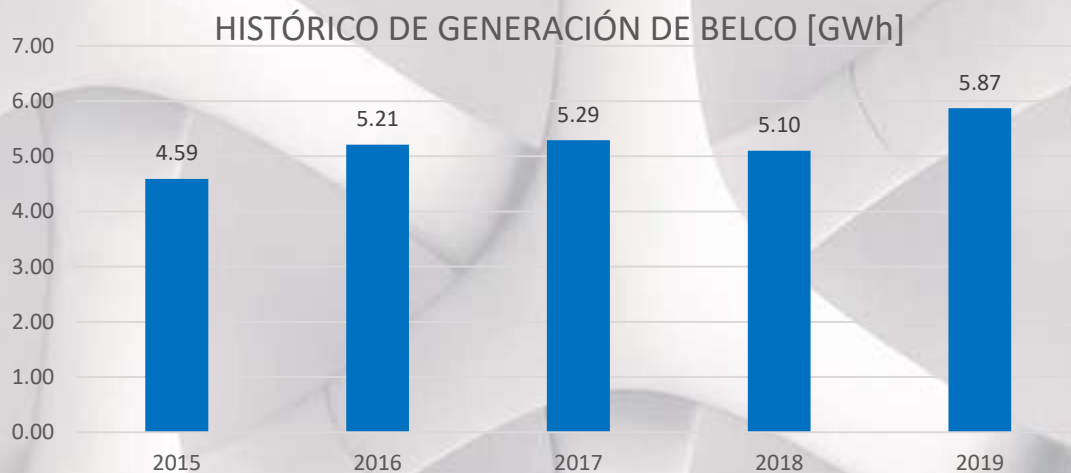
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.3 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 2019. BELCO cuenta con una potencia instalada de 2.350 MW compuesta de plantas térmicas a base de motores Diesel.

12.3.1 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, pero el 2019 tuvo su máxima generación histórica. La demanda máxima registrada por BELCO el 2019 fue de 1,100 kW y cuenta con 1807 clientes conectados a su red de distribución. A continuación, se muestra la generación histórica anual de BELCO.

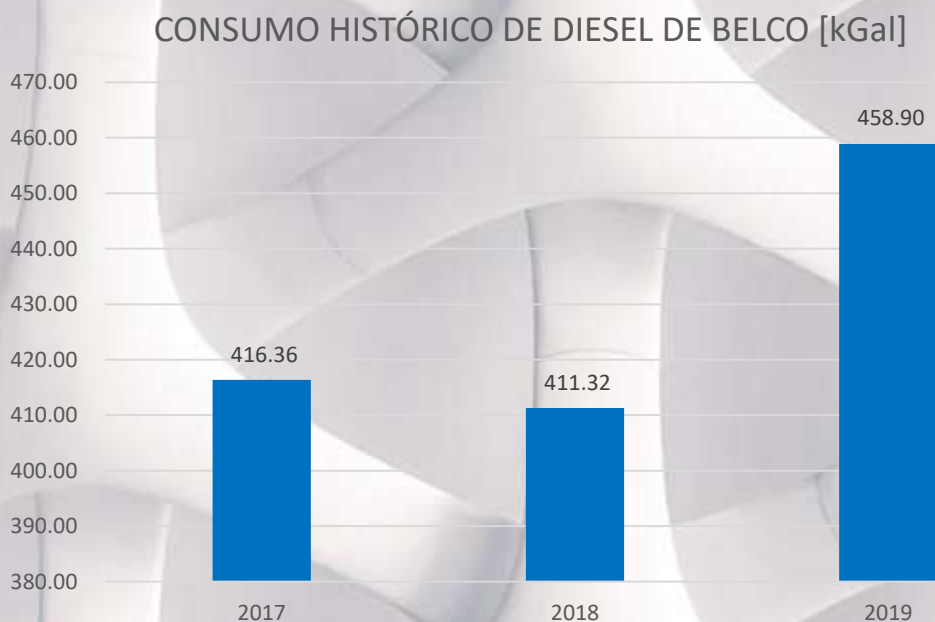


Gráfica 69 - Histórico de generación de BELCO [GWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.3.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El consumo de combustible para la generación de energía eléctrica tuvo un aumento de 47.58 kGal (10.36 %) de combustible Diesel para el año 2019 con respecto al 2018.



Gráfica 70 - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal]

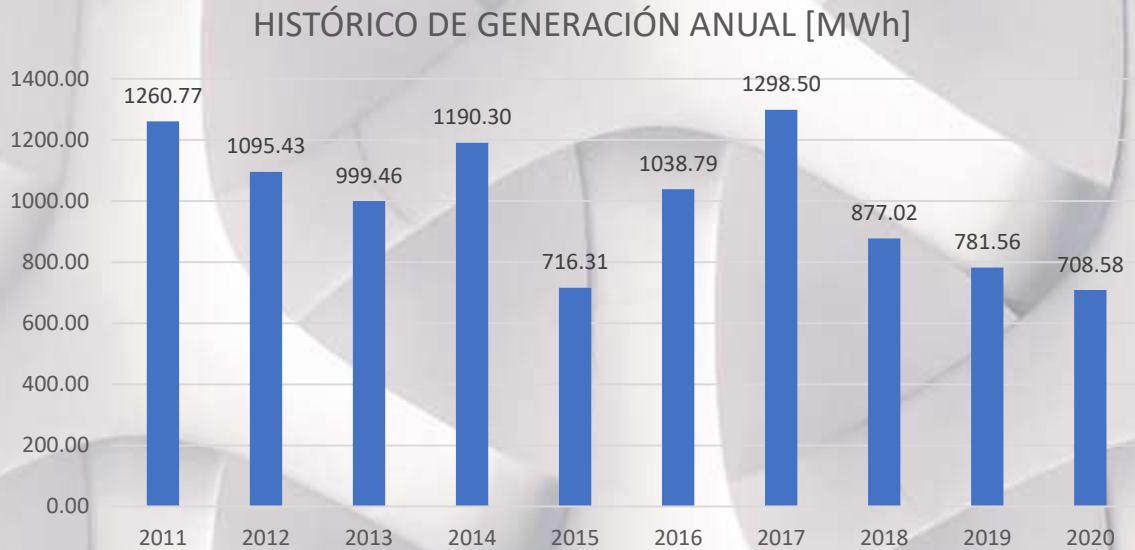
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.4 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, se presentan datos sobre su potencia instalada, energía generada y número de clientes por sector.

12.4.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM

A continuación, se muestra una gráfica con la generación histórica de energía eléctrica de INELEM:

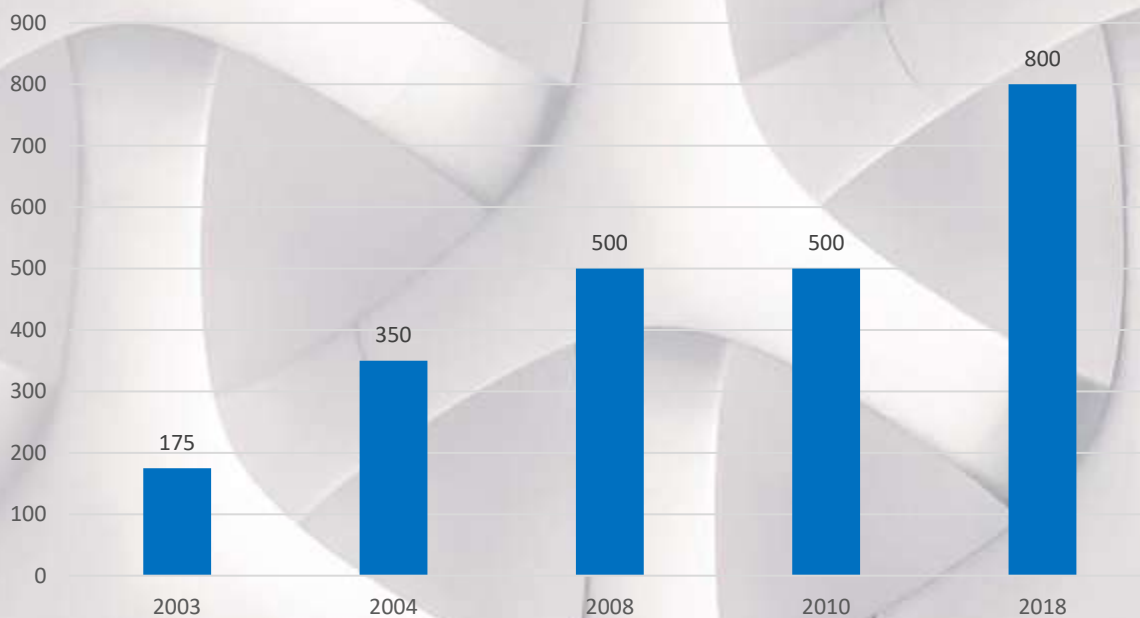


Gráfica 71 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]

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 2000 metros para la red secundaria, a continuación, se muestra un histórico de la potencia instalada de esta empresa desde el año 2003 hasta el 2018.

HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA DE INELEM [kWh]



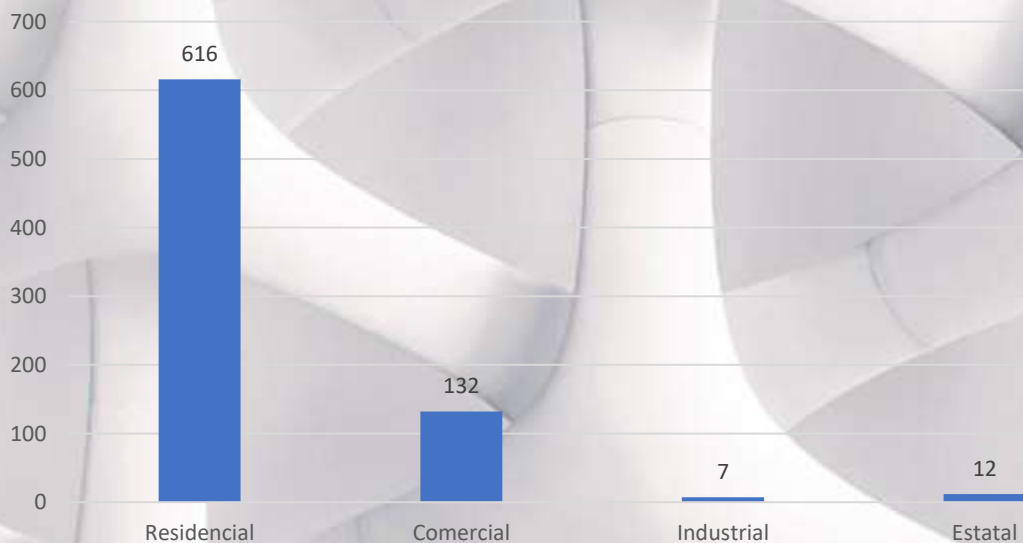
Gráfica 72 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.4.2 USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM

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

CANTIDAD DE USUARIOS POR SECTOR DE INELEM 2020

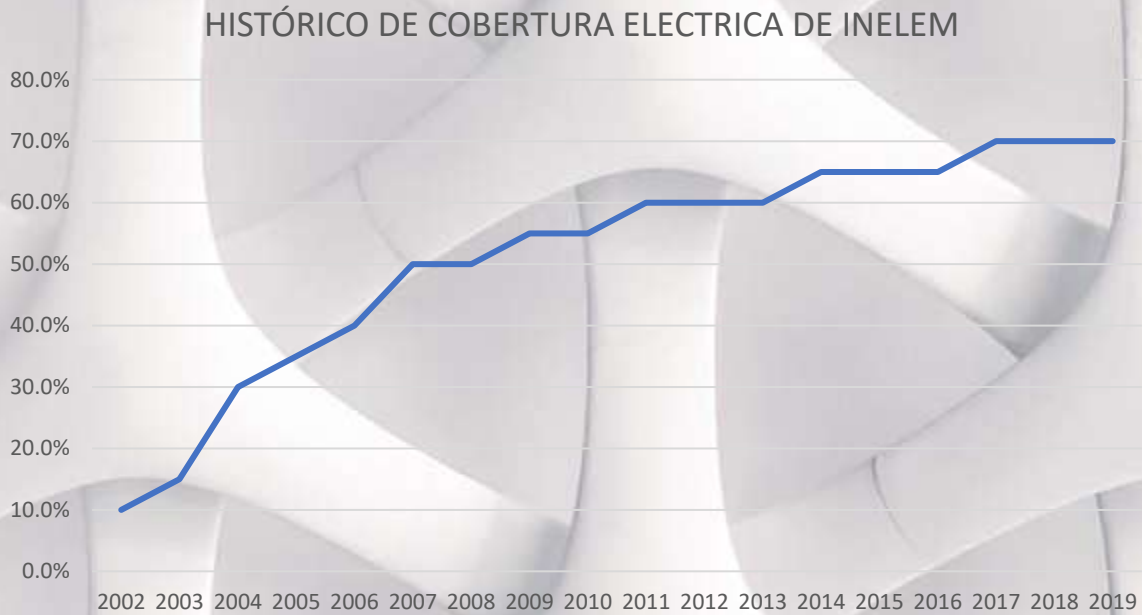


Gráfica 73 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2020

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.4.3 INDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM

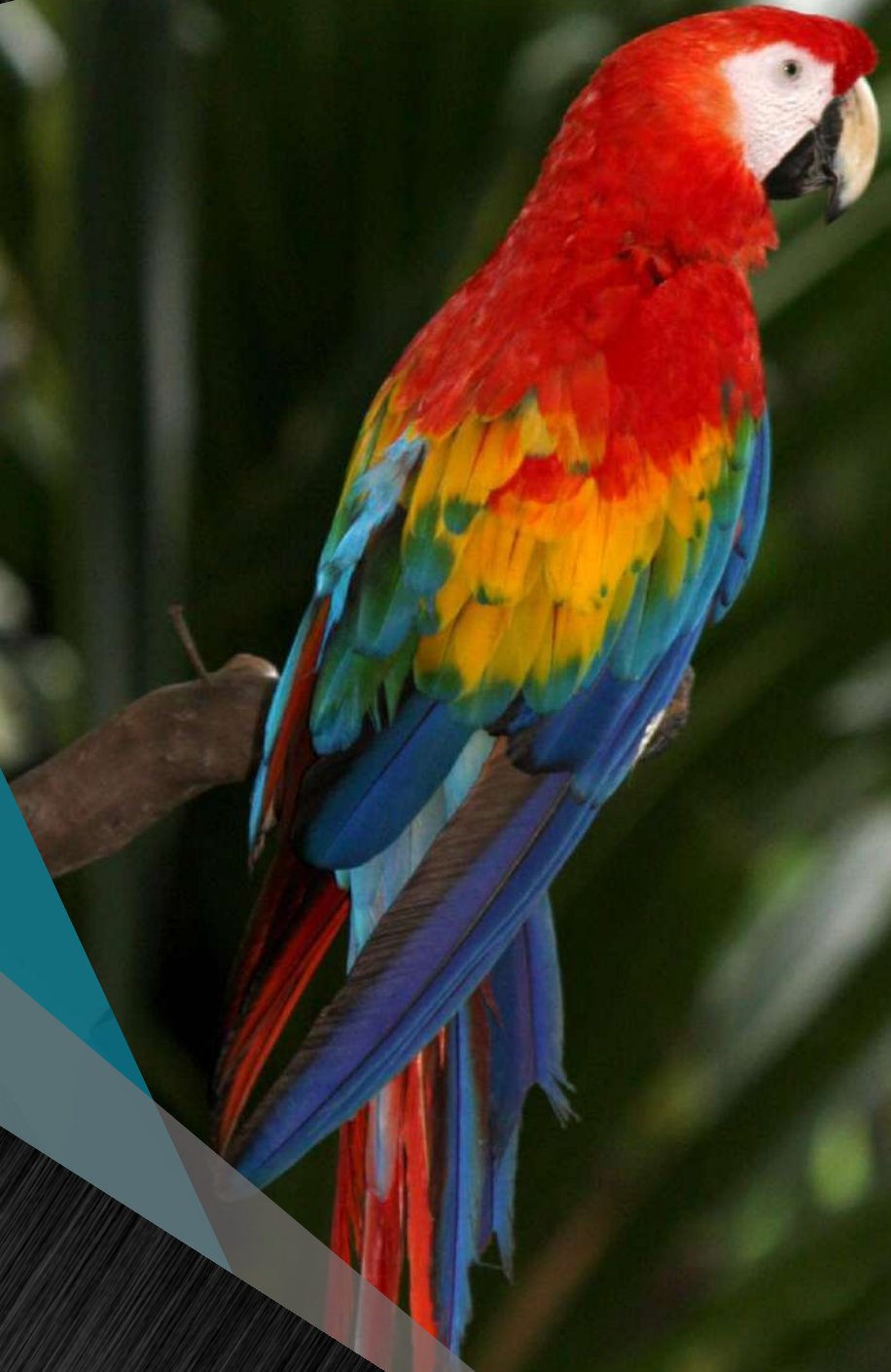
A lo largo de los años el índice de cobertura eléctrica ha tenido una tendencia creciente debido a la ampliación de su red de distribución, en el siguiente gráfico se presenta la índice cobertura histórico de Puerto Lempira desde el año 2002 hasta 2019.



Gráfica 74 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2019

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

CAPÍTULO 13 PROYECTOS DESCONECTADOS DE LA RED DEL SIN



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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 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 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)

Energising 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 las mancomunidades que comprenden 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)

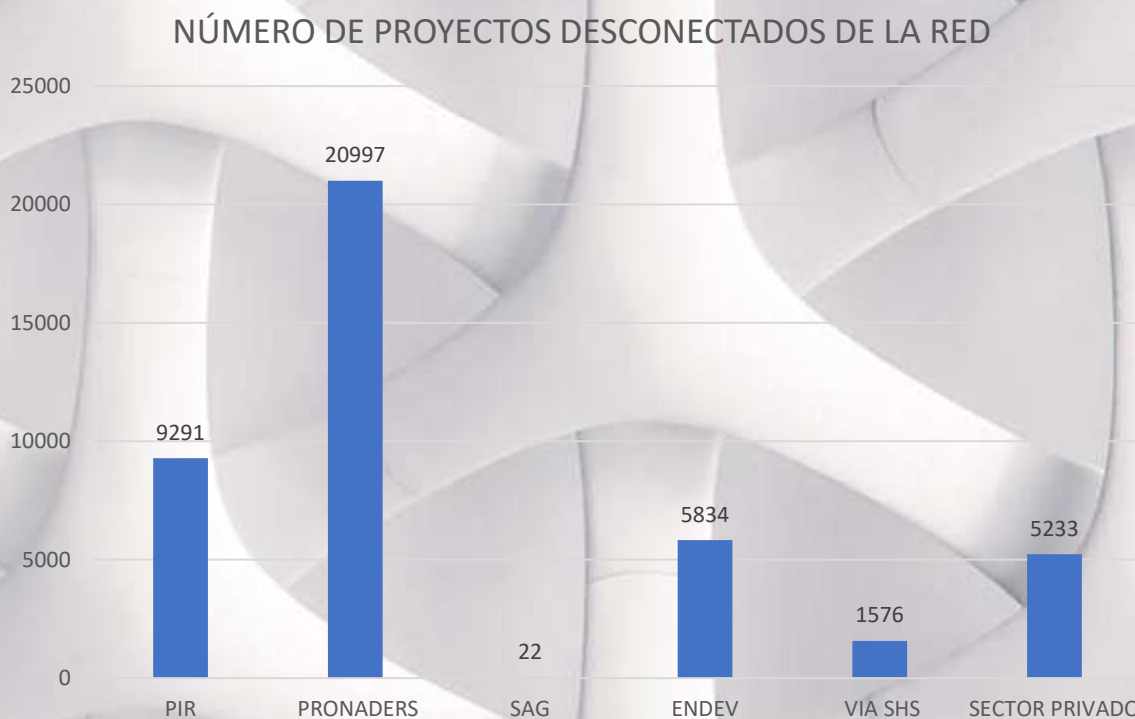
Es un programa de sostenibilidad implementado a partir del año 2000 por la Secretaría de

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 75 – Número de proyectos desconectados de la red

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

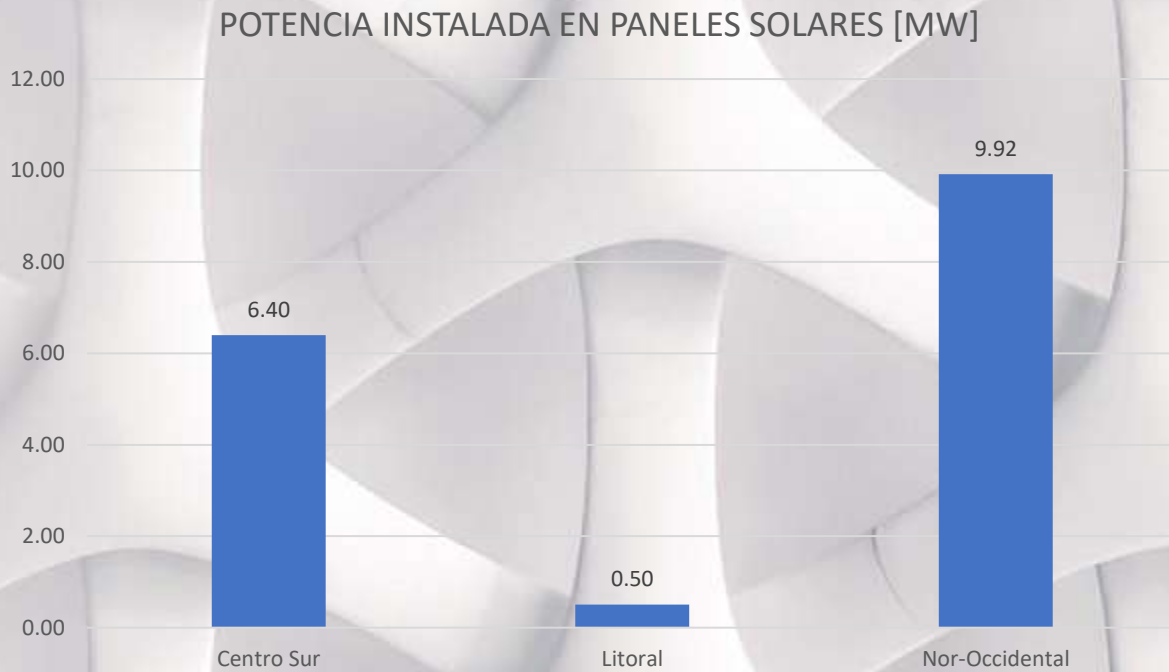
EnDev también cuenta con proyectos acceso a la electricidad a través de pequeñas centrales hidroeléctricas, beneficiando en 2020 a 990 viviendas con este servicio.

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, algunas de las empresas

que tuvieron participación en estos proyectos fueron PROSOL, Soluz, Solaris, Cadelga y ENERSOL.

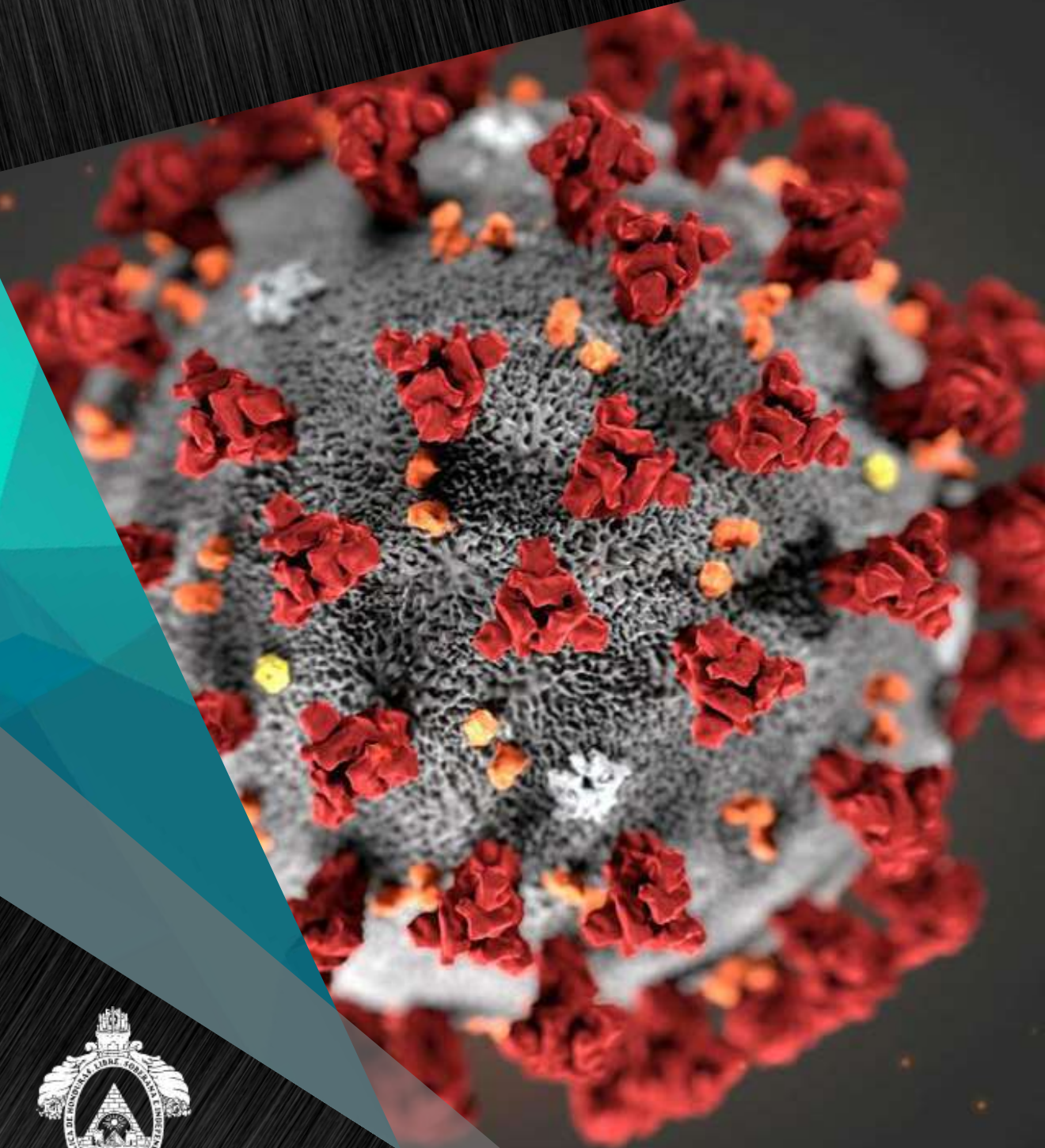
A continuación, se muestra una gráfica con la potencia instalada para generación distribuida por medio de paneles solares fotovoltaicos en cada una de las regiones del país.



Gráfica 76 – Potencia instalada por región del para generación distribuida [MW]

Fuente: Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética SEN.

CAPÍTULO 14 COVID-19 Y EL SUBSECTOR ELÉCTRICO



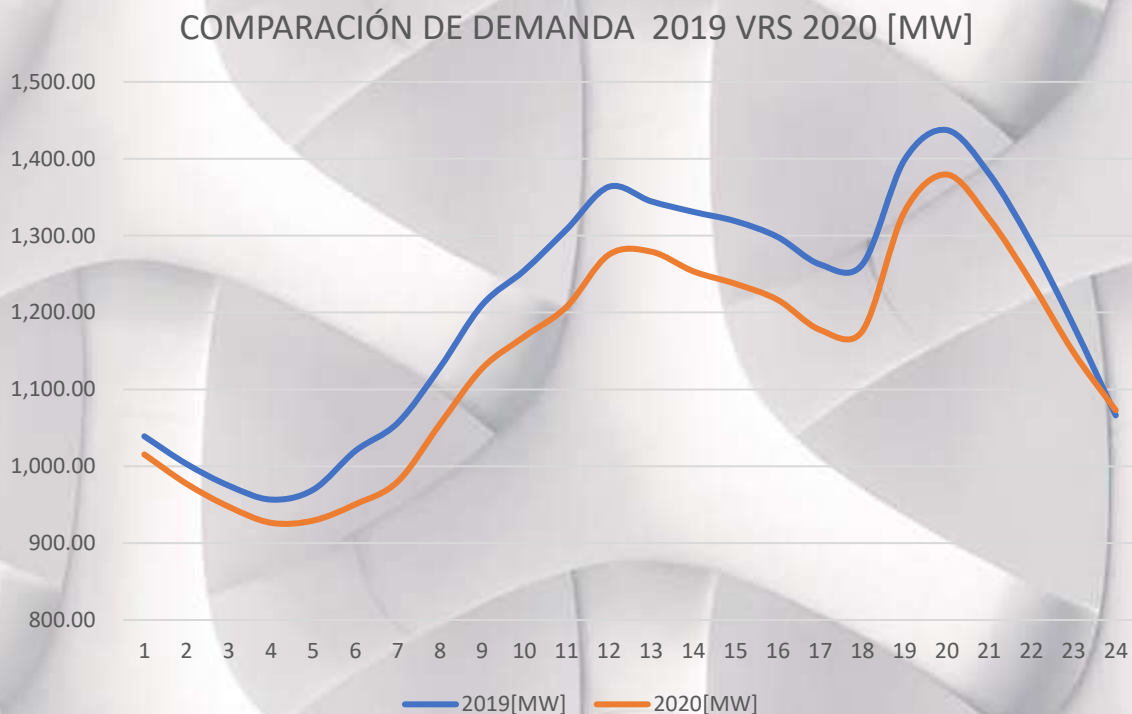
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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 prestadores de servicios del país, el subsector eléctrico fue uno de los sectores afectados debido a la pandemia, en este capítulo se presentan datos comparativos entre el 2020 y años anteriores para analizar los cambios desencadenados a raíz del confinamiento y el cambio en el estilo de vida.

14.1 DEMANADA ELÉCTRICA – COVID -19

La curva de demanda promedio del 2020 es menor a la del 2019 durante todas las horas del día, se esperaba que la demanda aumentara en las 23:00 y 3:00 horas debido a que durante la pandemia las personas presentaron irregularidades en sus horarios, sin embargo, esto no se miró tan marcado en la curva promedio de demanda diaria dado que solo ocurrió durante dos o tres meses.

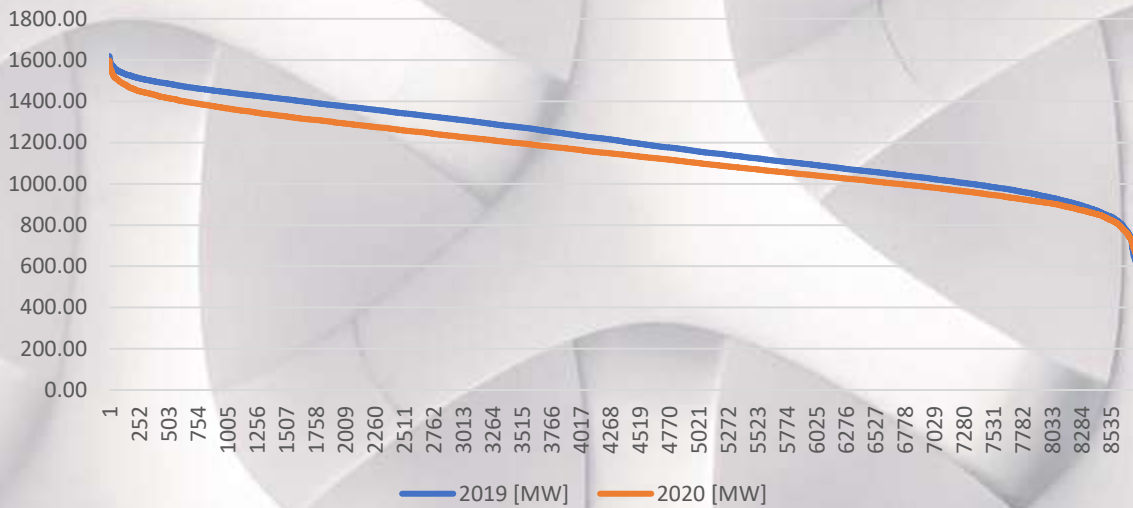


Gráfica 77 - Comparación de demanda promedio 2019 vrs 2020 [MW]

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

En la siguiente gráfica se muestra la comparación entre las curvas de duración de carga de los años 2019 y 2020, se puede observar que en durante casi todas las horas del año la demanda del 2019 fue mayor a la del 2020, en general la demanda [MW] disminuyó un 4.92% en 2020 con respecto al 2019.

CURVA DE DURACIÓN DE CARGA 2019 VRS 2020 [MW]

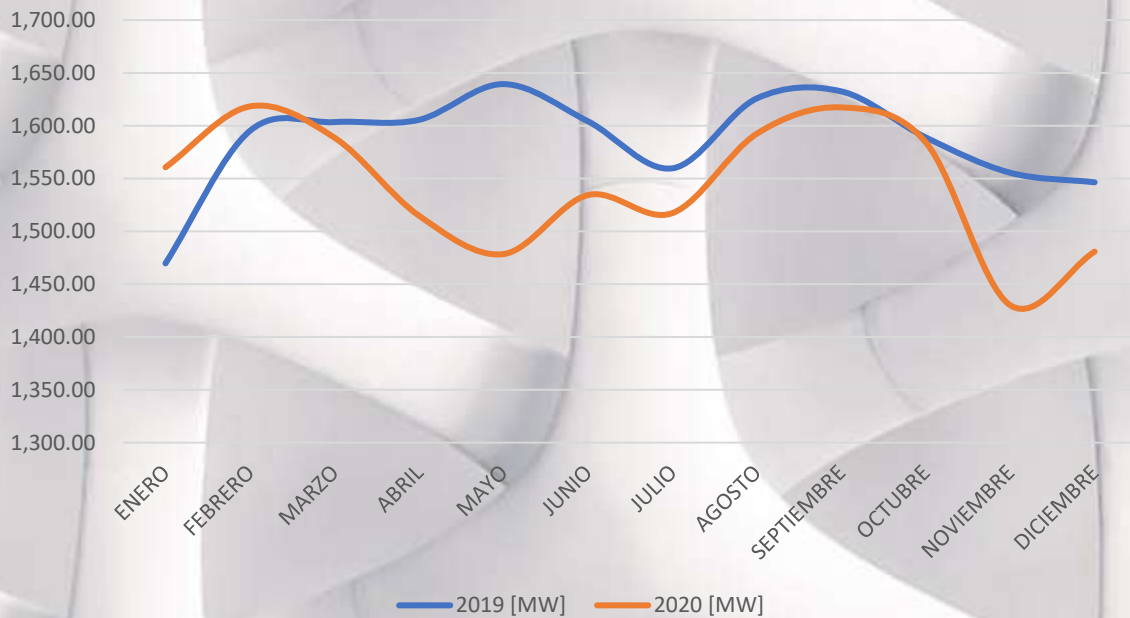


Gráfica 78 - Comparación de curvas de duración de carga 2019 vrs 2020 [MW]

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

Al analizar el comportamiento de las demandas máximas mensuales se puede observar al iniciar la etapa de confinamiento en el mes de marzo la demanda disminuyó y volvió a tomar su tendencia normal aproximadamente en el mes de agosto mes donde se inició un plan estratégico por parte del gobierno en cuanto a la reapertura económica por la crisis económica que se había vivido a raíz de la pandemia en los meses anteriores.

DEMANDA MÁXIMA MENSUAL 2019 VRS 2020 [MW]

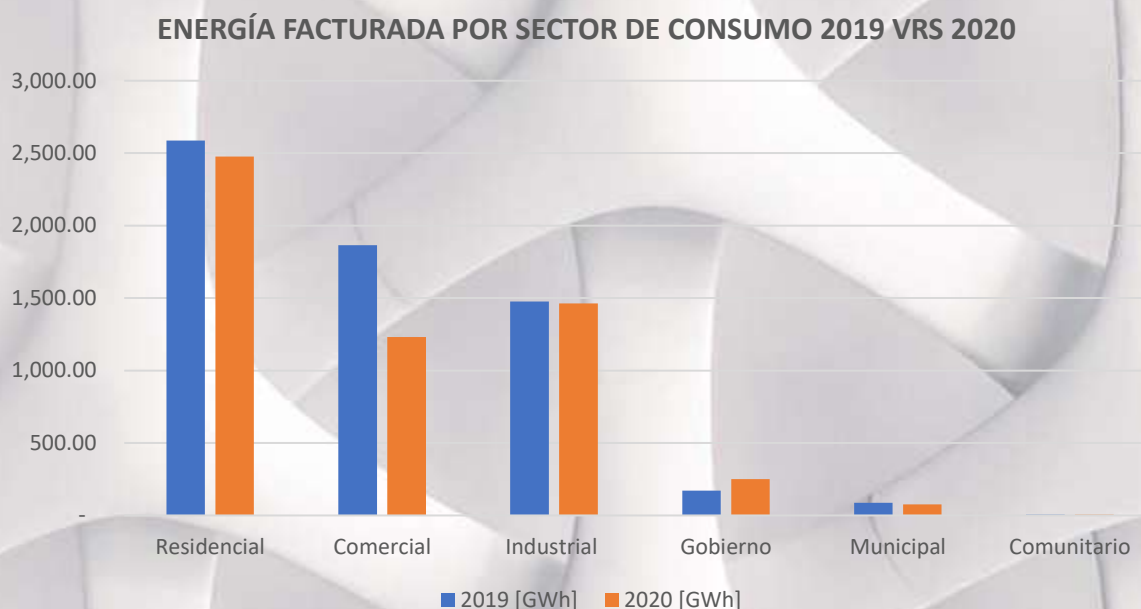


Gráfica 79 - Comparación de demanda máxima mensual 2019 vrs 2020 [MW]

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

14.2 ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO – COVID-19

En la siguiente gráfica se muestra una comparación entre el consumo de energía eléctrica por sector en el país del año 2019 y el año donde inicio la pandemia del COVID-19 en Honduras en 2020:



Gráfica 80 - Comparación de energía facturada por sector de consumo 2019 vrs 2020

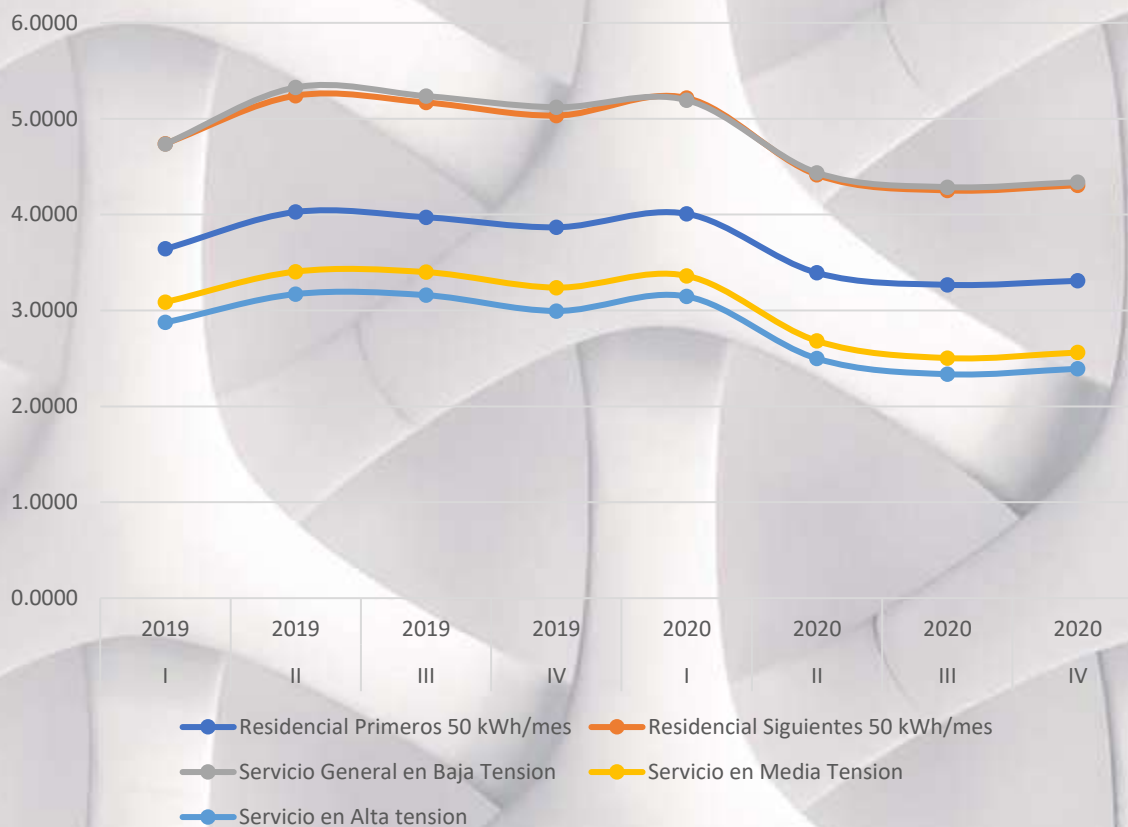
Fuente: Operador del Sistema (ODS)

Se puede observar que el consumo residencial fue ligeramente menor (4.3%) en el 2020 con respecto al 2019, en el sector industrial el consumo fue muy similar entre ambos años ya que aunque se decretó estado de emergencia nacional por el COVID-19 las industrias principalmente las alimenticias no dejaron de producir, en 2020 la disminución fue solo del 0.8%, esto significa que el sector industrial del país no se vio excesivamente afectado por la pandemia del COVID-19, a diferencia del sector comercial en el cual se presentó una disminución del 33.9%, esto vio reflejado en la gran cantidad de comercios que cerraron durante los primeros meses de la pandemia en el 2020 causando esa disminución marcada para este sector.

14.3 TARIFAS ELÉCTRICAS – COVID-19

Al analizar el comportamiento de las tarifas eléctricas se obtuvo la siguiente gráfica:

TARIFAS ELÉCTRICAS 2019 Y 2020 [L/kWh]



Gráfica 81 - Comparación de tarifas eléctricas 2019 vrs 2020 [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Se puede notar que en los 4 trimestres del 2020 todos los tipos de tarifas disminuyeron con respecto al 2019.

Situaciones geopolíticas causaron una disminución fuerte del precio del petróleo a nivel mundial a inicios del mes de marzo de 2020, que, junto con el efecto global provocado por la pandemia del COVID-19 provocó una reducción en la demanda de combustibles, causaron poco después una caída significativa de los precios de combustibles usados para generación eléctrica en Honduras. Asimismo, las medidas de distanciamiento social que llevaron al cierre de un número sustancial de centros de producción y actividades comerciales conllevaron a la reducción de la demanda eléctrica en el país a niveles fuera de cualquier rango que se hubiera previsto en los planes de operación que el Operador del Sistema (ODS) preparó para el año 2020 y posteriores, que incluían las proyecciones utilizadas para la determinación del Costo Base de Generación para el año 2020.

La reducción de la demanda también incidió directamente en una reducción de los costos marginales de generación, efecto que tuvo un impacto significativo al reducir el volumen de déficit de energía que se había programado para el verano de 2020.

Sustentado en los eventos descritos anteriormente, el 30 de marzo de 2020, la CREE comunicó a las empresas del sector eléctrico y a los usuarios del servicio de energía eléctrica de la República de

Honduras que se postergaría la revisión del costo de generación para ajustar la tarifa eléctrica de acuerdo con la Ley, a efecto de analizar el impacto de los sucesos descritos sobre el costo de generación.

Estas variaciones significativas de los factores que inciden en el costo de generación, que ocurrieron en un periodo muy corto, obligaron a una revisión de las proyecciones de demanda y de precios de combustible, así como de la composición de la generación y sus costos, a efecto de que el ajuste de la tarifa reflejara la nueva situación de la manera más cercana posible, y evitar fuertes distorsiones entre las proyecciones y la realidad actual.

Para corregir estas distorsiones, la CREE solicitó al ODS que, con el apoyo de la ENEE, desarrollaran nuevas proyecciones de demanda eléctrica y de precios de combustible ajustados a las posibles medidas de reactivación económica previstas para los meses venideros del 2020. Asimismo, se solicitó que se hicieran los análisis del Costo Base de Generación con las nuevas proyecciones de demanda y promedio de precio de combustible durante el periodo desde el 13 de enero al 12 abril del 2020.

En el caso del precio del combustible “HFO 3% S”, el mayormente utilizado para generación de energía eléctrica en Honduras, se determinó que el cambio de fechas del período de referencia reducía el precio promedio de un valor de USD 41.63 por barril para el último trimestre del año anterior, a un precio promedio de USD 35.19 por barril, lo que representa una reducción de 15.5%.



Gráfica 82 - Evolución del precio del combustible tipo HFO 3.0%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En cuanto al tipo de cambio del Lempira con relación al dólar de los Estados Unidos, se ha experimentado una mayor devaluación con relación a trimestres anteriores, resultando en un valor promedio para el presente trimestre de 24.87 HNL/USD, en comparación con el valor promedio utilizado en el trimestre anterior que fue de 24.81 HNL/USD. Esta alza del tipo de cambio de la moneda tiene un leve efecto contrario a la reducción de la tarifa en Lempiras



Gráfica 83 - Evolución del tipo de cambio del Lempira con respecto al dólar EE. UU

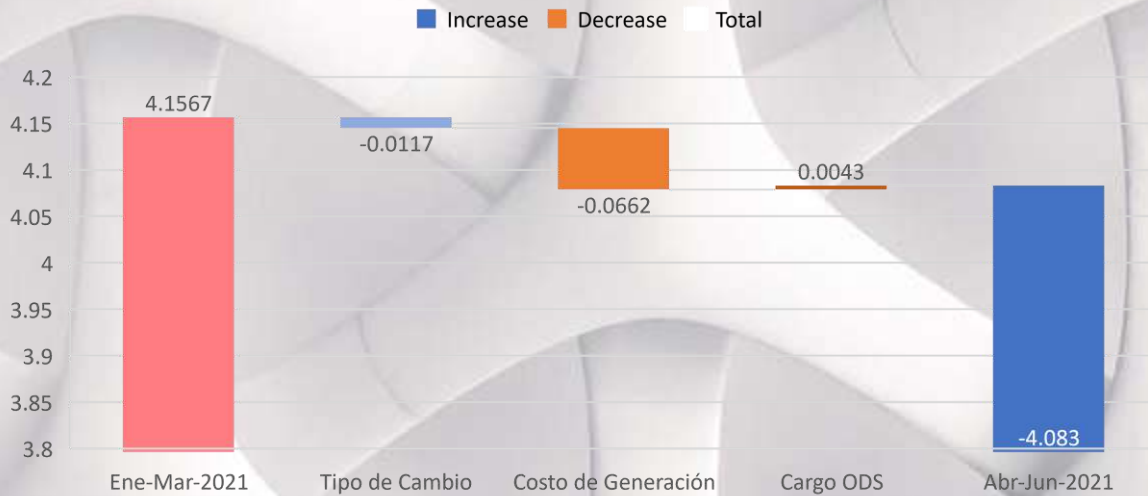
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Por otra parte, y relacionado con los factores que influyen en la tarifa, también es oportuno mencionar que la CREE aprobó recientemente el presupuesto del ODS para el año 2020 montos que de acuerdo con la regulación nacional deben ser cargados a la demanda.

En fecha 21 de abril del presente año el Operador del Sistema (ODS) presentó ante la CREE el informe denominado “Análisis del Impacto de la Emergencia Nacional COVID-19 en la Planificación Operativa de Mediano Plazo”, que resume la afectación experimentada por el sistema en cuanto al suministro de potencia y energía, y analiza la modificación que experimentará el Plan de Generación 2020, frente a 4 posibles escenarios de extensión o duración de la situación actual de emergencia ocasionada por la pandemia del COVID-19. Este informe está disponible al público en la página del ODS. A continuación, se muestra la contribución de cada variable que intervino en el cálculo de la tarifa promedio.

vcbcvb

CONTRIBUCIÓN AL CÁLCULO DE LA TARIFA PROMEDIO [L/kWh]



Gráfica 84 - Contribución de cada variable al cálculo de la tarifa promedio [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Como resultado del efecto de todos estos factores, la CREE ha aprobado un ajuste para reducir en un 14.87% la tarifa promedio de venta a los usuarios servidos por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

Otro de los factores que se analizan para determinar el ajuste que se debe aplicar se refiere a la participación de las diferentes fuentes que se utilizan para satisfacer la demanda eléctrica. En ese sentido es importante mencionar que esta participación resulta de un modelo de optimización del despacho esperado para cada planta, sujeta a las restricciones propias de cada central y del sistema, despacho que busca la minimización de los costos, incluyendo el costo de desabastecimiento, este último que pudiera resultar de un sobre aprovechamiento de las fuentes hidroeléctricas con embalse. El hecho que para el periodo de mayo a junio se ve un repunte de las energías renovables especialmente la hidroeléctrica se debe a que por la pandemia la generación disminuyó y básicamente se almacena agua lo que se traduce también como un menor costo del costo base de la energía eléctrica en el modelo de despacho económico.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



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 sector de energía eléctrica.

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN

la potencia eléctrica instalada en 2020 fue de **2,937.24 MW**, distribuida en aproximadamente **106 centrales** generadoras, donde **1,094.35 MW (37.26 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,842.89 MW (62.74%)** corresponden a generación renovable, hasta el 2018 se tenía una tendencia creciente del porcentaje de renovabilidad con respecto a la energía generada, pero desde el 2019 eso se revirtió finalizando el año 2020 con un 55.56% de generación renovable.

El mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica para el año 2020 fue a base de combustibles fósiles con un 36.49% (3599.28 GWh) seguido por generación hidroeléctrica con un 27.39% (2701.53 GWh) del total de la matriz de generación en el país. El aumento de generación hidráulica con respecto al 2019 de debe a que fue un año con bastante pluviosidad.

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 2020 el precio monómico o unitario de generación más bajo fue de 0.0871 USD/kWh para la tecnología térmica a base de combustibles fósiles y el más alto fue de 0.1490 USD/kWh para la tecnología eólica. Sin embargo, la mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue a tecnologías a base de combustibles fósiles con 3,790.30 GWh a un precio ponderado anual de 0.0871 USD/kWh, seguidos de 1,075.89 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.1278 USD/kWh.

SECTORES DE CONSUMO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.45 % del total de abonados los cuales consumieron 2,476.18 GWh lo que representa un 44.98 % del consumo entre todos los sectores, el sector comercial consumió 1,231.66 GWh correspondiente a un 22.37% del consumo total y el sector industrial consumió 1,463.89 GWh equivalentes a un 26.59%.

Para el año 2020, en la zona noroccidental del país el sector que tuvo mayor consumo de energía eléctrica fue el sector residencial con 1,100.79 GWh representando el 38.15% del consumo total de esa zona, en la región Centro-Sur el sector residencial y comercial presentan el mayor consumo de energía eléctrica siendo de 1,762.63 GWh representando un 75.61% del total de esa región, por

ultimo para la región litoral Atlántico el mayor consumo también se registró en el sector residencial con 320.81 GWh equivalente a un 56.55% de su consumo total.

La región noroccidental presenta el mayor consumo del país con 49.89% seguida de la región centro sur con un 40.31% y por último el litoral Atlántico con un 9.81%.

El mayor consumo a nivel residencial se encuentra entre los usuarios que consumen de 151 kWh a 300 kWh con un total de 710,109.79 MWh, sin embargo, el mayor número de abonados se encuentra en el rango de 0 a 100 kWh con 1,169,946 abonados, esto representa el 66.23% del total de clientes residenciales.

COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS 2019)

En Honduras el índice de cobertura eléctrica-ICE para el año 2020 fue de 85.02%, con respecto a la población urbana el ICE es de 95.23% y en el sector rural es de 71.62%. En Honduras también existen sistemas aislados y microrredes de suministro eléctricos que no están conectados al Sistema Interconectado Regional (SIN), con el fin de brindar acceso a la energía eléctrica en aquellos lugares donde no llega la red de distribución, por ejemplo, las distribuidoras del departamento de Islas de la Bahía, Gracias a Dios y diversos ejecutores de proyectos de electrificación de sistemas no conectados a red.

El índice de acceso a la electricidad es de 86.97%, el departamento de Cortés tiene el IAE más alto con 97.66%, seguido de Islas de la Bahía y Ocotepeque con 97.5% y 94.30% respectivamente, Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 16.86%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

Los precios de la tarifa de la energía eléctrica para los usuarios 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 2020 se cerró con las siguientes tarifas; Residencial primeros 50 kWh/mes (3.3096 L/kWh), Residencial siguientes 50 kWh/mes (4.3066 L/kWh), servicio general en baja tensión (4.3388 L/kWh), servicio en media tensión (2.5619 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.3924 L/kWh).

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

El comportamiento histórico de la energía eléctrica no suministrada se debía principalmente a fallas del sistema y en segundo lugar a cortes por mantenimiento, a partir del 2016 la mayor parte de la energía no suministrada se debía a cortes mantenimiento, sin embargo, en el año 2020 esta tendencia se revirtió y la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a fallas. En 2020 la energía total no suministrada aumento con respecto al 2019, se obtuvo un total de 39,780.18 MWh no suministrados entre cortes por mantenimiento y fallas.

Del total de energía eléctrica no suministrada del año 2020 un 22.60% se debe a cortes por mantenimiento, 35.72% a fallas, 8.81% a reducción de carga y 32.88% 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 2020 las pérdidas en el sistema fueron de 31.74 %, el año se cerró con un 35.37% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución.

DEMANDA ELÉCTRICA

El día con demanda máxima para el año 2020 ocurrió el 2 de febrero, registrándose a las 19:04 h una demanda de 1,618.31 MW. De las 8760 horas del año, el 2.83% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 MW, el 73.63% estuvo entre 1449 MW y 1000 MW y un 23.53% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

En el mes de noviembre se registró el menor valor de demanda eléctrica, por otro lado, en los meses de febrero y septiembre se registraron las mayores demandas en el sistema eléctrico, en el caso del mes de febrero 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.

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 2020 Honduras no exportó energía eléctrica por el contrario se compraron 292.0 GWh, se compró 2.92 veces más energía que en el 2019.

SISTEMAS AISLADOS

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en: La isla de Roatán Bajo la administración eléctrica de RECO - Roatan Electric Company en la isla de Roatán con una potencia instalada de 40.70 MW, UPCO - Utila Power Company en la Isla de Utila con 5.60 MW , BELCO - Bonacca Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35 MW haciendo un total de 48.65 MW en Islas de la Bahía, y por último INELEM- Inversiones Eléctricas de La Mosquitia en el departamento de Gracias a Dios con 0.8 MW instalados.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2020 fue de 83.37 GWh, UPCO generó un total de 6.99GWh, BELCO 5.87 GWh (dato 2019) e INELEM 0.7085 GWh.

SUBSECTOR ELÉCTRICO -COVID-19

Con las curvas de duración de carga de los años 2019 y 2020 se muestra que durante todas las horas del año la demanda del 2019 fue mayor a la del 2020, en general la demanda [MW] disminuyó un 4.92% en 2020 con respecto al 2019.

A raíz de la pandemia del COVID-19 el consumo residencial fue ligeramente menor (4.3%) en el 2020 con respecto al 2019, en el sector industrial el consumo fue muy similar entre ambos años ya que aunque se decretó estado de emergencia nacional las industrias principalmente las alimenticias no dejaron de producir, en 2020 la disminución fue solo del 0.8%, esto significa que el sector industrial del país no se vio excesivamente afectado por la pandemia del COVID-19, a diferencia del sector comercial en el cual se presentó una disminución del 33.9%, esto vio reflejado en la gran cantidad de comercios que cerraron durante los primeros meses de la pandemia en el 2020 causando esa disminución marcada para este sector.

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 al PCM 048-2017 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 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 para fines de estudio y 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 Secretaría de Energía para el tratamiento de datos estadísticos para un uso más seguro y eficiente.



ANEXOS



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



A.1 MATRIZ DE POTENCIA INSTALADA TOTAL

En el presente anexo se presenta la matriz de potencia instalada total, considerando lo instalado en los sistemas de generación aislados a la potencia instalada conectada al SIN, el mayor porcentaje de potencia instalada corresponde a la tecnología térmica o termoeléctrica que es a base de combustible Bunker y Diesel con un 33.37% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 26.45% de la matriz total de potencia instalada. Es importante aclarar que la producción de energía eléctrica a partir del carbón incluye al carbón pet coque o coque de petróleo y al carbón mineral.

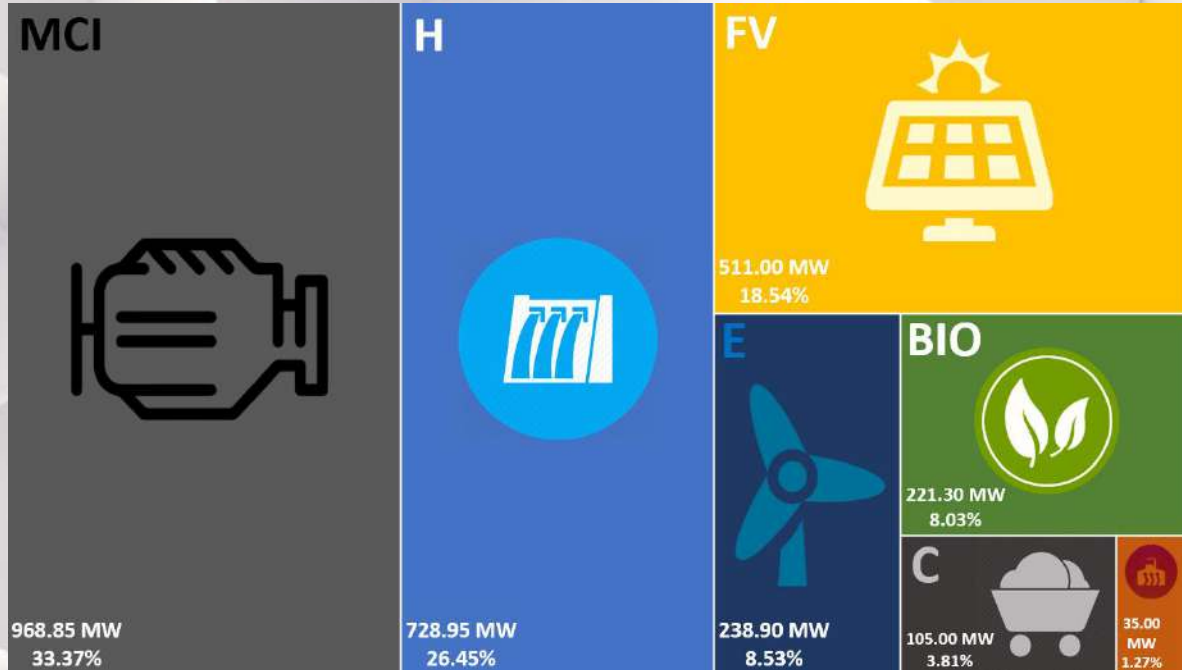


Ilustración 19 - Potencia instalada total de Honduras

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

A.2 MATRIZ GENERACIÓN TOTAL

En este anexo se muestra la matriz de generación total del país incluye la generación en sistemas aislados a la generación del SIN, la generación térmica a base de combustibles fósiles tiene el mayor porcentaje de participación con un 38.58% (4,160.24 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 22.53% (2,430.02 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 10.34% (1,115.53 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de biomasa con un 8.15% (878.78 GWh), para las plantas a base de carbón (coque) con un 7.78% (838.69 GWh), por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 7.59% (818.29 GWh) y 2.74% (295.92 GWh) respectivamente.

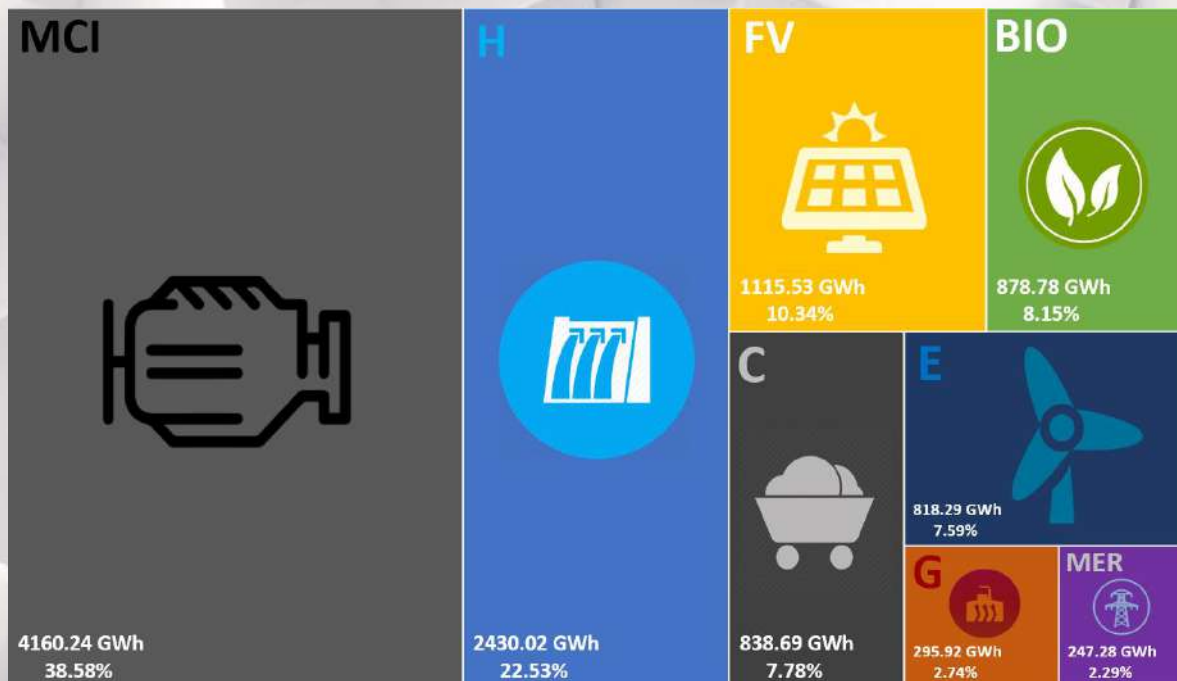


Ilustración 20 - Matriz de generación total de Honduras.

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

A.3 PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2020

A continuación, se presenta una lista de cada una de las generadoras activas durante al año 2020, clasificadas por tipo de tecnología; se muestra también su respectiva potencia instalada, generación bruta y el consumo propio.

PLANTAS GENERADORAS ENERO-DICIEMBRE 2020				
PLANTA	Potencia Instalada [MW]	Generación Bruta [GWh]	Consumo Propio [GWh]	Generación Neta [GWh]
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE Y EMPUNTABLES				
CAÑAVERAL	29.00	88.87	0.30	88.57
EL CAJON	300.00	1,097.60	18.26	1,079.35
PATUCA	104.00	7.33	-	7.33
RIO LINDO	80.00	319.42	0.90	318.52
SHOL	24.30	103.71	0.67	103.03
VEGONA	40.00	169.61	0.35	169.26
TOTAL	577.30	1,786.54	20.49	1,766.06
EÓLICAS				
CERRO DE HULA	125.00	357.32	-	357.32
PLANTA SAN MARCOS	50.00	174.41	-	174.41
CHINCHAYOTE	60.00	175.67	-	175.67
TOTAL	235.00	707.40	-	707.40
BIOMASA				
TRES VALLES	17.80	89.75	44.68	45.07
CAHSA	30.00	78.31	42.37	35.95
AZUNOSA	14.00	24.58	18.65	5.93
CHUMBAGUA	20.00	52.19	20.08	32.11
ECOPALSA	1.27	5.14	3.35	1.79
CELSUR BIOMASA	44.25	148.96	45.22	103.74
YODECO	0.30	1.41	1.41	0.00
ACEYDESA	5.50	9.01	8.77	0.24
MPP	18.00	2.54	0.66	1.88
CARACOL KNITS	18.10	56.40	49.46	6.94
PALMASA	1.80	-	-	-
BIOGAS Y ENERGIA SA	1.17	2.91	-	2.91
EXPORTADORA DEL ATLANTICO	2.60	0.45	-	0.45
GPP(HGPC)	43.00	238.71	58.00	180.71
LOS PINOS	3.50	10.01	3.67	6.34
TOTAL	221.29	720.38	296.32	424.05

PLANTA	Potencia Instalada [MW]	Generación Bruta [GWh]	Consumo Propio [GWh]	Generación Neta [GWh]
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA				
NACAOME	28.12	59.51	-	59.51
ZACAPA HIDRO	0.75	2.62	0.10	2.52
RIO BLANCO	5.00	34.89	0.06	34.83
LAS NIEVES	0.50	-	-	-
LA ESPERANZA	13.50	44.19	0.79	43.40
BABILONIA(ENERGISA)	4.30	22.65	0.47	22.18
HIDRO YOJOA	0.63	2.12	0.20	1.91
CECECAPA	3.00	15.12	0.28	14.84
CUYAMAPA	12.40	53.76	0.33	53.43
CUYAMEL	7.80	32.84	0.74	32.10
CORTECITO	5.30	18.25	0.50	17.75
LAS GLORIAS	6.00	28.11	0.34	27.77
SAN CARLOS	4.00	14.93	0.77	14.16
CORONADO	7.00	33.55	0.39	33.16
MANGUNGO 1	1.50	9.08	0.09	8.99
SAN JUAN(CONTEMPO)	6.55	35.57	0.04	35.53
EL CISNE	0.71	2.54	0.00	2.54
LAURELES(EGERETO)	3.50	2.16	0.00	2.16
CHAMELECON	12.00	64.38	0.79	63.59
MORJA II	8.60	40.15	0.67	39.49
SAN MARTIN	3.00	16.18	0.30	15.88
AURORA I	9.00	34.19	1.16	33.03
PEÑA BLANCA	0.90	10.55	0.01	10.54
GENERA(LAURELES)	5.20	21.54	0.18	21.36
SANTA MARÍA DEL REAL	1.20	1.91	0.00	1.91
MATARRAS	1.70	8.20	0.15	8.05
RIO GUINEO	1.38	3.07	-	3.07
MEZAPA(SEMSA)	10.50	40.66	2.20	38.46
PURINGLA SAZAGUA	10.00	39.16	0.54	38.62
ZINGUIZAPA	3.10	18.28	0.76	17.53
RIO BETULIA	8.33	23.79	1.19	22.60
CANJEL(BLUE ENERGY)	3.00	9.45	0.00	9.45
QUILIO	1.10	5.78	0.24	5.53
COYOLAR	1.80	-	-	-
AGUA VERDE	1.00	5.72	1.13	4.59
CHACHAGUALA	6.80	7.60	0.05	7.55
EL NISPERO	22.50	50.98	0.69	50.29
PHP-NISPERO 2	6.00	9.90	0.18	9.72
CHURUNE (INVERSA)	3.00	22.93	0.17	22.76
CORRAL DE PIEDRA	2.78	4.52	0.14	4.38
PENCALIGUE(HIDROCCI)	13.00	37.48	0.75	36.72
SAN ALEJO	2.20	5.91	0.27	5.64
CUYAGUAL	7.00	20.09	0.38	19.71
RÍO FRÍO	3.87	0.67	0.01	0.65
TOTAL	259.52	914.98	17.08	897.91

PLANTA	Potencia Instalada [MW]	Generación Bruta [GWh]	Consumo Propio [GWh]	Generación Neta [GWh]
SOLARES				
ENERBASA	25.00	38.99	-	38.99
MARCOVIA(ESCA)	35.00	78.93	-	78.93
COHESSA	50.00	112.45	-	112.45
SOPOSA	50.00	113.61	-	113.61
MECER	25.00	55.95	-	55.95
LLANOS DEL SUR	14.81	25.90	-	25.90
LOS POLLITOS	20.00	29.40	-	29.40
FOTERSA	20.00	42.78	-	42.78
CINCO ESTRELLAS	50.00	111.87	-	111.87
CHOLUTECA UNO	20.00	42.25	-	42.25
CHOLUTECA DOS	30.00	61.28	-	61.28
PRODERSSA(NAC 2)	50.00	92.71	-	92.71
PACIFIC (NAC 1)	50.00	101.72	-	101.72
HELIOS(GENERSA)	25.00	59.74	-	59.74
LAJAS	10.00	14.82	-	14.82
FRAY LAZARO	5.00	-	-	-
PRADOS-SUR	30.97	61.41	-	61.41
TOTAL	510.78	1,043.80	-	1,043.80
GEOTÉRMICA				
GEOPLATANARES	39.00	306.99	-	306.99
TOTAL	39.00	306.99	-	306.99
TÉRMICA				
BECOSA	105.00	783.52	359.43	424.09
CEIBA TERMICA	10.00	15.11	0.85	14.25
EMCE CHOLOMA	50.00	69.74	3.42	66.31
ENSENADA	30.00	105.11	3.14	101.97
ENERSA	230.00	1,549.10	47.52	1,501.58
COG. ENERSA	10.00	59.58	-	59.58
ELCATEX	21.80	6.61	6.61	-
GREEN VALEY	11.00	50.12	49.21	0.91
LAEISZ CEIBA	22.00	61.87	0.10	61.77
LAEISZ JUTICALPA	15.00	20.69	0.01	20.68
LAEISZ SAN ISIDRO	20.00	93.97	0.18	93.79
LA PUERTA	15.00	-	-	-
LUFUSSA TRES	240.00	1,356.36	26.37	1,329.99
LUFUSSA VALLE	70.00	154.89	3.54	151.35
SANTA FE	4.80	0.01	0.00	0.01
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	22.60	6.67	0.06	6.61
PECSA	54.00	49.10	42.23	6.87
EL FARO	43.65	0.36	0.05	0.31
LUFUSSA UNO ***	39.50	-	-	-
ELCOSA	80.00	-	-	-
TOTAL	1,094.35	4,382.80	542.72	3,840.08

Tabla 16 - Plantas generadoras 2020

Fuente: Operador del Sistema (ODS)



BIBLIOGRAFÍA

- Ejecutivo, P. (2017). *Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2015). *Reglamento de compras de capacidad firme y energía*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2015). *Reglamento de operación y administración del mercado mayorista*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2016). *Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2019). *Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (s.f.). *CREE*. Recuperado el 5 de Junio de 2020, de <https://www.cree.gob.hn/informe-trimestral-de-tarifas/>
- Eléctrica, E. N. (s.f.). *ENEE*. Recuperado el 15 de Mayo de 2020, de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>
- Energía, S. d. (2018). *Estadísticas del Subsector Eléctrico Hondureño*. Tegucigalpa. 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>
- Honduras, C. N. (2010). *República de Honduras Visión de País 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022*. Tegucigalpa: Diario Oficial la Gaceta.
- Legislativo, P. (1994). *Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Legislativo, P. (2009). *Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Legislativo, P. (2014). *Ley General de la Industria Eléctrica*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Operador del Sistema. (2020). *Informe Anual de la Operación del Mercado Eléctrico Nacional*. Tegucigalpa: ODS.



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS

