



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



PROPUESTA DE PLANES INDICATIVOS DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

ELABORADO POR:

**DIRECCIÓN GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y MERCADOS**



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO EN EL
DESPACHO DE ENERGÍA



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

CONTENIDO

CONTENIDO.....	i
ÍNDICE DE TABLAS	iii
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	iv
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	v
GLOSARIO DE TÉRMINOS	vi
SIGLAS.....	vi
UNIDADES DE MEDIDA.....	vii
RESUMEN EJECUTIVO.....	viii
CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN.....	viii
PLANIFICACION DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	ix
SISTEMA REDUCIDO DEL SIN.....	ix
ESTUDIO DE FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA.....	x
PLANIFICACIÓN EN SIMSEE.....	x
PRESENTACIÓN.....	xii
CAPÍTULO 1 CONTEXTO ACTUAL.....	1
1.1 CONTEXTO LEGAL.....	2
1.2 CONTEXTO TÉCNICO.....	2
CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA.....	5
2.1 HERRAMIENTAS DE PLANIFICACIÓN Y ANÁLIS DE FLEXIBILIDAD.....	6
2.1.1 SIMSEE.....	6
2.1.2 FLEXTOOL.....	6
2.2 METODOLOGÍA DE ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN.....	7
2.2.1 ESTUDIO DE FLEXIBILIDAD.....	7
2.2.2 ALGORITMO ADPI-ERV.....	8
2.2.3 PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO EN SIMSEE.....	8
CAPÍTULO 3 MODELO REDUCIDO DEL SIN.....	9
3.1 METODOLOGÍA DE REDUCCIÓN DEL SIN.....	10
3.1.1 BARRAS CONECTADAS EN SERIE.....	10
3.1.2 BARRAS CONECTADAS POR MÚLTIPLES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	11
3.2 AGRUPACIÓN DE GENERACIÓN Y DEMANDA.....	12

3.3	MODELO HO DEL SIN.....	12
3.4	CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN DEL SIN REDUCIDO.....	14
3.5	AGRUPACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS BARRAS DEL SIN.....	15
3.6	REGIONES DE CARGA (PERFILES DE CARGA).....	16
CAPÍTULO 4 PROYECCIONES DE DEMANDA.....		19
4.1	EVALUACIÓN DEL MODELO DE PROYECCIÓN UTILIZADO POR LA ENEE.....	20
4.1.1	ANÁLISIS CUALITATIVO.....	20
4.1.2	ANÁLISIS CUANTITATIVO.....	21
4.1.3	PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REALIZADAS POR LA ENEE 21	
4.1.4	PROYECCIÓN DEL MODELO.....	22
4.2	MODELO UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS.....	23
4.3	PROBABILIDAD DE FALLA DE LOS GENERADORES.....	24
CAPÍTULO 5 RESULTADOS FLEXTOL (FLEXIBILIDAD).....		28
5.1	ANÁLISIS DEL ESCENARIO ODS 3.....	29
5.2	ANÁLISIS DEL ESCENARIO ODS 4.....	29
5.3	ANÁLISIS DEL ESCENARIO ODS 5.....	30
5.4	PARÁMETROS DE FLEXIBILIDAD.....	31
5.4.1	PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD – FLEXTOL.....	31
5.4.2	EMISIONES DE CO2 – FLEXTOL.....	31
5.4.3	PORCENTAJE DE CURTAILMENT – FLEXTOL.....	32
5.4.4	COSTOS OPERATIVOS – FLEXTOL.....	32
5.5	ALGORITMO ADPI-VRE.....	33
5.5.1	PASOS PARA EL DESARROLLO DEL ADPI-ERV.....	33
5.5.2	APLICACIÓN DEL ADPI-ERV.....	34
5.5.3	RESULTADOS DEL ALGORITMO ADPI-ERV.....	36
CAPÍTULO 6 ESCENARIOS PROPUESTOS POR LA SEN.....		37
6.1	ESCENARIO SEN I.....	38
6.2	ESCENARIO SEN II.....	38
6.3	ESCENARIO SEN I-L y SEN II-L.....	39
CAPÍTULO 7 RESULTADOS SIMSEE.....		41
7.1	ANÁLISIS ESCENARIO SEN I.....	42
7.1.1	DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL.....	42
7.1.2	PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL.....	42
7.1.3	EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA.....	43

7.2	ANÁLISIS ESCENARIO SEN II.....	44
7.2.1	DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL.....	44
7.2.2	PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL.....	44
7.2.3	EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA.....	45
7.3	ANÁLISIS ESCENARIO SEN I-L.....	46
7.3.1	DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL.....	46
7.3.2	PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL.....	46
7.3.3	EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA.....	47
7.4	ANÁLISIS ESCENARIO SEN II-L.....	48
7.4.1	DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL.....	48
7.4.2	DESPACHO DE ENERGÍA POR BARRA.....	48
7.4.3	PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL.....	48
7.4.4	EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA.....	49
7.5	COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS EN SIMSEE.....	49
7.5.1	PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD.....	50
7.5.2	EMISIONES DE CO2.....	50
7.5.3	COSTO DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	51
7.6	ESCENARIO CON EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	52
7.7	RESUMEN DE RESULTADOS – SIMSEE.....	53
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.....	54
	CONCLUSIONES.....	55
	RECOMENDACIONES FINALES.....	56
	ANEXOS.....	58
	DESPACHO POR BARRA PARA EL ESCENARIO SEN II-L.....	59
	PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES.....	63
	DATOS DE DEMANDA POR BARRA.....	64
	COSTOS DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA.....	65
	BIBLIOGRAFÍA.....	66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	- Subestaciones por barra del SIN reducido.....	14
Tabla 2	- Generación agrupada por barra del SIN reducido.....	14
Tabla 3	- Datos de las líneas de transmisión del SIN reducido.....	15
Tabla 4	- Valores proyectados por la ENEE y valores ejecutados.....	22
Tabla 5	- Probabilidad de falla por generador en el MER para el año 2018.....	26

Tabla 6 - Probabilidad de falla condicional de los generadores agrupados.....	27
Tabla 7 - ADPI-ERV en Excel	35
Tabla 8 - Resultados del algoritmo ADPI-ERV	36
Tabla 9 - Adiciones de potencia SEN-I [MW].....	38
Tabla 10 - Adiciones de potencia SEN-II [MW].....	39
Tabla 11 - Inversiones en transmisión.....	39
Tabla 12 - Proyección de combustibles.....	64
Tabla 13 - Proyección de demanda por barra del SINr	65
Tabla 14 - Pagos por potencia y pagos por energía (Costos Fijos).....	65
Tabla 15 - Costos de inversión por tecnología	65

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2019	4
Gráfica 2 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2019	4
Gráfica 3 - Comportamiento de la demanda por barra del SIN reducido	16
Gráfica 4 - Demanda máxima por barra del SIN reducido [MW]	16
Gráfica 5 - Porcentaje de participación de la demanda por barra del SIN reducido	17
Gráfica 6 - Valores de las proyecciones de ENEE y valores reales	22
Gráfica 7 - Análisis de los valores proyectados mediante intervalos de predicción	23
Gráfica 8 - Pronóstico de demanda por barra del SIN reducido con demandas media.....	24
Gráfica 9 - Despacho de energía 2021-2029 ESC 3 [TWh]	29
Gráfica 10 - Despacho de energía 2021-2029 ESC 4 [TWh]	30
Gráfica 11 - Despacho de energía 2021-2029 ESC 5 [TWh]	30
Gráfica 12 - Porcentaje de renovabilidad por escenario del ODS - FlexTool	31
Gráfica 13 - Emisiones de CO2 por escenario del ODS [MTon]- FlexTool.....	31
Gráfica 14 - Porcentaje de curtailment por escenario del ODS	32
Gráfica 15 - Costos operativos por escenarios del ODS [MUSD] - FlexTool.....	32
Gráfica 16 - Intervalos de escalado de potencia para el ADPI-ERV.....	33
Gráfica 17 - Información de entrada para el algoritmo ADPI-ERV.....	34
Gráfica 18 - Despacho de energía total anual SEN-I [TWh].....	42
Gráfica 19 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN-I	43
Gráfica 20 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN-I [kTon]	43
Gráfica 21 - Despacho de energía total anual SEN-II [TWh].....	44
Gráfica 22 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN-II	45
Gráfica 23 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN-II [kTon]	45
Gráfica 24 - Despacho de energía total anual SEN I-L [TWh].....	46
Gráfica 25 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN I-L.....	47
Gráfica 26 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN I-L [kTon].....	47
Gráfica 27 - Despacho de energía total anual SEN II-L [TWh]	48
Gráfica 28 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN II-L.....	49
Gráfica 29 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN II-L [kTon].....	49
Gráfica 30 - Porcentaje de renovabilidad por escenario - SimSEE.....	50
Gráfica 31 - Emisiones de CO2 por escenario – SimSEE.....	50
Gráfica 32 - Costos operativos por escenario – SimSEE.....	51
Gráfica 33 - Costos directos por escenario - SimSEE.....	52
Gráfica 34 - Demanda media vrs demanda con eficiencia energética [GWh]	52

Gráfica 35 - Resumen de resultados - SimSEE.....	53
Gráfica 36 - Despacho de energía barra HO1 [TWh].....	59
Gráfica 37 - Despacho de energía barra HO2 [TWh].....	59
Gráfica 38 - Despacho de energía barra HO3 [TWh].....	60
Gráfica 39 - Despacho de energía barra HO4 [TWh].....	60
Gráfica 40 - Despacho de energía barra HO5 [TWh].....	61
Gráfica 41 - Despacho de energía barra HO6 [TWh].....	61
Gráfica 42 - Despacho de energía barra HO7 [TWh].....	62
Gráfica 43 - Despacho de energía barra HO8 [TWh].....	62
Gráfica 44 - Despacho de energía barra HO9 [TWh].....	63
Gráfica 45 - Despacho de energía barra HO10 [TWh].....	63

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2019.....	viii
Ilustración 2 - Matriz de generación de electricidad 2019.....	3
Ilustración 3 - Pasos a seguir en la metodología de análisis	7
Ilustración 4 - Barras en serie.....	10
Ilustración 5 - Reducción de barras en serie	10
Ilustración 6 - Barras en serie con congestión en transmisión	11
Ilustración 7 - Barras conectadas por múltiples líneas en paralelo	11
Ilustración 8 - Equivalente de reducción de líneas en paralelo	12
Ilustración 9 - Simplificación de generación y demanda en las barras	12
Ilustración 10 - Modelo reducido del SIN de 10 barras.....	13
Ilustración 11 - Mapa georreferenciado del SIN reducido	15
Ilustración 12 - Mapa de distribución de carga.....	17
Ilustración 13 - Diagrama de flujo del algoritmo ADPI-ERV	34
Ilustración 14 - Mapa del SIN reducido georreferenciado con líneas futuras	40

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SIGLAS

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

EOR: Ente Operador Regional

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

RES: Hidroeléctrica de Embalse

ROR: Hidroeléctrica de Filo de Agua

ODS: Operador del Sistema.

PV: Generación Fotovoltaica.

SEN: Secretaría de Energía

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

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 2019, 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 2019 fue de **2,755.62 MW**, distribuida en aproximadamente **104 centrales** generadoras, donde **1,024.60 MW (37.18 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,731.02 MW (62.82%)** corresponden a generación renovable.

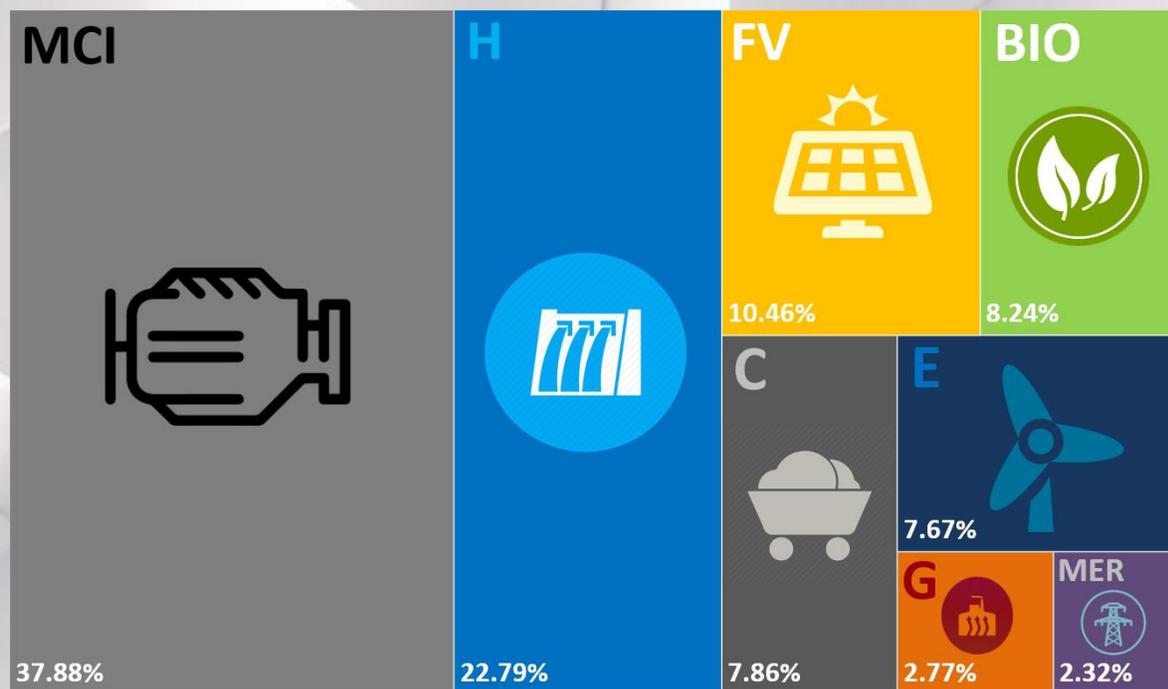


Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2019

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 37.88% (4,039.92 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 22.79% (2,430.02 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 10.46% (1,115.53 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de biomasa con un 8.24% (878.78 GWh), para las plantas a base de carbón (coque) con un 7.86% (838.67 GWh), por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 7.67% (818.29 GWh) y 2.77% (295.92 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, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2019 el precio monómico o unitario de generación más bajo rondaba en un promedio anual de 0.1162 USD/kWh para la tecnología geotérmica y el más alto fue de 0.1484 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 4,114.12 GWh a un precio promedio anual de 0.1176 USD/kWh, seguidos de 1,113.94 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio promedio anual de 0.1275 USD/kWh.

Para el año 2019 el mes con mayor demanda fue mayo, alcanzando 1639.40 MW, el día 14 a las 11:44 h.

PLANIFICACION DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica hace referencia a cuánta es la potencia de generación que se requiere en el sistema interconectado nacional para satisfacer la necesidad de la demanda de energía eléctrica en el país bajo ciertos criterios de planificación y funcionamiento de sistemas de potencia.

La Secretaría de Energía como ente encargado de la planificación energética mediano y largo plazo del país a fin de formular políticas públicas en materia de energía alineadas al Plan de Nación 2010-2022 y Visión de País 2010-2038, presenta un informe respecto al Plan de Expansión de la Generación de Energía Eléctrica en Honduras tomando como punto de partida el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación (PIEG) elaborado por el Operador del Sistema (ODS); haciendo un análisis de tres de los cinco escenarios presentados por el ODS. La SEN propone escenarios de planificación distinto con base a criterios de renovabilidad y flexibilidad del sistema de generación de energía eléctrica para el periodo de tiempo del año 2020 a 2050.

La metodología utilizada en este informe se basa en el uso del software de planificación energética de largo plazo SimSEE y la herramienta computacional FlexTool desarrollada por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA)

SISTEMA REDUCIDO DEL SIN

Para formular el modelo de estudio de la expansión de la generación del horizonte de 2020-2050 en SimSEE se realizó una reducción del Sistema Interconectado Nacional dando como resultado un “Modelo Reducido” que consta de 10 barras y 11 líneas de transmisión modelando en cada una de

las barras la demanda eléctrica seccionada de todo el país y la generación que se encuentra en todo el territorio nacional.

Se realiza un análisis de planificación en el modelo reducido del SIN, a diferencia de los análisis tradicionales bajo un esquema uninodal, este análisis permite representar de manera sintetizada las limitaciones de la red de transmisión y también permite focalizar la generación dependiendo del potencial de generación de la zona del territorio nacional, lo que le permite a la Secretaría de Energía hacer una propuesta de un escenario bajo este modelo y partiendo de la información de los escenarios propuestos en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación del Operador del Sistema.

ESTUDIO DE FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA

La Secretaría de Energía presenta además de los resultados obtenidos con el modelo reducido simulado en SimSEE, un análisis de Flexibilidad de tres de los cinco escenarios del PIEG del ODS. En el análisis de Flexibilidad se evaluaron cuatro variables importantes como ser la renovabilidad, emisiones de CO₂, Curtailment y pérdida de carga, siendo estos dos últimos lo más importantes para determinar la flexibilidad del sistema de generación en el caso de estudio utilizando la herramienta FlexTool. Los resultados obtenidos para el análisis de los escenarios elaborados en el PIEG del ODS desde el punto de vista de renovabilidad indican que el escenario número tres es el más renovable llegando a un 62.81% de la demanda eléctrica en el país que se abastece mediante generación proveniente de fuentes renovables; sin embargo, no es el escenario con menos emisiones de CO₂ debido su alta participación en las fuentes no renovables de centrales térmicas a base de motores de combustión interna.

Los resultados del análisis de FlexTool en emisiones de CO₂ indican que de los cinco escenarios del PIEG, el escenario con menos emisiones de CO₂ durante todo el periodo de 2020-2029 es el escenario número cuatro llegando a 31.36 Millones de Toneladas de CO₂, lo cual tiene su fundamentación en su alta participación de fuentes renovables variables y también en conjunto con la participación de centrales de ciclo combinado a base de gas natural las cuales tienen un papel de “tecnología puente” hacia la renovabilidad, pues aunque no son renovables son menos contaminantes que las centrales térmicas a base de motores de combustión interna.

Mientras tanto para el estudio de Curtailment y pérdida de carga mediante FlexTool para los cinco escenarios del PIEG del ODS, desde el punto de vista del análisis de flexibilidad, todos los escenarios presentan cierto porcentaje de Curtailment respecto de la generación de fuentes renovables variables, al final del periodo de estudio se calcula aproximadamente un 5% de curtailment.

PLANIFICACIÓN EN SIMSEE

De los cuatro casos plasmados en SimSEE el escenario SEN II-L es el escenario en el que se obtienen los resultados más orientados a porcentajes de renovabilidad altos y menor déficit, en el 2038 se alcanza un 73.85% de renovabilidad.

La secretaría de energía trabajo en un escenario donde se hace la sustitución masiva de focos incandescentes por focos LED, en la gráfica de arriba se puede ver la disminución en la demanda de energía, en total a lo largo del periodo se ahorran 11,272.24 GWh, lo que equivale

aproximadamente a la energía eléctrica consumida en el 2019 por Honduras.

La repotenciación y las nuevas líneas de transmisión son una importante solución para el déficit de energía en las barras críticas H2, H8 y H9, sin embargo, es siempre necesario dotar al SIN de generación que le dé flexibilidad, firmeza y servicios complementarios.

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 relacionar todas las fuentes de información relacionada con la planificación del subsector eléctrico del país.

El informe se divide en 7 capítulos. El primer capítulo relata el contexto actual en el cual se encuentra el subsector eléctrico tanto de manera legal como técnica.

En el segundo capítulo se presenta toda la información referente a la metodología utilizada para todo el estudio y planificación del sistema eléctrico, en tercer capítulo se aborda el desarrollo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) reducido, se plasma las fórmulas utilizadas para la reducción y el análisis de distribución de carga.

En el capítulo 4 se muestra el análisis de proyecciones de demanda existentes por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y también se desarrolla una proyección de demanda elaborada por la Secretaría de Energía (SEN).

El estudio de flexibilidad se plasma en el capítulo 5, en este mismo capítulo se desarrolla la metodología para la aplicación del algoritmo ADPI-ERV.

En el capítulo 6 se presentan los escenarios de planificación elaborados por la secretaria de energía, se muestra tablas con las entras de potencia y las características principales de cada caso de estudio, finalmente en el capítulo 7 se muestran los resultados obtenidos en el software SimSEE.

Toda esta información necesaria para la elaboración de este plan 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 I CONTEXTO ACTUAL



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



La planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica hace referencia a cuánta es la potencia de generación que se requiere en el sistema interconectado nacional para satisfacer la necesidad de la demanda de energía eléctrica en el país bajo ciertos criterios de planificación y funcionamiento de sistemas de potencia

1.1 CONTEXTO LEGAL

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, en su Título IV, Capítulo II, Artículo 22 hace referencia al Plan Indicativo de Expansión de Generación - PIEG donde se establece que El Operador de Sistema debe elaborar cada dos años un plan indicativo de expansión de la generación. El objetivo de dicho plan es la minimización del costo de suministrar la demanda eléctrica nacional en el largo plazo, sujeta a restricciones propias de las diferentes tecnologías de generación y asegurando un margen de reserva apropiado de cobertura de la demanda.

Además, en el segundo párrafo del artículo 22 se continúa diciendo: El Operador del Sistema debe coordinar con la Secretaría la elaboración del plan indicativo de la expansión de la generación con el fin que el mismo refleje los objetivos de la política energética nacional.

Mientras que en el PCM-048-2017 se expresa: Crear la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN); siendo la institución rectora del sector energético nacional. Está encargada de proponer al Consejo Nacional de Energía la Estrategia Energética Nacional y las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético.

También en el PCM-048-2017, haciendo referencia a las atribuciones y facultades que tiene la Secretaría de Energía en su literal se expresa: La planificación energética de corto, mediano y largo plazo del país alineada a la política energética nacional en el marco de un Plan de Nación y Visión de País.

Por lo cual, basándose en el marco legal expresado anteriormente, el cual está vigente y rige el subsector eléctrico en Honduras a la fecha, la Secretaría de Energía ha desarrollado una serie de estudios de planificación acerca del Plan Indicativo de la Generación del Sistema Interconectado Nacional elaborado por el ODS, pero además ha hecho su propia propuesta del plan indicativo de la expansión de la generación que va alineada al Plan de Nación y Visión de País.

1.2 CONTEXTO TÉCNICO

En Honduras la potencia eléctrica instalada en 2019 fue de **2,755.62 MW**, distribuida en aproximadamente **104 centrales** generadoras, donde **1,024.60 MW (37.18 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,731.02 MW (62.82%)** corresponden a generación renovable.

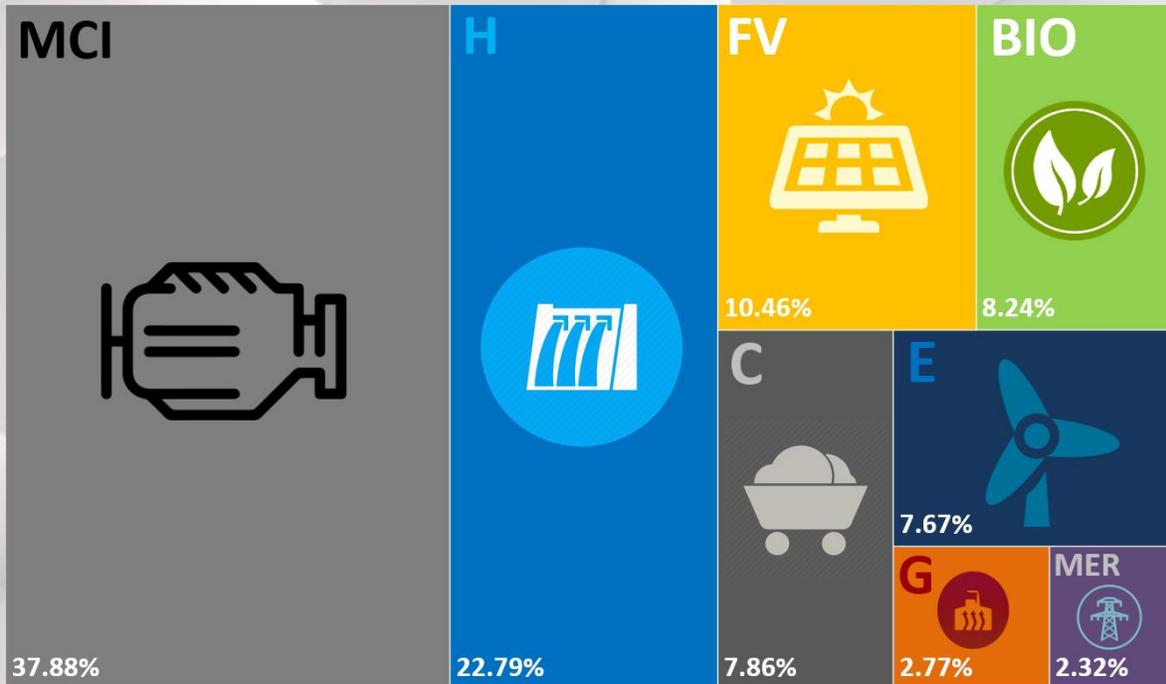


Ilustración 2 - Matriz de generación de electricidad 2019

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 37.88% (4,039.92 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 22.79% (2,430.02 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 10.46% (1,115.53 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de biomasa con un 8.24% (878.78 GWh), para las plantas a base de carbón (coque) con un 7.86% (838.67 GWh), por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 7.67% (818.29 GWh) y 2.77% (295.92 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, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2019 el precio monómico o unitario de generación más bajo rondaba en un promedio anual de 0.1162 USD/kWh para la tecnología geotérmica y el más alto fue de 0.1484 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 4,114.12 GWh a un precio promedio anual de 0.1176 USD/kWh, seguidos de 1,113.94 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio promedio anual de 0.1275 USD/kWh.

Para el año 2019 el mes con mayor demanda fue mayo, alcanzando 1639.40 MW, el día 14 a las 11:44 h. 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 demanda (potencia) con respecto al año anterior:

PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

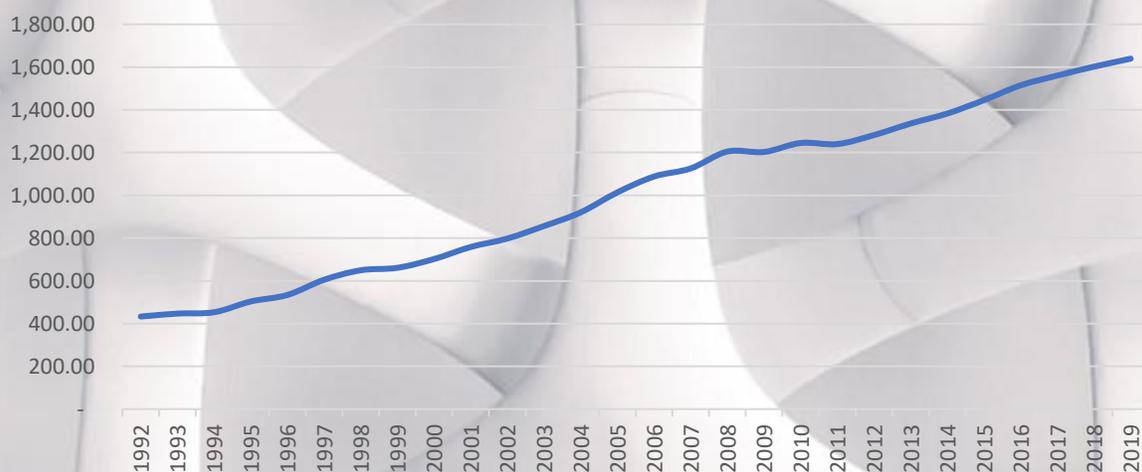


Gráfica 1 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La demanda en 2019 tuvo un crecimiento menor en comparación con el año 2018, este crecimiento para 2019 fue de 2.33%. En el siguiente gráfico se muestra el histórico de demanda máxima anual desde el año 1992 hasta el año 2019.

DEMANDA MÁXIMA HISTÓRICA [MW] 1992-2019



Gráfica 2 - Demanda máxima histórica [MW] 1992-2019

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

CAPÍTULO II METODOLOGÍA



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



El análisis realizado por la Secretaría de energía consiste en utilizar dos herramientas computacionales que miden el comportamiento en el mediano y largo plazo de la planificación de generación y un análisis de flexibilidad.

2.1 HERRAMIENTAS DE PLANIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD

Las herramientas computacionales utilizadas en la Secretaría de Energía en su propuesta del Plan de Expansión de la Generación de Energía Eléctrica en Honduras son dos, un software de planificación energética de corto, mediano y largo plazo denominado “SimSEE” y la herramienta computacional “FlexTool” desarrollada por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA).

A continuación, se muestra una explicación y la metodología del modelo de planificación adoptada en cada herramienta computacional.

2.1.1 SIMSEE

SIMSEE es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. Como tal, permite crear simuladores a medida de un sistema de generación, para su aplicación tanto en el largo plazo (Planificación de Inversiones) como en el corto plazo (Operación del Sistema y Simulación del Mercado).

Esta herramienta permite a los diferentes participantes del mercado (o Sistema Eléctrico) simular la operación futura del sistema incorporando distintos tipos de pronósticos, como ser generación de energías renovables, demanda eléctrica, precios futuros de tecnologías y combustibles, intercambios internacionales, etc.

Los distintos usuarios pueden así analizar, con información estadística detallada, la evolución de variables de interés, como ser los volúmenes de energía y dinero intercambiados de cada participante con el mercado, la rentabilidad de proyectos específicos y cálculos de precios y riesgos para el diseño de contratos.

2.1.2 FLEXTOOL

IRENA ha desarrollado una herramienta computacional denominada FlexTool para evaluar la flexibilidad de un sistema de generación de energía eléctrica; FlexTool está basado en datos de entrada que mediante algoritmos matemáticos llegan a una respuesta con denominados resultados o datos de salida.

Los datos tienen un papel importante en la especificación de lo que hace el modelo. Para realizar una simulación FlexTool, los datos de entrada requerida son, en resumen: demanda eléctrica, mezcla de generación, datos hidrológicos, series temporales de VRE (Fuentes Renovables Variables), interconexiones y costos de combustible. Si el sistema que se analiza se divide en diferentes nodos, se requieren datos de transmisión, divididos por nodo, además de los datos mencionados.

FlexTool se desarrolló con el objetivo de ayudar a los miembros de IRENA a realizar una evaluación relativamente rápida de posibles lagunas de flexibilidad, así como a destacar la combinación más rentable de soluciones para llenar algunas lagunas en la planificación de sistemas de generación de

energía eléctrica.

Actualmente es la única herramienta disponible de forma pública y gratuita (código abierto) que realiza tanto la expansión de capacidad como el despacho con un enfoque en la flexibilidad del sistema de energía.

FlexTool mira un horizonte de un año y analiza las operaciones del sistema y la expansión de la capacidad con un enfoque en la flexibilidad del sistema de energía.

2.2 METODOLOGÍA DE ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN

Para el análisis de planificación se utilizará una metodología jerárquica en la cual primero se realizará un análisis de flexibilidad, posteriormente se aplicará un algoritmo desarrollado por la secretaría de energía para evaluar los años los años más convenientes para la inclusión de tecnología renovables variables y por último se utilizará la herramienta SimSEE para ver los resultados reflejados a largo plazo.

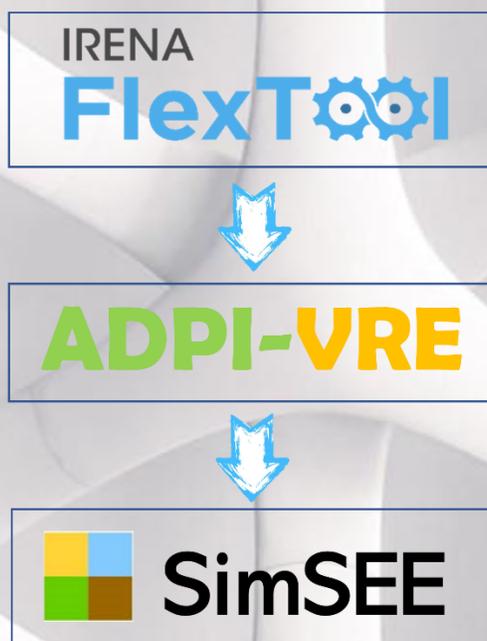


Ilustración 3 - Pasos a seguir en la metodología de análisis

2.2.1 ESTUDIO DE FLEXIBILIDAD

FlexTool crea un conjunto de indicadores de flexibilidad en el archivo de resultados que ayuda a identificar problemas de flexibilidad el cual incluye las siguientes categorías:

1. Pérdida de carga (MW). Ocurre cuando el suministro no puede igualar la demanda y la energía debe quedar sin servicio. La herramienta muestra la cantidad máxima de pérdida de carga dada en un solo período.

2. Escasez de reserva (máx. MW). Se produce cuando no se puede cumplir el requisito de reserva. La herramienta muestra la cantidad máxima de insuficiencia de reserva dada en un solo período.
3. Curtailment (máximo MW y TWh anual). Se produce cuando la salida de VRE tiene que reducirse debido a que la generación de VRE excede la demanda. La herramienta muestra la cantidad máxima de reducción dada en un solo período y la cantidad total reducida en un año.
4. Derrames (TWh). Ocurre cuando la entrada de agua excede la cantidad que pueden usar los generadores hidroeléctricos cuando los depósitos están llenos. La herramienta muestra la cantidad total de energía derramada en un año.

Todos estos están permitidos en la solución modelo, pero agregan costos de penalización según lo definido por los datos de entrada. FlexTool intenta evitar los costos adicionales, pero a veces el sistema no tiene suficiente capacidad o flexibilidad, y algunos de estos aparecen en la solución de costo óptimo.

La escasez de reservas y la pérdida de carga suelen tener altas penalidades y son problemas graves en la solución, y el usuario siempre debe verificar si los resultados son realistas. Por ejemplo, si la penalización por pérdida de carga es extremadamente alta, los costos de operación pueden ser demasiado altos con una cantidad muy pequeña de pérdida de carga o, en caso de que se ejecute el modo de inversión, el modelo podría invertir en una generación costosa e innecesaria capacidad solo para evitar una pequeña cantidad de pérdida de carga. Las reducciones y los derrames están asociados con sanciones más bajas. El usuario debe evaluar si esos resultados son razonables. En la siguiente figura se proporciona una breve descripción de cómo verificar y resolver problemas de flexibilidad en IRENA FlexTool.

2.2.2 ALGORITMO ADPI-ERV

El algoritmo Deductivo de Potencia Instalada de Energía Renovable Variable (ADPI-ERV), es un algoritmo desarrollado por la Secretaría de Energía (SEN) y se utiliza para la encontrar las potencias instaladas de tecnología renovables variables más convenientes tomando en cuenta tres aspectos:

1. Emisiones Totales de CO₂.
2. Vertimiento de energía renovable variable (Curtailment).
3. Costos Operativos.

Lo ideal es tratar de minimizar todas estas variables, sin embargo, dado el comportamiento que presentan y las unidades que poseen se hace poco práctico aplicar un algoritmo de minimización, debido a esto se desarrolló un algoritmo en el cual si se pueda analizar las tendencias de estos aspectos.

2.2.3 PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO EN SIMSEE

CAPÍTULO III MODELO REDUCIDO DEL SIN



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



Para el análisis de planificación utilizando FlexTool y SimSEE se desarrolló un modelo reducido del Sistema Interconectado Nacional (SIN), esto se hace debido a que el modelo completo es demasiado grande y se dificulta en gran medida el desarrollo de la investigación.

El Operador del Sistema (ODS) ha propuesto una reducción del SIN que consta de un sistema de potencia de 48 barras, sin embargo, continúa siendo grande para los objetivos de estudio de este informe de la planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica en Honduras.

En este capítulo se presentará el proceso y metodología para la simplificación del SIN, se abordarán los casos de reducción de barras, la agrupación geoespacial de las barras y las capacidades de transmisión de las líneas.

3.1 METODOLOGÍA DE REDUCCIÓN DEL SIN

Los pasos para la simplificación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) fueron los siguientes:

1. Definición de los casos de reducción dependiendo del tipo de conexión que exista entre las barras.
2. Definir las subestaciones que se agruparan en una sola barra.
3. Definición de criterios para la agrupación de la generación y demanda por barra.
4. Definición de criterios para la agrupación de las líneas de transmisión.

3.1.1 BARRAS CONECTADAS EN SERIE

Dos o más barras están en serie si se encuentran en la siguiente configuración:

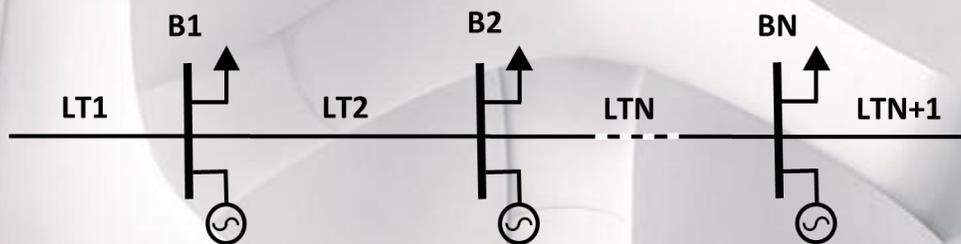


Ilustración 4 - Barras en serie

Ese tipo de topología se pueden agrupar en una sola teniendo el cuidado de no agrupar subestaciones cuyas líneas de transmisión estén demasiado saturadas, es decir, que su porcentaje de congestión no sea demasiado alto, por ejemplo:

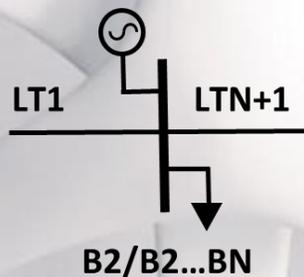


Ilustración 5 - Reducción de barras en serie

Si las líneas LT1, LT2, ..., LTN no están congestionadas se puede hacer la reducción presentada en la figura de anterior. En los casos en los que una línea presenta una saturación demasiado alta no se recomienda realizar la reducción completa, se dejaría de la siguiente manera:

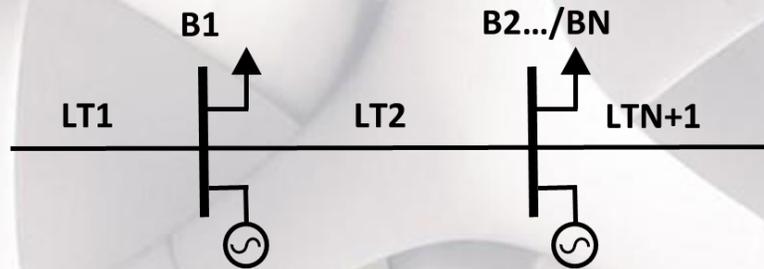


Ilustración 6 - Barras en serie con congestión en transmisión

Para este caso en particular la línea que presentaría congestión sería el tramo LT2, se debe de tener mucho cuidado con la potencia resultante de la nueva línea cuando se realicen múltiples reducciones de tipo serie ya que su potencia será más baja de todas las líneas.

3.1.2 BARRAS CONECTADAS POR MÚLTIPLES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En los casos en los que dos barras se encuentran en la siguiente configuración:



Ilustración 7 - Barras conectadas por múltiples líneas en paralelo

En este caso se debe reducir a un solo tramo todas las líneas de transmisión, la capacidad de la línea resultante sería igual a la suma de todas las capacidades, es decir:

$$P_{Nom\ nueva} = \sum_{i=1}^{i=n+1} P_i$$

Ecuación 1 - Potencia resultante de una simplificación de líneas de transmisión

Donde P_i es la capacidad de transmisión de potencia de cada línea por separado. El porcentaje de congestión estará dado por el promedio de todos los porcentajes de congestión, es decir:

$$\%C_{nuevo} = \sum_{i=1}^{i=n+1} \frac{\%C_i}{n+1}$$

Ecuación 2 - Porcentaje de congestión de una agrupación de líneas

Donde $\%C_i$ es el porcentaje de congestión de cada línea por separado. Por ejemplo, al reducir este caso se obtendría lo siguiente:

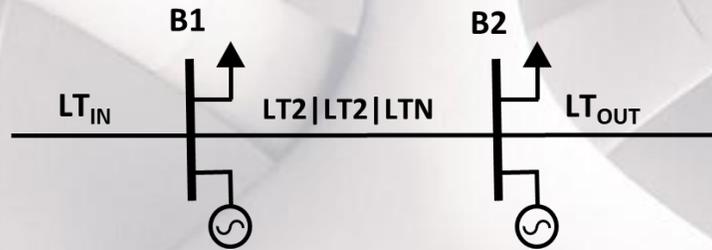


Ilustración 8 - Equivalente de reducción de líneas en paralelo

El signo (|) se utilizar para denotar la unión de las líneas.

3.2 AGRUPACIÓN DE GENERACIÓN Y DEMANDA

La agrupación de los generadores se realizó por tecnología, esto permitió un mejor análisis de la potencia instalada por barra. Se realizó la simplificación sumando cada una de las potencias de los generadores, más adelante se muestran cuadros con las agrupaciones realizadas. A continuación, un ejemplo de agrupación de generación y demanda.

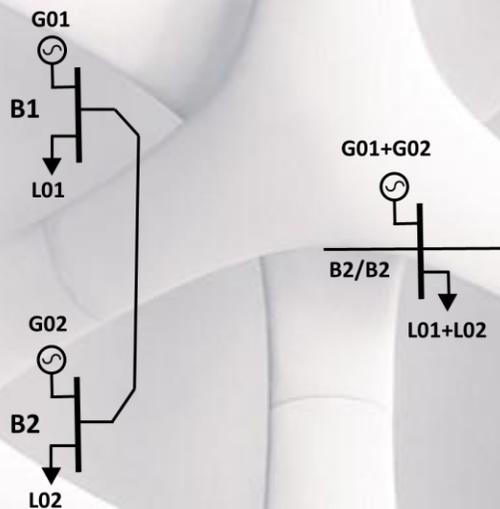


Ilustración 9 - Simplificación de generación y demanda en las barras

3.3 MODELO HO DEL SIN

Como se mencionó al inicio se tomó como base un modelo reducido del SIN elaborado por el ODS, para simplificar más este sistema se utilizaron los casos de reducción. A continuación, se presenta un esquema del Sistema Interconectado Nacional reducido a 10 barras. Como aclaración, se utilizará la nomenclatura HO para referirse a las barras del modelo reducido propuesto.

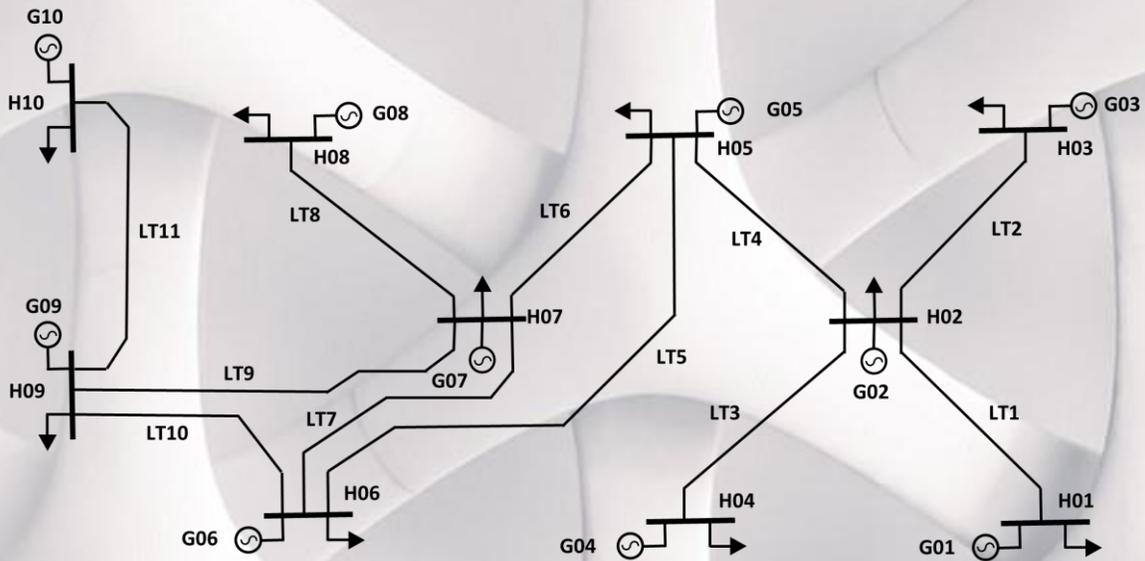


Ilustración 10 - Modelo reducido del SIN de 10 barras

En la siguiente tabla se detallan las subestaciones agrupadas en cada barra del sistema:

BARRA	SUBESTACIÓN	BARRA	SUBESTACIÓN		
H01	LUT	H06	RNL		
	AGC		CAR		
	NNC	H07	PGR		
	AGF		YOR		
	PAV		LIM		
	SLU		MOR		
	PRD		CUY		
	PSM		CAH		
	EBI		BOR		
	LUV		ISL		
H02	TON		H08	REG	
	CDA			CCE	
	MFL	SIS			
	SFE	CTE			
	SUY	TEL			
	CDH	GUA			
	LLN	STM			
	LNZ	SPS			
	PNU	BVI			
	H03	ZAM		H09	LPT
CHI		NCO			
DAN		VNU			
H04	CAT	H10	CIR		
	JUT		RET		
	GMC		VER		
H05	CJN				CHM

	VEG		AGP
	LEC		LVI
	SBV		MAS
	AMT		TSZ
	SNC		TAL
	ERA		BIJ
	LFL		RNA
	SRS		BCO
	NIS		EXT
	CRL		MER
HO6	PAZ		MPP
	SGT		ELC
	CYG		ECH

Tabla 1 - Subestaciones por barra del SIN reducido

En cada barra también se tiene un grupo de generadoras, en el esquema solo se representó un generador por cuestión de estética, sin embargo, para el análisis se utilizan generadores separados por tecnología en cada barra.

BARRA	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)	BARRA	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
H1	Térmica B	349.50	H6	Biomasa	18.10
	Solar	490.78		Geotérmica	35.00
	Eólica	110.00	H7	Hidro ROR	12.40
	Biomasa	44.25		Biomasa	30.30
	Hidro ROR	28.12			
H2	Eólica	125.00	H8	Térmica B	15.00
	Térmica	4.80		Hidro ROR	64.08
H3	Biomasa	17.80		Biomasa	12.34
	Hidro ROR	1.38	Térmica D	70.00	
H4	Térmica D	7.00	H9	Térmica B	21.00
	Biomasa	3.50		Hidro ROR	7.00
	Hidro ROR	15.50		Solar	20.00
				Biomasa	34.00
H5	Hidro RES	300.00	H10	Térmica B	464.80
	Hidro ROR	61.31		Hidro ROR	27.40
H6	Hidro RES	29.00		Biomasa	18.00
	Hidro ROR	182.76		Carbón	105.00

Tabla 2 - Generación agrupada por barra del SIN reducido

3.4 CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN DEL SIN REDUCIDO

A continuación, se muestra la capacidad y el porcentaje de congestión de las líneas de transmisión del modelo reducido

LÍNEA	POTENCIA (MW)	PORCENTAJE DE CONGESTIÓN
LT01	317.30	L619
LT02	47.30	91.0%
LT03	47.00	94.0%
LT04	1872.60	37.5%
LT05	151.80	46.0%
LT06	810.20	56.3%
LT07	151.80	L503
LT08	75.00	86.0%
LT09	303.10	56.7%
LT10	151.80	41.0%
LT11	896.70	L526/L527/L512/L404A/L514

Tabla 3 - Datos de las líneas de transmisión del SIN reducido

En la tabla anterior se puede observar que las líneas más congestionadas son la LT03, LT02 y la LT09 que corresponden a las conexiones con Olancho, El Paraíso y el litoral del país respectivamente.

3.5 AGRUPACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS BARRAS DEL SIN

Este parámetro de simplificación se utilizó para tener una referencia geográfica de las subestaciones que se encontraban agrupadas en cada barra.

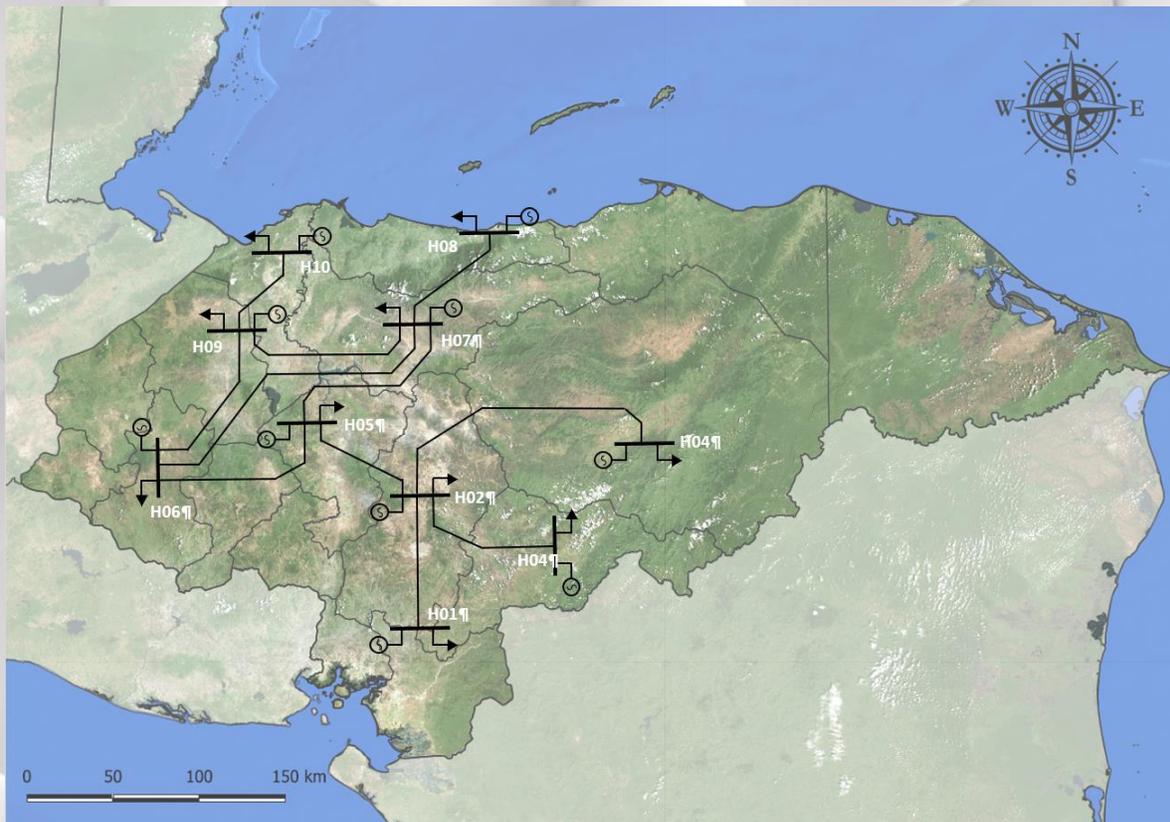
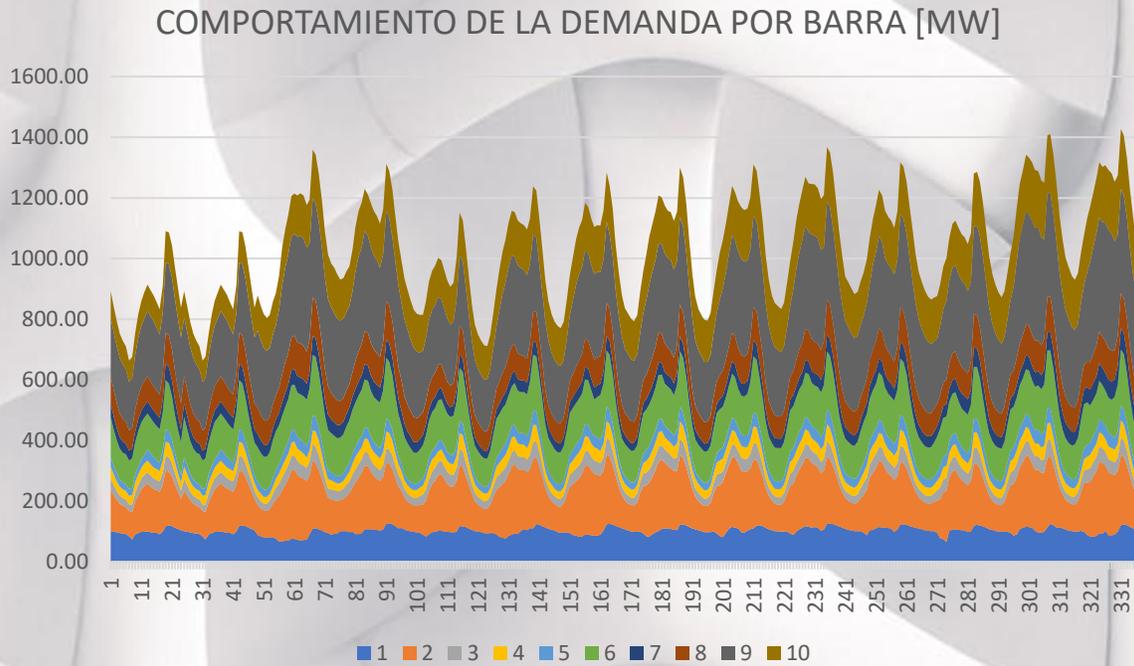


Ilustración 11 - Mapa georreferenciado del SIN reducido

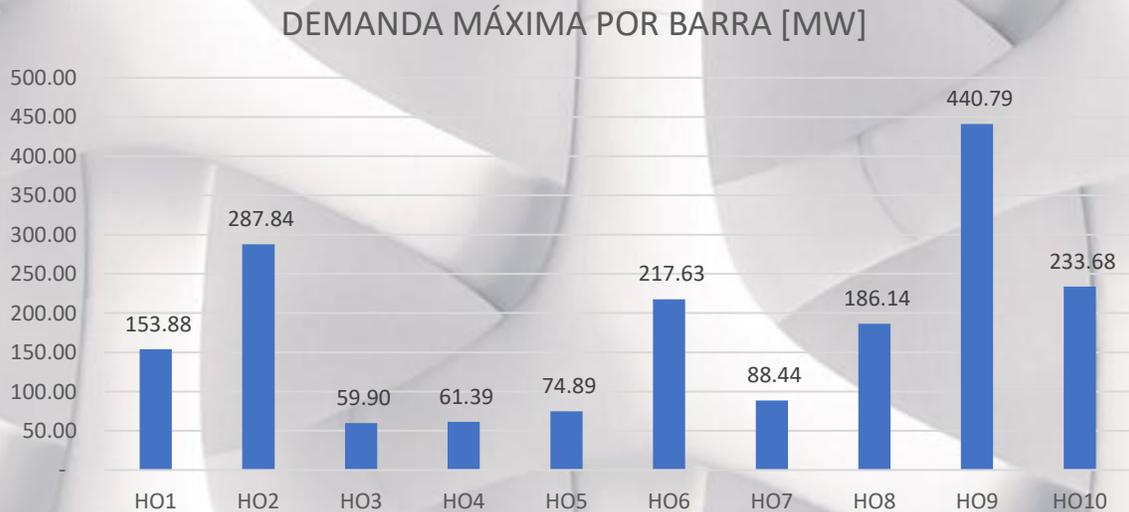
3.6 REGIONES DE CARGA (PERFILES DE CARGA)

Al hacer un modelo reducido del SIN se tomó en cuenta la distribución de demanda de cada barra, por ejemplo, las barra HO9 al ser una zona industrial (San Pedro Sula) tiene un comportamiento muy distinto al de una región mayoritariamente residencial como la barra HO6 (Occidente del país). Para establecer las regiones de carga del país se utilizaron las curvas de demanda horarias de cada subestación y luego se sumó la demanda correspondiente a las subestaciones agrupadas en cada barra del SIN reducido. A continuación, se presenta una gráfica que muestra el comportamiento de la demanda por barra a lo largo de primeras dos semanas de año:



Gráfica 3 - Comportamiento de la demanda por barra del SIN reducido

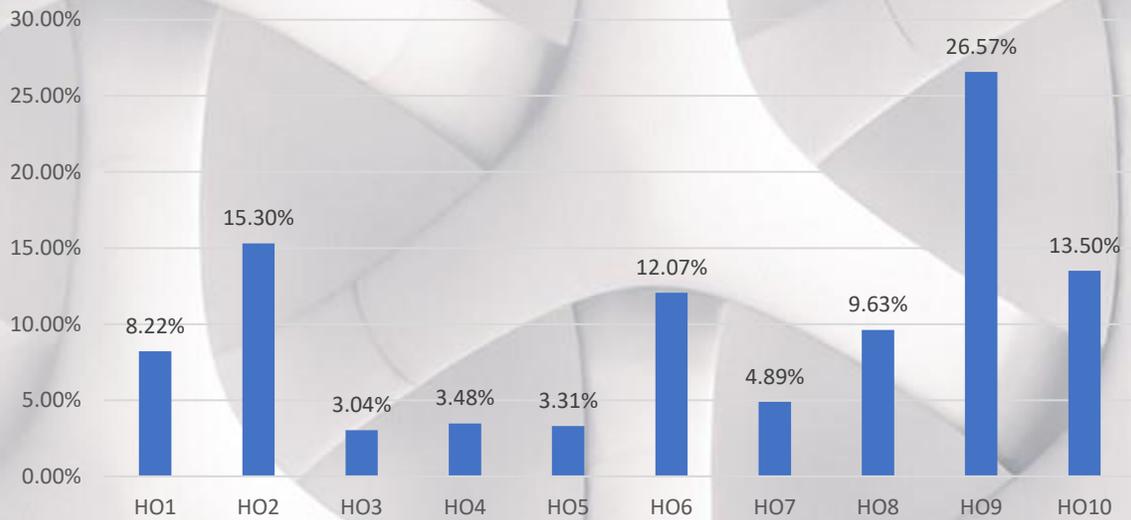
En la siguiente grafica se muestra la demanda máxima alcanzada en cada barra del SIN reducido:



Gráfica 4 - Demanda máxima por barra del SIN reducido [MW]

En la siguiente gráfica se muestra el porcentaje de participación de demanda de cada barra del SIN:

PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA



Gráfica 5 - Porcentaje de participación de la demanda por barra del SIN reducido

A continuación, se presenta un mapa con la distribución de carga de cada barra del modelo reducido del SIN.

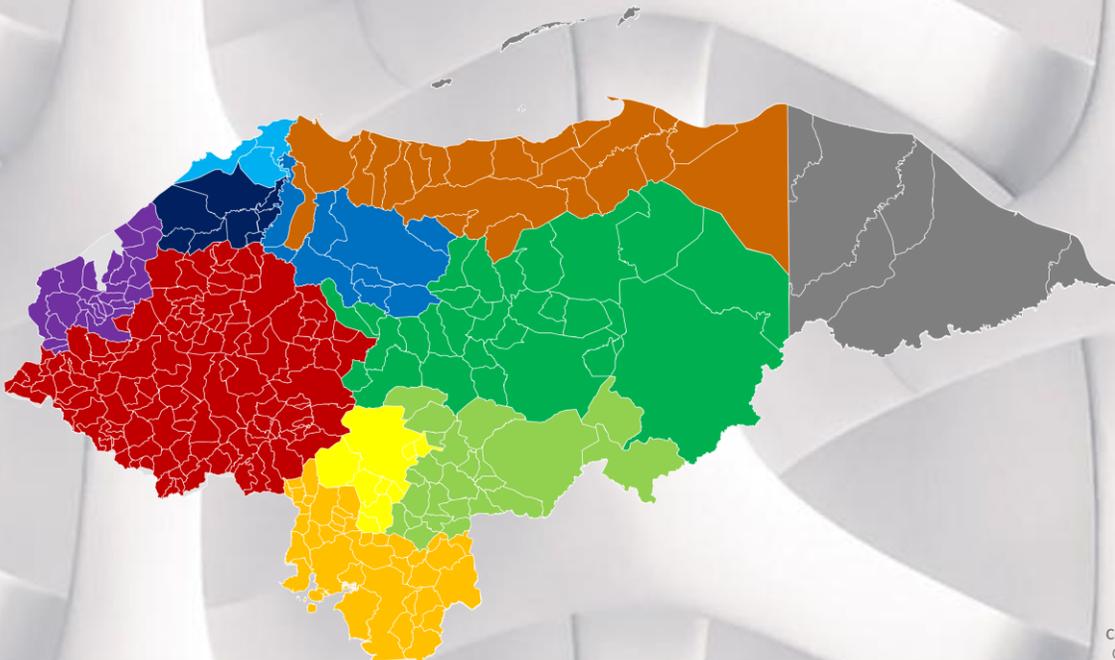


Ilustración 12 - Mapa de distribución de carga

Con tecnología de Bing
© Microsoft, TomTom

En el siguiente cuadro se especifica a que barra del SIN reducido pertenece cada región de carga:

COLOR	BARRA
Orange	H01
Yellow	H02
Light Green	H03
Green	H04
Purple	H05
Red	H06
Blue	H07
Brown	H08
Dark Blue	H09
Light Blue	H10

La zona de Gracias a Dios e Islas de la Bahía está en color gris, este color hace referencia a que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

CAPÍTULO IV PROYECCIONES DE DEMANDA



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



El modelo de proyección de demanda de electricidad en el país ha sido elaborado por la única empresa estatal en el país, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, cuyo modelo de negocio ha estado verticalmente integrado en todas las cadenas para el suministro de la demanda, sin embargo, el mismo mercado está evolucionando hacia un sistema más competitivo, la estatal está en el proceso de escisión, surgen nuevos agentes que cambia la dinámica del suministro desde la oferta hasta la demanda de electricidad, asimismo el crecimiento económico trae consigo un intensivo uso de la electricidad en sectores importantes como la industria, el comercio, entre otros.

Uno de los componentes importantes de este comité técnico es la evaluación de las metodologías que utilizan otros países de la región que tienen mercados desarrollados bajo el modelo de competencia y plantear modelos alternativos que permita mejorar la eficiencia y la bondad predictiva, así como buscar reducir las limitaciones de la funcionalidad del procedimiento actual.

Los modelos de proyección de demanda encontrados y cuya funcionalidad permite una integración de varias metodologías y funcionales en términos del análisis econométrico, además integran efectos externos del mercado, variables climáticas, entre otros. y cuyas proyecciones con periodicidad mensual y anual responden a la dinámica de un mercado de competencia. En primera instancia se eligieron modelos de tres países de la región, de los cuales se realiza un análisis a detalle de cada una de las metodologías empleadas.

4.1 EVALUACIÓN DEL MODELO DE PROYECCIÓN UTILIZADO POR LA ENEE

El análisis del modelo de proyección de demanda eléctrica de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se dividió en dos partes, un análisis cualitativo y un análisis cuantitativo.

4.1.1 ANÁLISIS CUALITATIVO

El modelo de proyección de demanda utilizado por la empresa distribuidora es un **modelo econométrico** híbrido donde se desagrega la demanda por sectores de consumo, identificándose principalmente el sector residencia y el sector industrial.

En este modelo se utilizan elasticidades ingreso, precio sustituto de la electricidad y precio de electricidad y se utilizan como factores del crecimiento de las viviendas, del crecimiento del sustituto y del crecimiento equivalente del precio real de la electricidad, esto en el sector residencial.

En el sector comercial se utilizan las elasticidades ingreso del sector industrial, del consumo al incremento real en el precio de la maquinaria, del consumo industrial a la tarifa industrial real, como factores de la tasa de crecimiento del valor agregado industrial, el precio real de la maquinaria y la Tasa de cambio del precio de la maquinaria.

El modelo utilizado por la empresa distribuidora no es considerado un modelo econométrico per se, si no que Ad Hoc ya que se ha venido ajustando y adaptando a las necesidades enfrentadas a lo largo del periodo de su utilización y aplicación. Por lo que resulta poco conveniente la incorporación de nuevas variables que no han sido utilizadas inicialmente en el modelo.

Es importante mencionar que las estimaciones de este modelo son anuales por lo que el modelo se

ve fuertemente limitado a una análisis estacional y geoespacial, dado que este tipo de análisis no son completamente compatibles con la naturaleza rígida del modelo.

4.1.2 ANÁLISIS CUANTITATIVO

Con el objetivo de determinar de manera cuantitativa si las proyecciones de la demanda de energía eléctrica realizadas por la ENEE son adecuadas, este trabajo propone una metodología de evaluación basada en intervalos de predicción.

El intervalo de predicción es un intervalo que contiene, con un nivel de confianza fijado, una variable aleatoria de interés. Es una herramienta estadística usada para hacer un enunciado de probabilidad alrededor del valor estimado \hat{Y} , dentro del cual cae el valor ejecutado de Y . Este intervalo se expresa para un nivel de confianza $1-\alpha$ de la manera siguiente:

$$\hat{Y}_0 - t_{\frac{\alpha}{2}, n-2} * \sqrt{\hat{\sigma}^2 \left(1 + \frac{1}{n} + \frac{(x_0 - \bar{x})^2}{\sum_i^n (x_i - \bar{x})^2} \right)}; \hat{Y}_0 + t_{\frac{\alpha}{2}, n-2} * \sqrt{\hat{\sigma}^2 \left(1 + \frac{1}{n} + \frac{(x_0 - \bar{x})^2}{\sum_i^n (x_i - \bar{x})^2} \right)}$$

Ecuación 3 - Intervalo de predicción

Donde:

Y_0 : Demanda Proyectada

$t_{\frac{\alpha}{2}, n-2}$: Distribución t Student

$\hat{\sigma}$: Error típico de la demanda ejecutada

x_0 : Año de la proyección

\bar{x} : Promedio de los años de proyección

n : Tamaño de la muestra

α : Nivel de significación

La metodología se basa en determinar si el valor previsto o proyectado para un año m corresponde a una estimación aceptada, se dice que el valor previsto de la demanda es un valor aceptado, cuando el valor ejecutado de la demanda está dentro del intervalo de predicción.

4.1.3 PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REALIZADAS POR LA ENEE

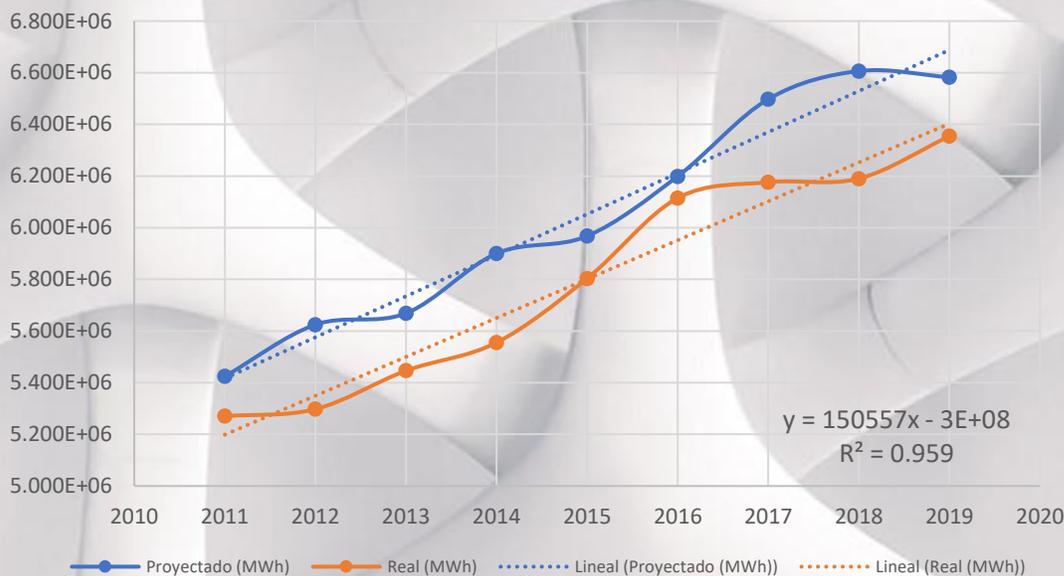
Con el fin de evaluar la precisión del modelo de proyección de la ENEE, en julio de 2020, dicha empresa presentó al equipo de trabajo, un documento que contiene las proyecciones de demanda de energía eléctrica de los últimos nueve años que esta empresa ha proyectado con base en su modelo de proyección y los respectivos valores ejecutados o reales. La tabla 6 muestra los valores de dichas proyecciones y los valores ejecutados de los últimos nueve años. La figura 1 ilustra gráficamente lo descrito anteriormente.

AÑO	PROYECTADO [MWh]	EJECUTADO [MWh]
2011	5.43E+06	5.27E+06
2012	5.63E+06	5.30E+06
2013	5.67E+06	5.45E+06
2014	5.90E+06	5.56E+06

2015	5.97E+06	5.80E+06
2016	6.20E+06	6.12E+06
2017	6.50E+06	6.18E+06
2018	6.61E+06	6.19E+06
2019	6.58E+06	6.35E+06

Tabla 4 - Valores proyectados por la ENEE y valores ejecutados

La siguiente gráfica ilustra la comparación de los datos históricos reales de demanda y los proyectados por la ENEE.



Gráfica 6 - Valores de las proyecciones de ENEE y valores reales

Por otro lado, es importante mencionar que el conjunto valores ejecutados presenta un comportamiento lineal, puesto que al calcular el coeficiente de determinación R^2 de dicho conjunto, este tiende a uno (0.959). Este comportamiento permite evaluar al modelo de proyección de la ENEE mediante métodos de regresión lineal.

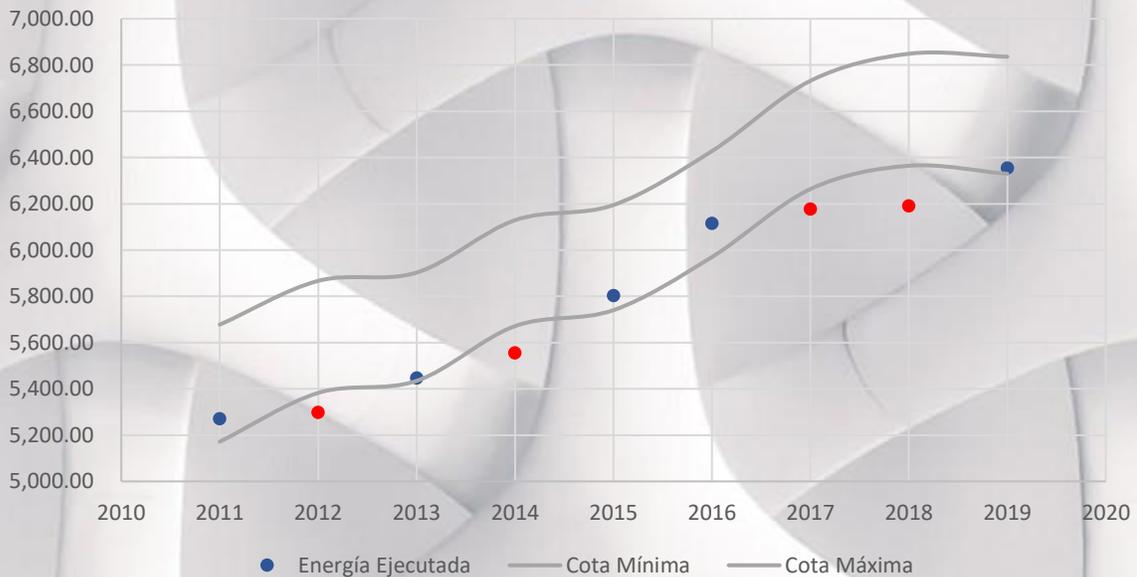
4.1.4 PROYECCIÓN DEL MODELO

Con base en la información proporcionada por la ENEE y con base en lo descrito anteriormente, se realiza una evaluación cuantitativa del modelo de proyección de demanda utilizado por esta empresa. La evaluación contempla tres etapas:

- I. **Cálculo de error típico:** se procede a calcular el error típico del conjunto de valores reales, el cual es determinado mediante la función "ERROR.TIPICO. XY" de Excel. El valor de dicho error es 91168.58516 MWh.
- II. **Cálculo de intervalos de confianza:** Considerando un intervalo de confianza de 95% y utilizando Ecuación 3 - Intervalo de predicciónse determina el intervalo de predicción para cada año.

III. **Evaluación:** Se observa si la proyección realizada por la ENEE para cada año es o no aceptable. En dicha tabla se aprecia que para los años 2012, 2014, 2017 y 2018, las proyecciones realizadas por la ENEE no son aceptables, debido a que estas no cumplen con el criterio de intervalos de predicción. La Gráfica 7 - Análisis de los valores proyectados mediante intervalos de predicción muestra gráficamente la metodología de evaluación a las que fueron sometidas las proyecciones de la ENEE, en color rojo se muestran los valores ejecutados que están fuera de la banda de predicción, y que por la tanto corresponden a valores de proyección no aceptados.

ANÁLISIS DE LAS DEMANDAS PROYECTADAS POR ENEE



Gráfica 7 - Análisis de los valores proyectados mediante intervalos de predicción

Se puede observar que para los años 2012, 2014, 2017 y 2018 los valores proyectados caen fuera de los intervalos de proyección, resultando en una sobreestimación “no aceptable”, por lo que se puede concluir que este modelo de proyección de demanda no es lo suficientemente exacto en el dominio temporal analizado.

Debido a la deficiencia mostrado por el modelo de predicción de la empresa distribuidora resulta necesario la utilización de otro método de predicción de demanda.

4.2 MODELO UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS

Se utilizó un **modelo estocástico basados en series históricas**, se formuló primero un modelo global que modela el comportamiento de la demanda a escala nacional, para luego modelar el consumo de la demanda mediante 10 regiones de carga, basados en el modelo reducido de 10 barras propuesto. Se utilizaron series historias nacionales y regionales del 2012 al año 2020, (de enero a octubre) y al agregar la demanda anualmente, los errores relativos de predicción fueron bajos, a pesar de no utilizarse variables exógenas.

El modelo utilizado es un modelo univariado, con características de sencillez y parquedad en

términos de información lo que lo hace muy útil a la hora de planificación de demanda futura. Para la proyección de demanda total del sistema se utilizó un modelo Gaussiano de 4to orden mediante ajuste de curvas representado por:

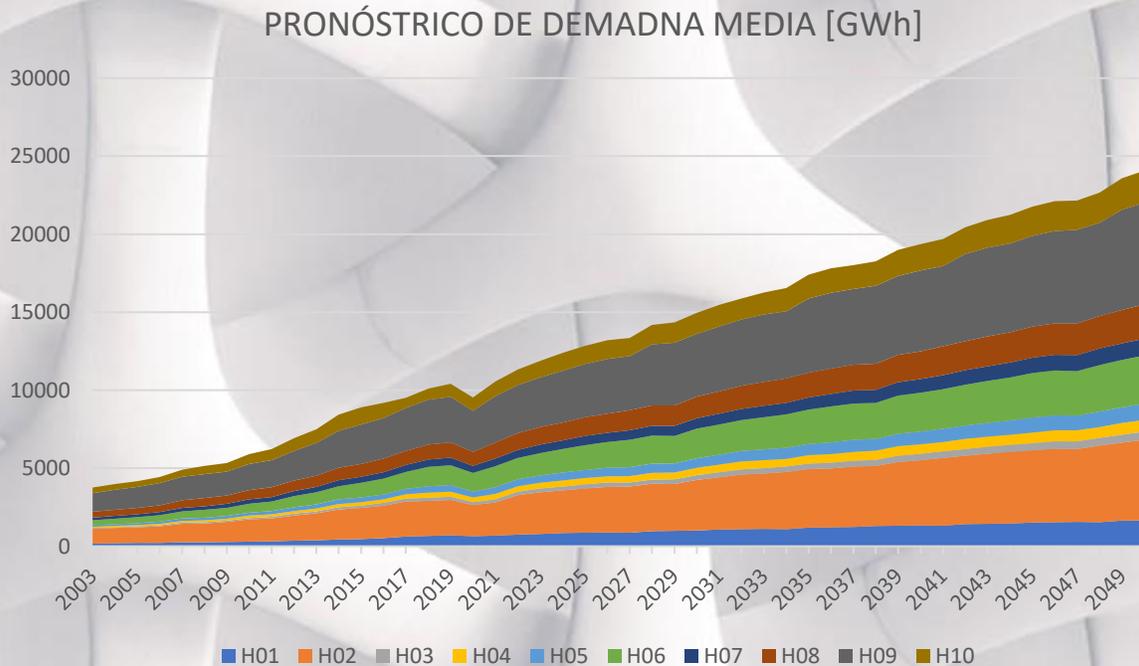
$$Dem(t) = \sum_{j=1}^4 a_j e^{-\left(\frac{t-b_j}{c_j}\right)^2}$$

Ecuación 4 - Modelo Gaussiano de 4to orden

Donde:

a₁ =	2643 (-5725, 1.101e+04)	a₂ =	1.597e+04 (5574, 2.636e+04)
a₃ =	2924 (-2.346e+04, 2.931e+04)	a₄ =	1.219e+04 (6752, 1.764e+04)
b₁ =	2050 (2047, 2053)	b₂ =	2050 (2041, 2058)
b₃ =	2035 (2009, 2061)	b₄ =	2029 (2015, 2043)
c₁ =	1.597 (-1.599, 4.793)	c₂ =	11.08 (-17.34, 39.51)
c₃ =	8.207 (-8.509, 24.92)	c₄ =	23.15 (14.41, 31.89)

Con un coeficiente de correlación $R^2 = 0.9978$ Los resultados para cada una de las proyecciones de demanda en cada una de las regiones de carga se muestran en la figura a continuación:



Gráfica 8 - Pronóstico de demanda por barra del SIN reducido con demandas media

4.3 PROBABILIAD DE FALLA DE LOS GENERADORES

Uno de los datos de entrada de la herramienta de planificación SimSEE son los datos de falla de las centrales generadoras, que nos indica la cantidad que horas que una central generadora de cualquier tecnología no estuvo disponible para su despacho (debido a fallas o mantenimiento).

A continuación, se muestra la probabilidad de falla de cada una de las centrales generadoras en el Mercado Eléctrico Nacional, para el año 2018.

GENERADORA	HORAS	PROBABILIDAD DE FALLA
CAÑAVERAL	189.71	2.166%
AGUA VERDE	0.12	0.001%
CECECAPA	10.68	0.122%
CHAMELECON HID.	5.08	0.058%
FM	612.70	6.994%
EL NISPERO	565.70	6.458%
GEOPLATANARES	-	0.000%
LA VEGONA	9.53	0.109%
PENCALIGUE	28.12	0.321%
RIO BLANCO	3.07	0.035%
RIO LINDO	631.67	7.211%
BABILONIA	5.00	0.057%
CEIBA TERMICA	19.75	0.225%
CORONADO	15.67	0.179%
LA ESPERANZA	0.47	0.005%
LAEISZ JUTICALPA	3.02	0.034%
LOS PINOS I	10.50	0.120%
RIO GUINEO	12.08	0.138%
SANTA FE	-	0.000%
STA. MARIA REAL	55.95	0.639%
YOJOA	1.52	0.017%
ZACAPA	12.47	0.142%
ZINGUIZAPA	6.10	0.070%
CEIBA TERMICA	1,090.94	12.454%
LA ENSENADA	12.15	0.139%
LAEISZ CEIBA	3.89	0.044%
BECOSA	10.38	0.118%
CARACOL KNITS PLANT	36.19	0.413%
CUYAGUAL	3.80	0.043%
ENERSA	571.68	6.526%
MEZAPA	1.02	0.012%
RIO BETULIA	18.70	0.213%
SAN JUAN	6.30	0.072%
TERM. LAIESZ.	2.55	0.029%
GREEN POWER	15.48	0.177%
IHSA	-	0.000%
LA PUERTA	66.77	0.762%
PARK DALE (GVE)	137.74	1.572%
EMCE	70.82	0.808%
SAN CARLOS	10.38	0.118%
EL CHINCHAYOTE	41.32	0.472%

EOLICA SAN MARCOS	8.28	0.095%
LAS LAJAS	-	0.000%
LUFUSSA III	1,160.90	13.252%
LUFUSSA SAN LORENZO	3.05	0.035%
LUFUSSA VALLE	697.96	7.968%
NACAOME HIDRO	0.45	0.005%
TERM LA GRECIA	37.40	0.427%

Tabla 5 - Probabilidad de falla por generador en el MER para el año 2018

La información que se utilizó fue la mostrada en el Informe Anual de Operación del Mercado eléctrico Nacional 2019. (agregar referencia). La probabilidad de falla de una planta generadora se define como la razón de la cantidad de horas de indisponibilidad en un año dividido entre las cantidades de horas en un año.

Es importante indicar que, de acuerdo con el modelo reducido utilizado, varias generadoras se agrupan en cada una de las diez barras del modelo reducido. Por ejemplo, generadoras de igual tecnología (G1, G2, G3, ...Gn) podrían estar conectadas todas juntas en una misma barra del modelo reducido (HO), sin embargo, por razones de simplificación de la modelación, estas generadoras se agruparon en un generador equivalente Geq, por lo que es necesario calcular y definir la probabilidad de falla de este generador equivalente tomando en consideración las probabilidades de los generadores G1, G2, G3, ...Gn.

Utilizando el Teorema de Bayes se establece que la probabilidad de falla de Geq, es la sumatoria de la probabilidad de que no falle Gn dado que todas las demás generadoras fallen. Por lo que la probabilidad de falla de Gn queda de la siguiente forma:

$$Prob_{Falla Gn} = P_{Gen G1} * P_{Falla G1} + P_{Gen G2} * P_{Falla G2} + \dots + P_{Gen Gn} * P_{Falla Gn}$$

Ecuación 5 - Probabilidad de falla condicional por generador

Donde:

$P_{Gen Gn}$ es la probabilidad de generar 1 kWh con el generador Gn en el generador equivalente

$P_{Falla Gn}$ es la probabilidad de falla del generador Gn.

A continuación, se muestran los resultados de las probabilidades de falla condicional para los generadores agrupados por tecnología en cada barra del modelo reducido del SIN:

BARRA	TECNOLOGÍA	MW	PROB. FALLA	PROB. DISPONIBILIDAD
H1	Térmica B	390.00	9.84%	90.16%
	Solar	490.78	0.00%	100.00%
	Eólica	110.00	0.30%	99.70%
	Biomasa	44.25	0.00%	100.00%
	Hidro ROR	28.12	0.01%	99.99%
H2	Eólica	125.00	0.00%	100.00%
	Térmica	4.80	0.00%	100.00%

H3	Biomasa	17.80	0.14%	99.86%
	Hidro ROR	1.38	0.00%	100.00%
H4	Térmica D	7.00	0.03%	99.97%
	Biomasa	3.50	0.12%	99.88%
	Hidro ROR	15.50	0.15%	99.85%
H5	Hidro RES	300.00	6.99%	93.01%
	Hidro ROR	61.31	0.08%	99.92%
H6	Hidro RES	29.00	2.17%	97.83%
	Hidro ROR	182.76	6.14%	93.86%
	Biomasa	18.10	0.41%	99.59%
	Geotérmica	35.00	0.00%	100.00%
H7	Hidro ROR	12.40	0.00%	100.00%
	Biomasa	30.30	0.00%	100.00%
H8	Térmica B	15.00	12.68%	87.32%
	Hidro ROR	64.08	0.04%	99.96%
	Biomasa	12.34	0.00%	100.00%
	Térmica D	70.00	0.08%	99.92%
H9	Térmica B	21.00	1.19%	98.81%
	Hidro ROR	7.00	0.04%	99.96%
	Solar	20.00	0.00%	100.00%
	Biomasa	34.00	0.00%	100.00%
H10	Térmica B	464.80	3.67%	96.33%
	Hidro ROR	27.40	0.02%	99.98%
	Biomasa	18.00	0.12%	99.88%
	Coque	105.00	0.12%	99.88%

Tabla 6 - Probabilidad de falla condicional de los generadores agrupados

CAPÍTULO V RESULTADOS FLEXTOOL (FLEXIBILIDAD)



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



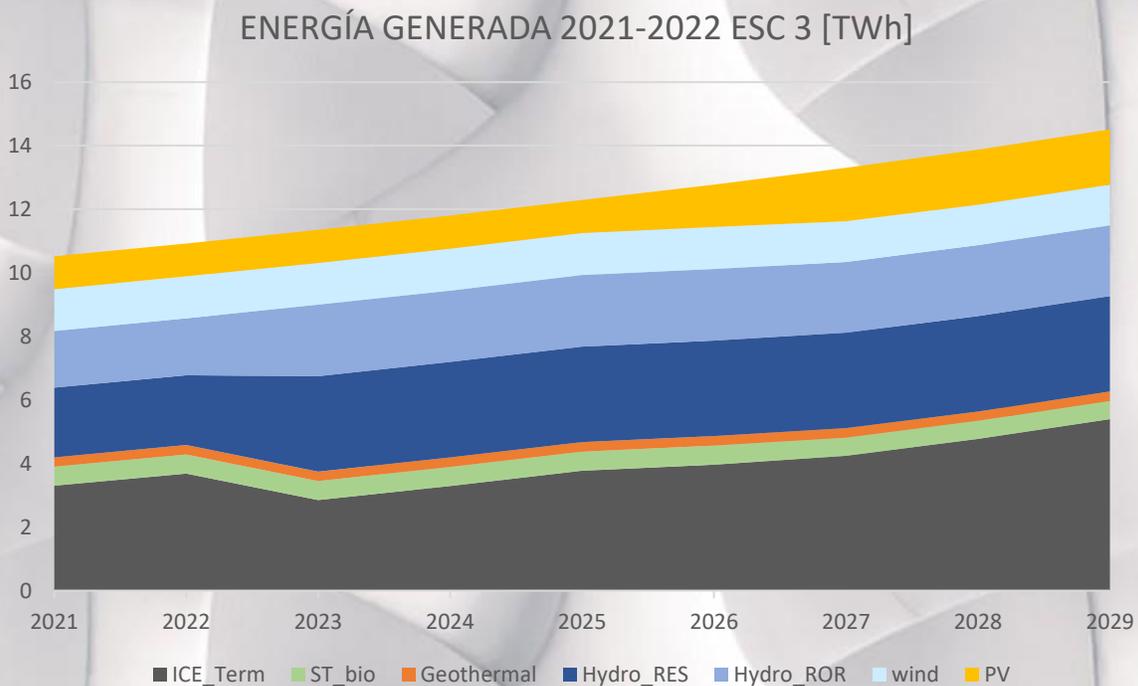
Para el análisis de flexibilidad se tomó como base en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional elaborado por el ODS, para la introducción de escenarios a la herramienta FlexTool de IRENA.

El año base que se utilizó en el estudio fue el 2019, es decir, de este año se tomaron curvas de generación y la energía generada para la calibración del modelo. En FlexTool el análisis se realiza anualmente por lo que para realizar el análisis hasta 2029 se realiza una corrida por cada año cambiando los datos de entrada denominados “Input”, se evaluaron las entradas y retiros de potencia presentados en tres de los cinco escenarios del Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional elaborado por el ODS.

Es importante mencionar que los despachos de energía obtenidos con la herramienta FlexTool pueden ser diferentes a los resultados obtenidos con el software SimSEE ya que utilizan distintas formas de resolución del problema, esto también pasara con los resultados obtenidos para las emisiones de CO2 y costos operativos. El periodo de estudio para el análisis de flexibilidad es el comprendido entre el 2021 y 2029.

5.1 ANÁLISIS DEL ESCENARIO ODS 3

A continuación, se muestra cual es el despacho de energía resultante del análisis de flexibilidad del escenario 3 del ODS:

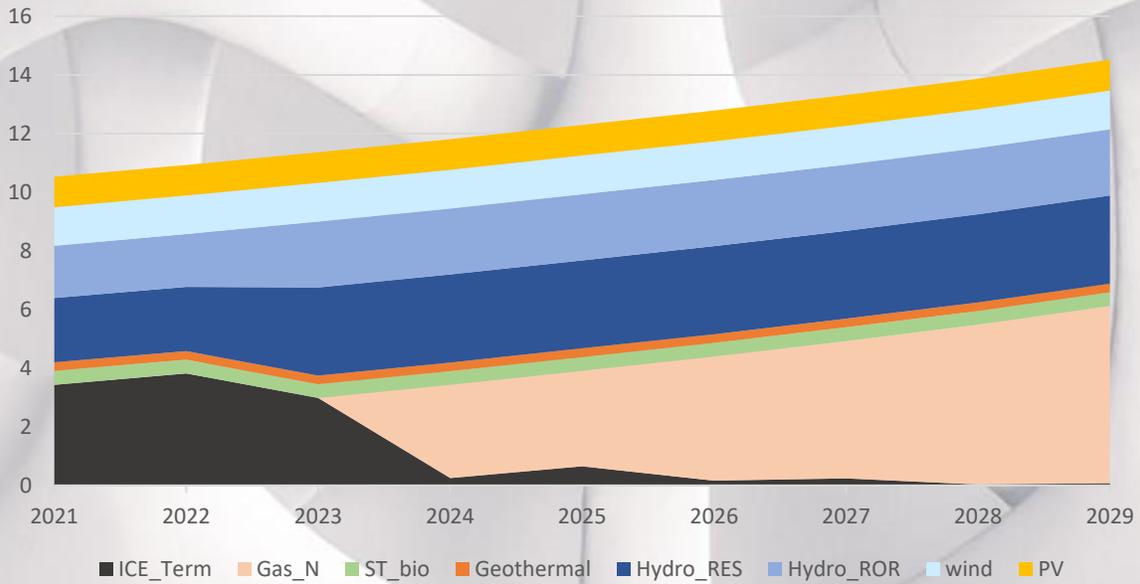


Gráfica 9 - Despacho de energía 2021-2029 ESC 3 [TWh]

5.2 ANÁLISIS DEL ESCENARIO ODS 4

A continuación, se muestra cual es el despacho de energía resultante del análisis de flexibilidad del escenario 4 del ODS:

ENERGÍA GENERADA 2021-2029 ESC 4 [TWh]



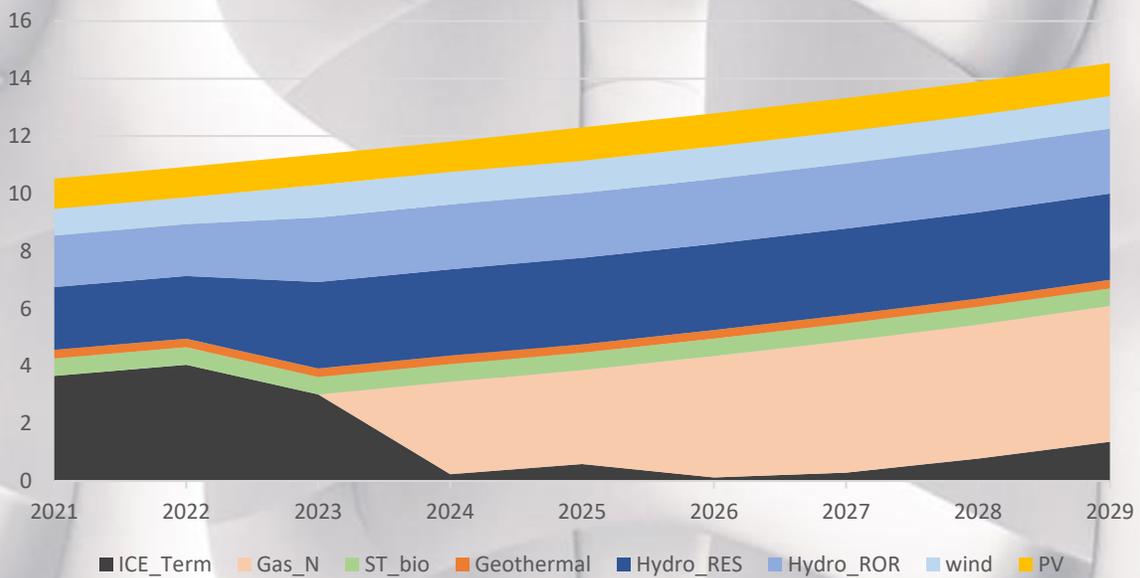
Gráfica 10 - Despacho de energía 2021-2029 ESC 4 [TWh]

La gráfica anterior muestra la penetración del gas natural teniendo un efecto en la disminución de generación a base de motores de combustión interna.

5.3 ANÁLISIS DEL ESCENARIO ODS 5

A continuación, se muestra cual es el despacho de energía resultante del análisis de flexibilidad del escenario 4 del ODS:

ENERGÍA GENERADA 2021-2029 ESC 5 [TWh]



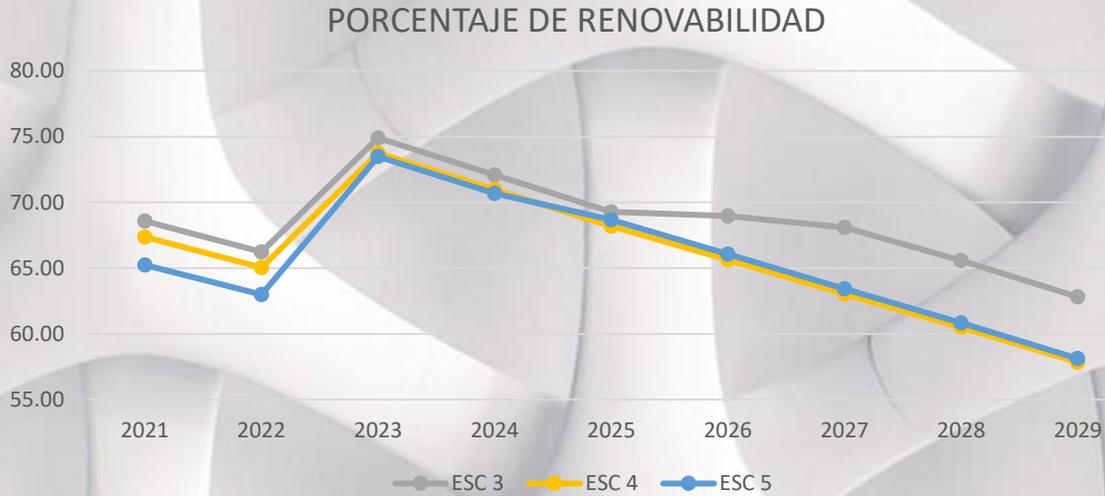
Gráfica 11 - Despacho de energía 2021-2029 ESC 5 [TWh]

5.4 PARÁMETROS DE FLEXIBILIDAD

Para el análisis de flexibilidad se tomará en cuenta el porcentaje de renovabilidad, las emisiones de CO2 y principalmente los porcentajes de curtailment, con esta última variable se observa el porcentaje de energía renovable variable vertida por falta de carga.

5.4.1 PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD – FLEXTOOL

Los resultados del porcentaje de renovabilidad en FlexTool son los siguientes:

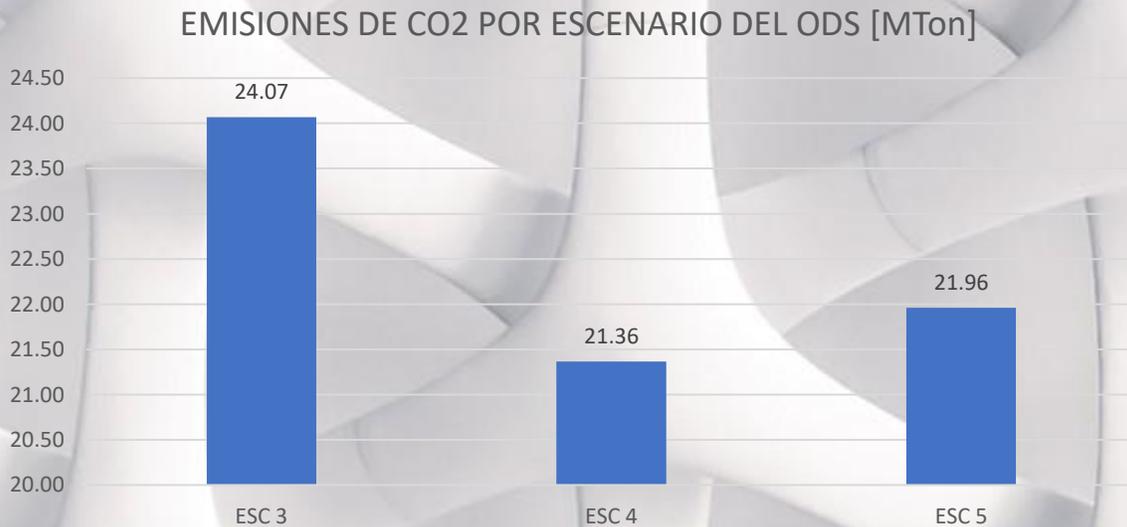


Gráfica 12 - Porcentaje de renovabilidad por escenario del ODS - FlexTool

Se puede observar en la gráfica anterior que el escenario más renovable es el número 3.

5.4.2 EMISIONES DE CO2 – FLEXTOOL

Las emisiones de CO2 obtenidas en FlexTool fueron:

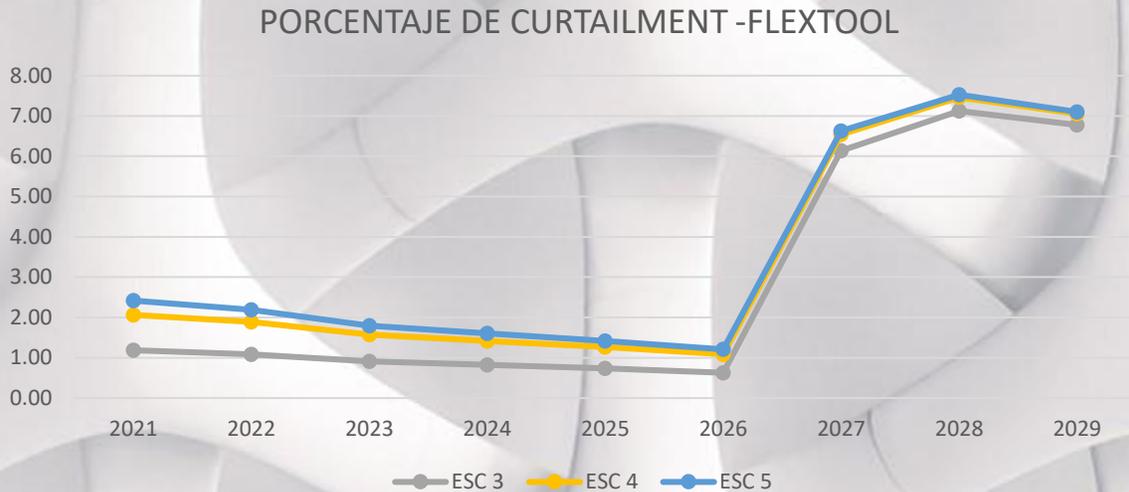


Gráfica 13 - Emisiones de CO2 por escenario del ODS [MTon]- FlexTool

Es importante notar que el escenario 3 es el más renovable, pero es el que tiene mayor cantidad de emisiones de CO2, por el contrario, el escenario 4 es el que emite menos gases de efecto invernadero.

5.4.3 PORCENTAJE DE CURTAILMENT – FLEXTOOL

Los datos de curtailment obtenidos para los escenarios del ODS fueron los siguientes:



Gráfica 14 - Porcentaje de curtailment por escenario del ODS

Se puede observar que todos los escenarios están bastante igualados en este aspecto, en el año 2027 se presenta un importante crecimiento de esta variable y esto se debe a la penetración de tecnologías renovables variables.

5.4.4 COSTOS OPERATIVOS – FLEXTOOL

Los costos operativos del periodo 2021-2020 fueron:



Gráfica 15 - Costos operativos por escenarios del ODS [MUSD] - FlexTool

5.5 ALGORITMO ADPI-VRE

El algoritmo Deductivo de Potencia Instalada de Energía Renovable Variable (ADPI-ERV), es un algoritmo desarrollado por la Secretaría de Energía (SEN) y se utiliza para encontrar las potencias instaladas de tecnología renovables variables más convenientes tomando en cuenta tres aspectos:

4. Emisiones Totales de CO2.
5. Vertimiento de energía renovable variable (Curtailment).
6. Costos Operativos.

Lo ideal es tratar de minimizar todas estas variables, sin embargo, dado el comportamiento que presentan y las unidades que poseen se hace poco práctico aplicar un algoritmo de minimización, debido a esto se desarrolló un algoritmo en el cual si se pueda analizar las tendencias de estos aspectos.

5.5.1 PASOS PARA EL DESARROLLO DEL ADPI-ERV

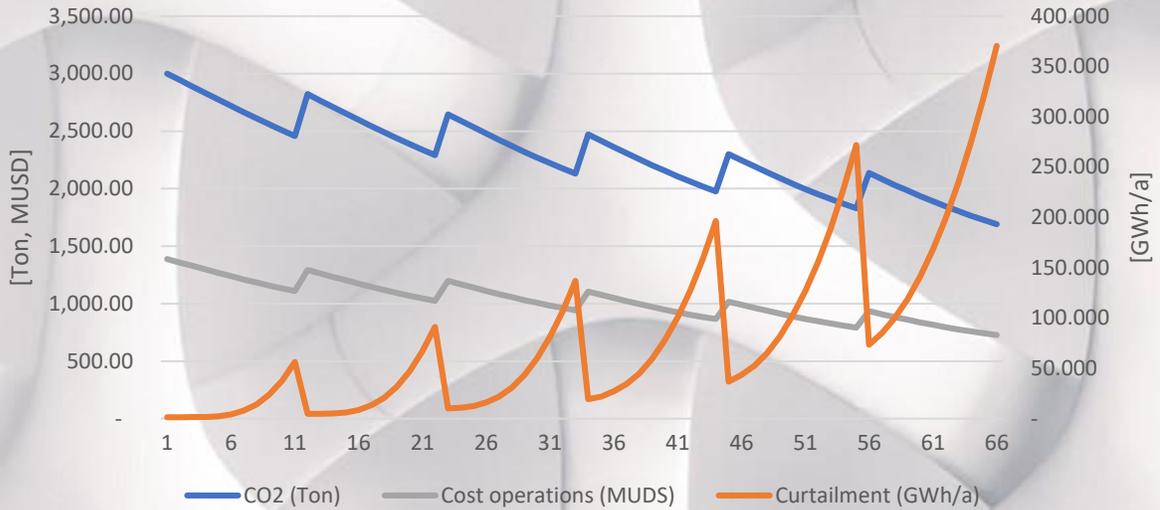
Para la aplicación de este algoritmo primero se debe hacer un escalado de potencia instalada solar y eólica, para lo cual se definen intervalos de crecimiento, en el caso de la SEN se definieron saltos de 50 MW para las centrales solares y 100 MW para las eólicas, de modo que se tiene el siguiente comportamiento de incrementos:



Gráfica 16 - Intervalos de escalado de potencia para el ADPI-ERV

En la gráfica anterior se puede observar que hay 66 intervalos, esto se debe a los topes del escalado de potencia ya que ambas tecnologías van desde 0 MW a 500 MW añadidos. Al realizar el escalado sobre la potencia instalada y obtener los resultados del software FlexTool se obtienen las siguientes curvas:

INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA EL ALGORITMOS ADPI-ERV



Gráfica 17 - Información de entrada para el algoritmo ADPI-ERV

En la gráfica anterior se puede observar los saltos provocados por el escalado de potencia, se puede observar que a medida el curtailment incrementa las emisiones de CO2 disminuyen y los costos operáticos también, es se debe a la importante inclusión de tecnologías renovables variables que no brindan flexibilidad al sistema.

5.5.2 APLICACIÓN DEL ADPI-ERV

Con la base de datos inicial se procede a encontrar las mejores combinaciones de potencia instalada tal que las variables involucradas sean mínimas, para ellos se van descartando los casos poco convenientes hasta depurar la base de datos y el algoritmo tiene el siguiente diagrama de flujo.

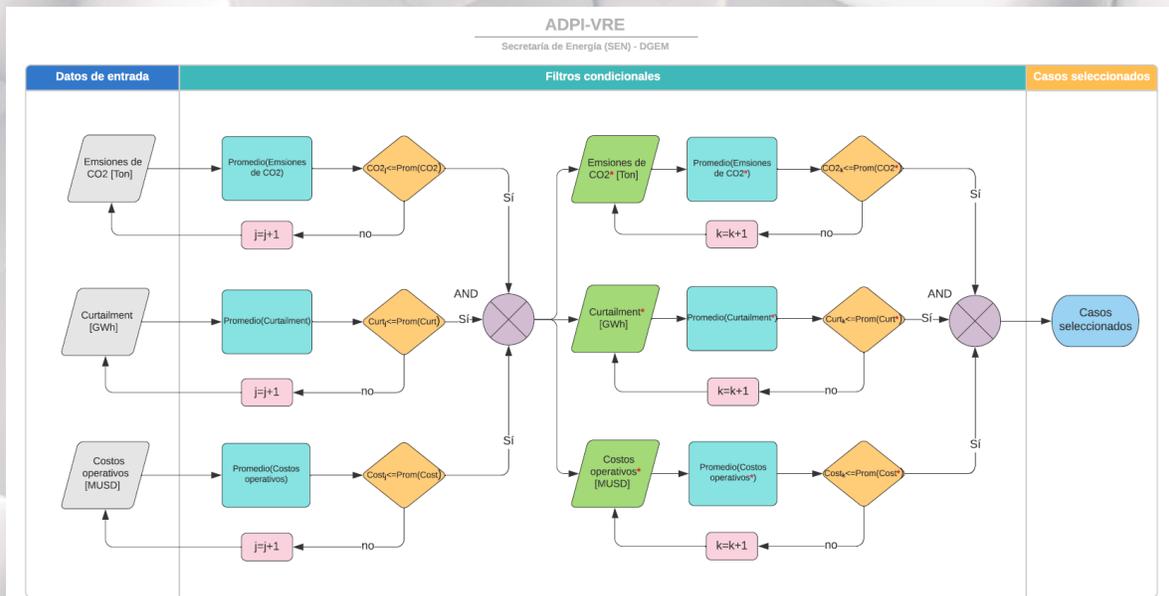


Ilustración 13 - Diagrama de flujo del algoritmo ADPI-ERV

En el diagrama anterior se puede observar que el algoritmo consiste en una filtración de la base de datos inicial, creando bases de datos secundarias más cercanas a los resultados que se pretende encontrar, en el diagrama de flujo planteado existe la posibilidad de obtener más de un caso seleccionado al final por lo que se puede volver a aplicar, es decir, se pueden realizar diversas iteraciones.

2024												
N. de archivo	Salto Eólicos	Salto Solares	CO2 (Ton)	Curtaiment (GWh/a)	Cost operations (MUDS)	CO2 BIN	Curt. BIN	Cost. Bin	AND	Filtro 1	Filtro 2	Filtro 3
1	0	0	2,999.90	1.416	1,387.88	0	1	0	0	0	0	0
2		50	2,943.49	1.426	1,357.58	0	1	0	0	0	0	0
3		100	2,887.24	1.506	1,327.47	0	1	0	0	0	0	0
4		150	2,831.24	1.738	1,297.66	0	1	0	0	0	0	0
5		200	2,775.50	2.443	1,268.21	0	1	0	0	0	0	0
6		250	2,720.18	4.255	1,239.28	0	1	0	0	0	0	0
7		300	2,665.48	7.983	1,211.04	0	1	0	0	0	0	0
8		350	2,611.54	14.149	1,183.66	0	1	0	0	0	0	0
9		400	2,558.73	23.675	1,157.42	0	1	0	0	0	0	0
10		450	2,507.17	37.656	1,132.62	0	1	0	0	0	0	0
11		500	2,457.29	56.304	1,109.33	0	1	0	0	0	0	0
12		0	2,821.85	4.775	1,291.93	0	1	0	0	0	0	0
13	100	50	2,765.70	4.862	1,261.93	0	1	0	0	0	0	0
14		100	2,709.81	5.209	1,232.22	0	1	0	0	0	0	0
15		150	2,654.23	6.157	1,202.91	0	1	0	0	0	0	0
16		200	2,599.07	8.642	1,174.19	0	1	0	0	0	0	0
17		250	2,544.56	13.483	1,146.28	0	1	0	0	0	0	0
18		300	2,490.92	20.763	1,119.22	0	1	0	0	0	0	0
19		350	2,438.55	31.572	1,093.33	0	1	0	0	0	0	0
20		400	2,387.55	46.764	1,068.79	0	1	0	0	0	0	0
21		450	2,338.14	66.662	1,045.74	0	1	0	0	0	0	0
22		500	2,291.01	91.127	1,024.10	1	0	1	0	0	0	0
23		0	2,645.32	10.241	1,197.83	0	1	0	0	0	0	0
24		50	2,589.57	10.774	1,168.28	0	1	0	0	0	0	0
25	100	2,534.17	12.390	1,139.19	0	1	0	0	0	0	0	
26	150	2,479.26	16.068	1,110.84	0	1	0	0	0	0	0	
27	200	200	2,425.06	22.040	1,083.27	0	1	0	0	0	0	0
28		250	2,371.90	30.812	1,056.65	0	1	0	0	0	0	0
29		300	2,320.12	43.333	1,031.19	0	1	0	0	0	0	0
30		350	2,269.69	60.026	1,007.03	1	1	1	1	0	0	0
31		400	2,221.12	81.235	984.23	1	0	1	0	0	0	0
32		450	2,174.60	106.769	962.78	1	0	1	0	0	0	0
33		500	2,130.43	137.034	942.71	1	0	1	0	0	0	0
34		0	2,471.42	19.253	1,105.88	0	1	0	0	0	0	0
35		50	2,416.24	22.049	1,077.18	0	1	0	0	0	0	0
36		100	2,361.66	27.117	1,049.23	0	1	0	0	0	0	0
37		150	2,307.97	34.521	1,022.10	0	1	1	0	0	0	0
38		200	2,255.49	45.054	995.97	1	1	1	1	0	0	0
39	300	250	2,204.34	59.559	971.02	1	1	1	1	1	0	0
40		300	2,154.73	78.092	947.29	1	1	1	1	1	0	0
41		350	2,106.98	100.596	924.79	1	0	1	0	0	0	0
42		400	2,061.29	127.567	903.61	1	0	1	0	0	0	0
43		450	2,017.77	159.349	883.84	1	0	1	0	0	0	0
44		500	1,976.38	196.401	865.59	1	0	1	0	0	0	0
45		0	2,300.87	36.714	1,017.30	1	1	1	1	0	0	0
46		50	2,246.82	43.443	989.82	1	1	1	1	0	0	0
47		100	2,193.86	52.656	963.19	1	1	1	1	1	1	1
48		150	2,142.17	65.235	937.61	1	1	1	1	1	0	0
49		200	2,091.79	81.767	913.18	1	0	1	0	0	0	0
50		250	2,043.03	102.535	890.00	1	0	1	0	0	0	0
51	300	1,996.23	126.944	867.94	1	0	1	0	0	0	0	
52	350	1,951.38	155.513	847.11	1	0	1	0	0	0	0	
53	400	1,908.61	189.234	827.73	1	0	1	0	0	0	0	
54	450	1,867.82	228.235	809.85	1	0	1	0	0	0	0	
55	500	1,829.24	272.019	793.32	1	0	1	0	0	0	0	
56	0	2,135.45	73.566	934.79	1	1	1	1	1	0	0	
57	50	2,083.40	84.948	908.77	1	0	1	0	0	0	0	
58	100	2,032.58	99.745	883.76	1	0	1	0	0	0	0	
59	150	1,983.11	118.685	859.96	1	0	1	0	0	0	0	
60	200	1,935.25	141.521	837.30	1	0	1	0	0	0	0	
61	500	250	1,889.38	168.201	815.77	1	0	1	0	0	0	0
62		300	1,845.58	199.196	795.49	1	0	1	0	0	0	0
63		350	1,803.62	234.983	776.55	1	0	1	0	0	0	0
64		400	1,763.61	275.611	758.96	1	0	1	0	0	0	0
65		450	1,725.88	320.749	742.65	1	0	1	0	0	0	0
66		500	1,690.54	370.432	727.62	1	0	1	0	0	0	0

Tabla 7 - ADPI-ERV en Excel

5.5.3 RESULTADOS DEL ALGORITMO ADPI-ERV

Al aplicar el algoritmo para todos los años comprendidos entre el 2021 y 2029 se obtuvieron los siguientes resultados:

RESULTADOS DEL ADPI-ERV		
AÑO	SOLAR [MW]	EÓLICA [MW]
2021		
2022	50.00	100.00
2023		
2024		100.00
2025		100.00
2026		
2027	50.00	
2028	50.00	
2029	50.00	
2030	100.00	
TOTAL	300.00	300.00

Tabla 8 - Resultados del algoritmo ADPI-ERV

Las adiciones de potencia encontradas con el ADPI-ERV se hará en el software de planificación SimSEE, el resto de estudio se realizará en esta herramienta.

CAPÍTULO VI ESCENARIOS PROPUESTOS POR LA SEN



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



La Secretaría de Energía (SEN) elaboro cuatro escenarios tomando como base el escenario 4 propuesto en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación propuesto por el Operador de Sistema (ODS), dos de los cuatro escenarios solo incluyen inversiones en generación y los otros dos incluyen inversiones en transmisión y generación.

6.1 ESCENARIO SEN I

El escenario SEN I es un escenario en el cual se toma como base el escenario 4 del ODS, este escenario se caracteriza por ser poco renovable, realizar inversiones solo en generación y conservar algunos generadores a base de combustibles fósiles actualmente existentes en funcionamiento como ser LUFUSSA III y ENERSA, a continuación, se presentará un cuadro con las entradas de potencia a lo largo del periodo de estudio:

ADICIONES DE POTENCIA SEN-I [MW]								
AÑO	HIDRO ROR	HIDRO RES	MCI	CCGN	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA
2019	8.20		30.00		3.00			
2020	3.40	104.00	290.00			31.90		
2021			200.00					
2022	4.00		150.00			50.00	100.00	
2023	43.54	220.70						
2024				375.00			100.00	
2025							100.00	
2026				270.00				
2027						50.00		
2028			820.00			50.00		15.00
2029			20.00			150.00		40.00
2030						100.00		
2031								
2032				377.00				
2034								
2042					70.00			
2045					55.00			

Tabla 9 - Adiciones de potencia SEN-I [MW]

6.2 ESCENARIO SEN II

El escenario SEN II es un escenario en el cual se toma como base el escenario 4 del ODS, este escenario se caracteriza por inclusión de más tecnologías renovables, realizar inversiones solo en generación, en este escenario no se conservan los generadores a base de combustibles fósiles actualmente existentes como ser LUFUSSA III y ENERSA, a continuación, se presentará un cuadro con las entradas de potencia a lo largo del periodo de estudio:

ADICIONES DE POTENCIA SEN-II [MW]								
AÑO	HIDRO ROR	HIDRO RES	MCI	CCGN	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA
2019	8.20		30.00		3.00			
2020	3.40	104.00	290.00			31.90		
2021			200.00					

2022	4.00		150.00		50.00	100.00	
2023	43.54	220.70					
2024			375.00			100.00	
2025						100.00	
2026			270.00				
2027					50.00		
2028			820.00		50.00		15.00
2029			20.00		150.00		40.00
2030					100.00		
2031							
2032			377.00				
2034		300.00					
2042				65.00			
2044				50.00			
2045				150.00			
2046				55.00			

Tabla 10 - Adiciones de potencia SEN-II [MW]

6.3 ESCENARIO SEN I-L y SEN II-L

Estos escenarios son iguales a los descritos anteriormente en lo que respecta a adiciones de potencia instalada sin embargo se consideran inversiones en transmisión, en ambos escenarios se presentan las mismas repotenciaciones y construcción de nuevas líneas.

LÍNEA	AÑO	CASO	POTENCIA [MW]
LT3	2023	Repotenciación	151.80
LT8	2042	Repotenciación	151.80
LT2	2023	Repotenciación	151.80
LT1	2040	Repotenciación	500.00
LT11	2042	Repotenciación	1200.00
LT12	2024	Construcción	151.80
LT13	2036	Construcción	151.80

Tabla 11 - Inversiones en transmisión

Las líneas LT12 y LT13 no están representadas en el diagrama del SIN reducido mostrados anteriormente esto se debe a que son líneas no existentes, la línea LT12 es una línea que conectaría la barra HO4 con HO3, geográficamente es la interconexión de Olancho con El Paraíso y la línea LT13 conectaría la barra HO4 con HO8, es decir, una conexión entre Olancho y el litoral del país.

A continuación, se presenta un mapa con el SIN reducido georreferenciado incluyendo las líneas de transmisión futuras.

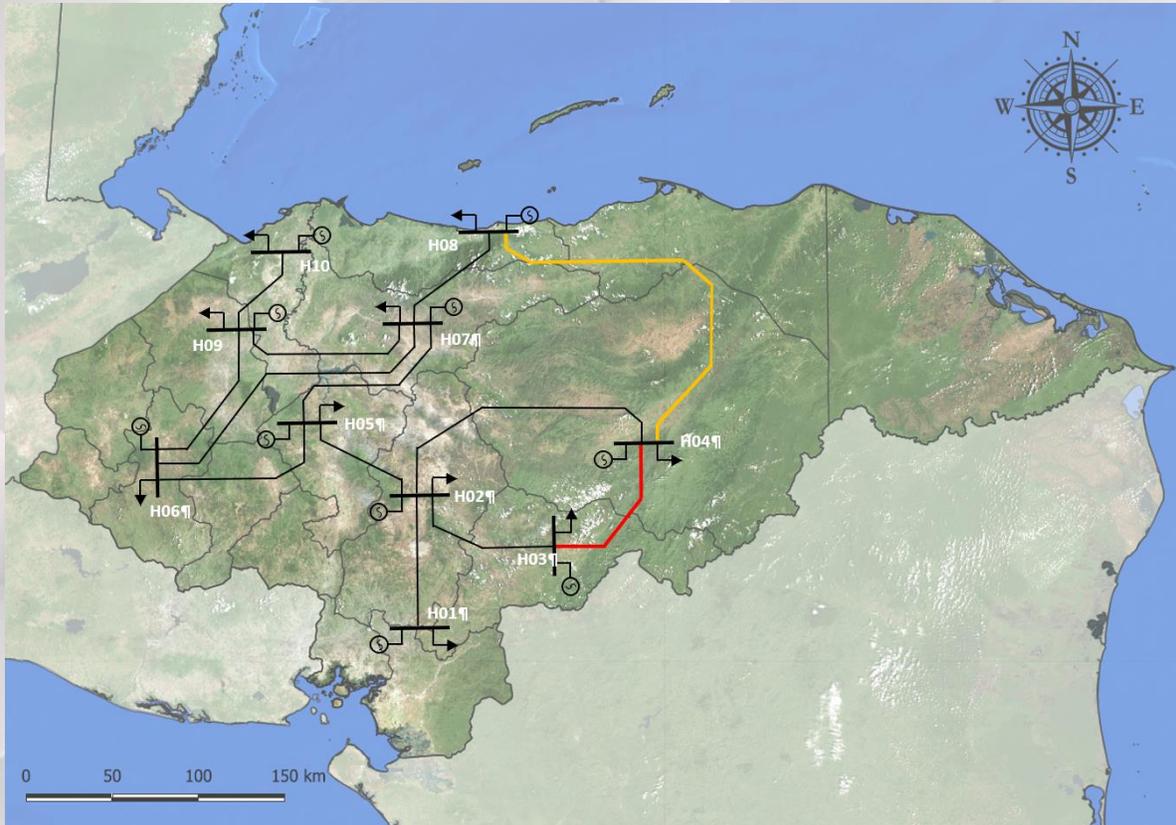


Ilustración 14 - Mapa del SIN reducido georreferenciado con líneas futuras

La línea que está en rojo es la línea LT12 (Olancho – El Paraíso) y la que amarillo es la línea LT13 (Olancho – Litoral).

CAPÍTULO VII RESULTADOS SIMSEE



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS

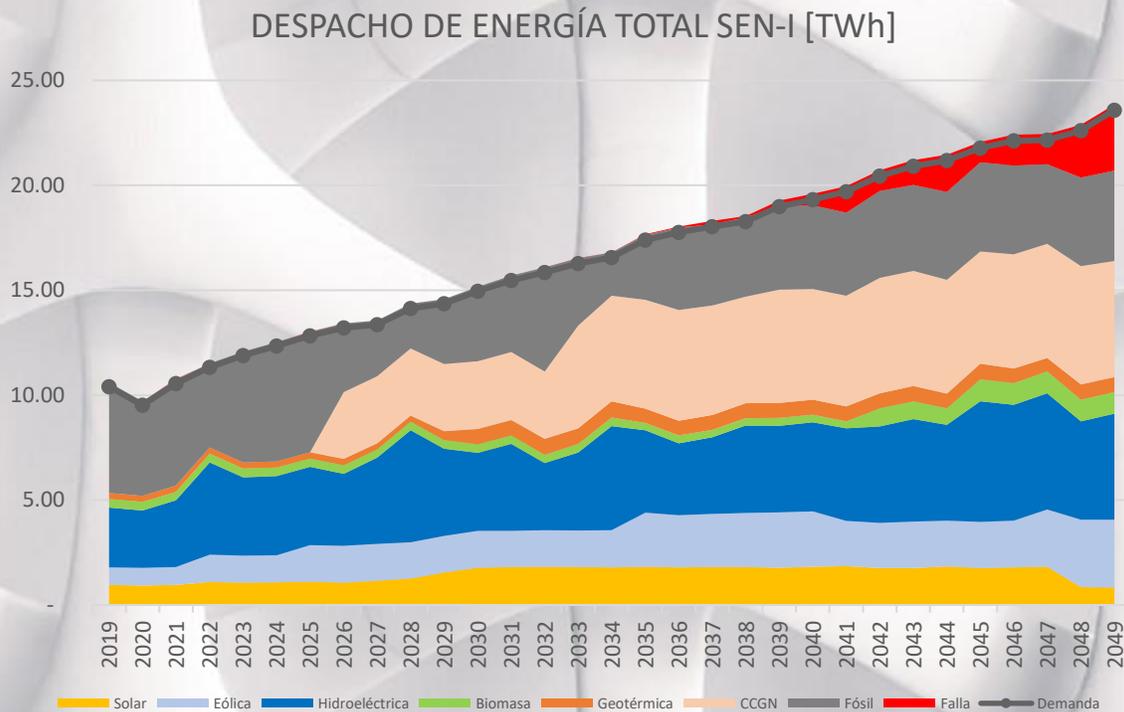


En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al introducir toda la información planteada anteriormente en el software SimSEE, se presentarán despachos de energía total, porcentaje de renovabilidad, emisiones de CO2 y costos de abastecimiento de la demanda, estas variables se presentaran de forma anual. El horizonte de estudio en SimSEE será de 30 años, es decir, hasta el 2050.

7.1 ANÁLISIS ESCENARIO SEN I

7.1.1 DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL

El despacho de energía anual por tecnología para el escenario SEN-I fue el siguiente:



En la gráfica anterior se puede observar que al final del periodo de estudio hay un porcentaje de déficit importante por lo que este escenario no es el más adecuado, es importante mencionar que en ciertas partes de la gráfica el área acumulada que representa la generación sobrepasa la demanda total, esto se debe a las pérdidas por transmisión.

7.1.2 PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL

El porcentaje de renovabilidad del escenario SEN-I por cada año fue el siguiente:

PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD SEN-I



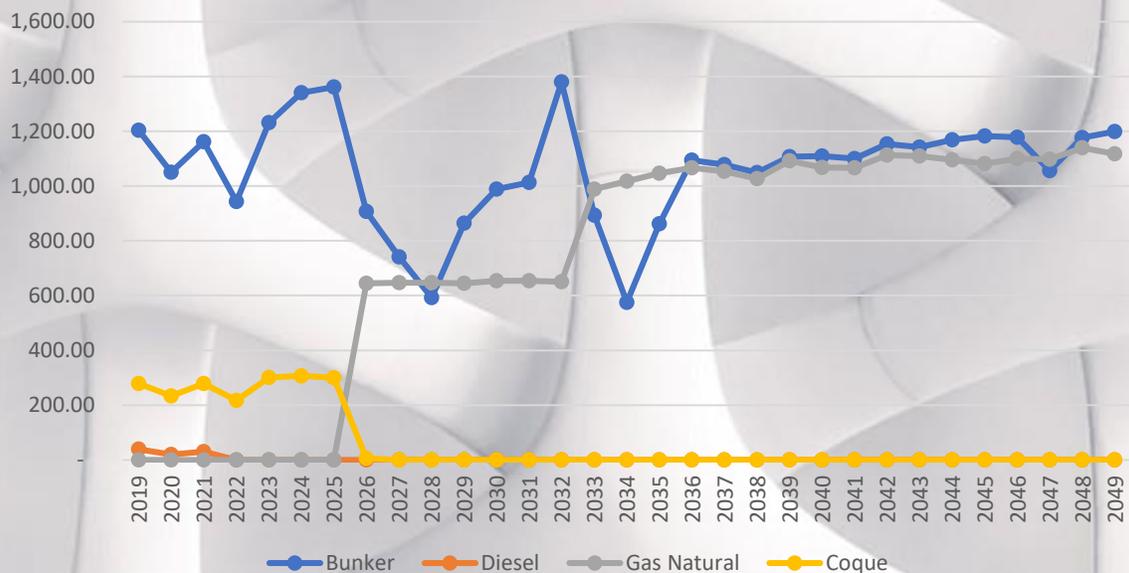
Gráfica 19 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN-I

Se puede observar que al final del periodo el porcentaje de renovabilidad fu de 52.50%, esto se debe a que el escenario SEN-I tiene poca penetración de tecnologías renovables.

7.1.3 EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA

Los resultados de emisiones de CO2 para el escenario SEN-I fueron de:

EMISIONES DE CO2 SEN-I [kTon]



Gráfica 20 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN-I [kTon]

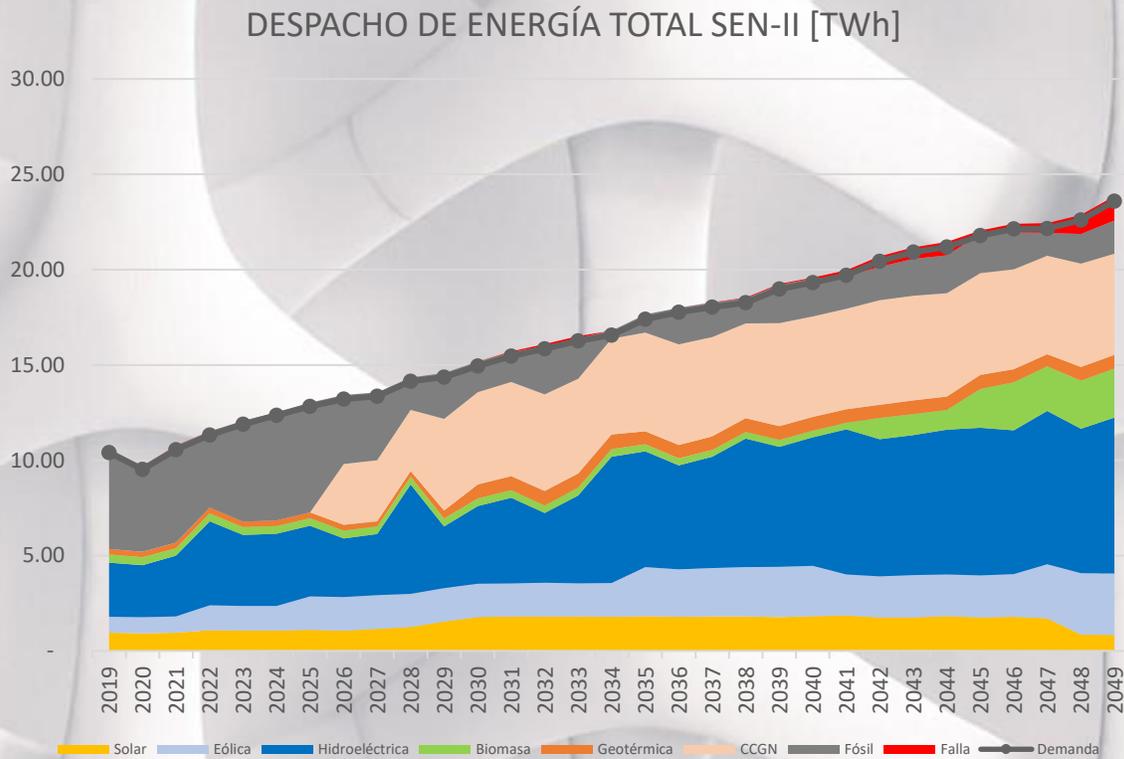
Se puede observar que a partir del 2026 ya no hay generación a base de coque y las al final del

periodo se tienen solamente las emisiones debido al gas natural y bunker.

7.2 ANÁLISIS ESCENARIO SEN II

7.2.1 DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL

El resultado del despacho de energía total anual por tecnología para el escenario SEN II fue:



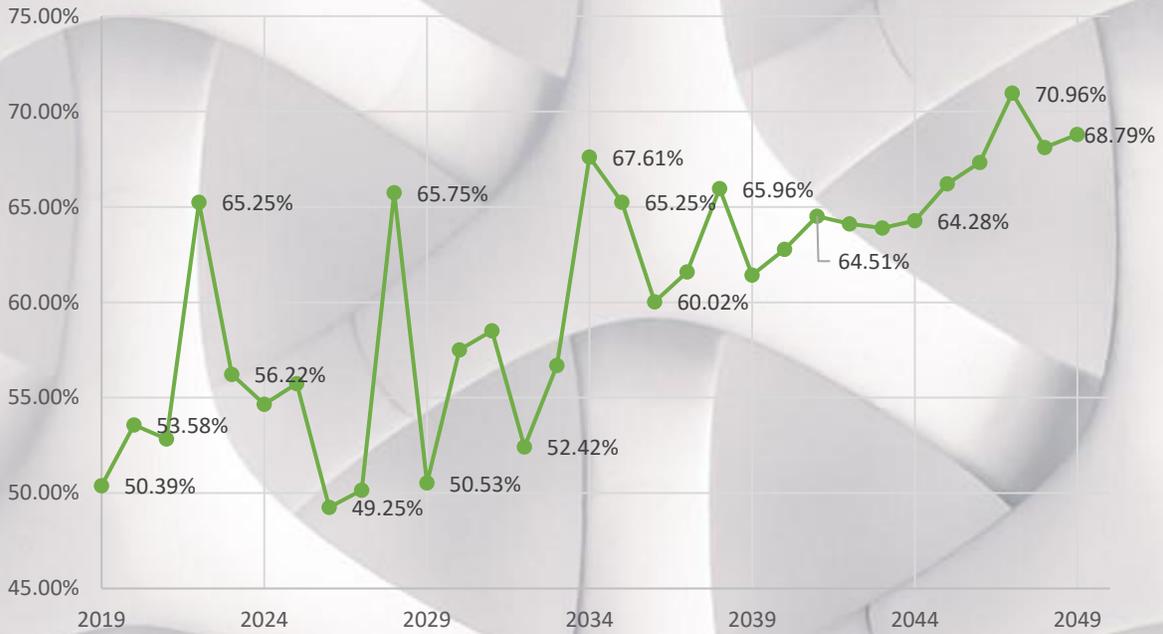
Gráfica 21 - Despacho de energía total anual SEN-II [TWh]

En la gráfica anterior se puede observar que siempre hay un poco de déficit al final del periodo, sin embargo, es menor al déficit presentado en el escenario SEN I, en este escenario se hace visible la entrada de la central hidroeléctrica de embalse en el 2034.

7.2.2 PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL

Con respecto a la renovabilidad este escenario es más renovable que el SEN I, finalizando el periodo de estudio con un 68.78% de renovabilidad.

PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD SEN-II

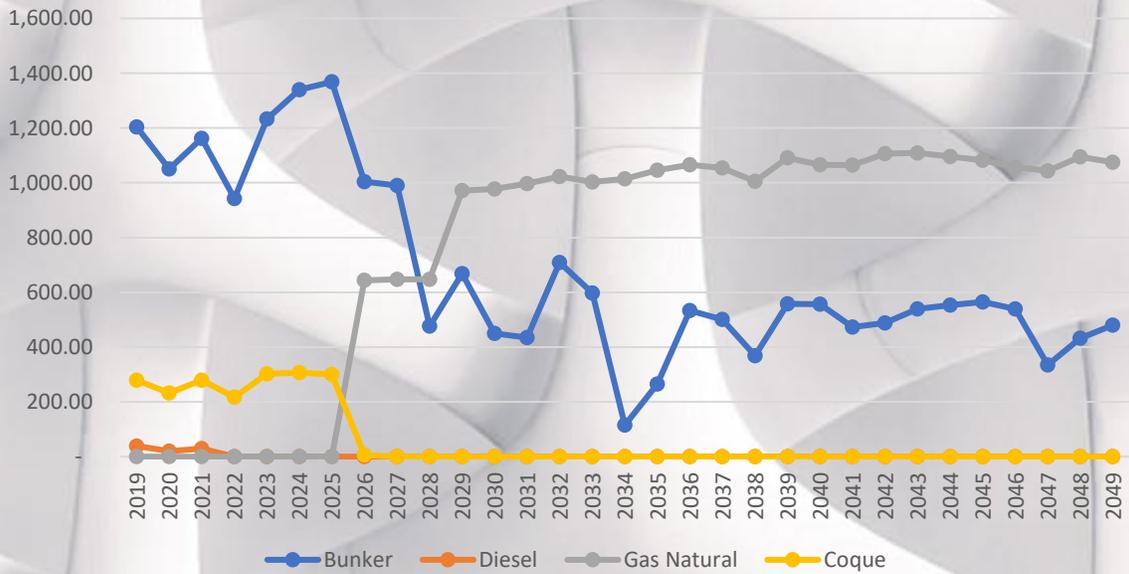


Gráfica 22 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN-II

7.2.3 EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA

Al igual que en el escenario SEN I se presentan las mismas tendencias en las emisiones de CO₂, al final del capítulo se presentarán graficas con las comparaciones de todos los escenarios.

EMISIONES DE CO2 SEN-I [kTon]

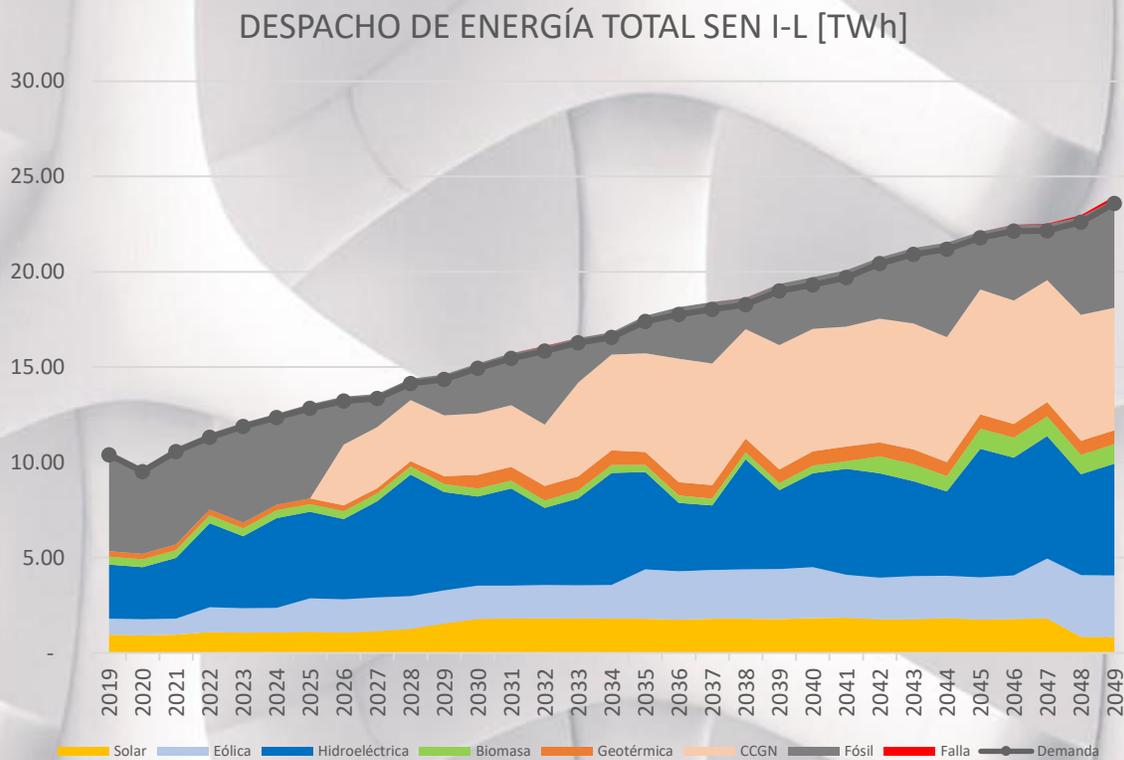


Gráfica 23 - Emisiones de CO₂ por tipo de combustibles SEN-II [kTon]

7.3 ANÁLISIS ESCENARIO SEN I-L

7.3.1 DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL

En el resultado del despacho de energía del escenario SEN I-L se puede observar que el déficit es menor con respecto a los escenarios presentados anteriormente, esto se debe a la inclusión de inversiones en transmisión, sin embargo, este escenario posee poca penetración de tecnología renovables lo que hace que gran parte de la generación sea a base de combustibles fósiles (Bunker y Gas Natural).



Gráfica 24 - Despacho de energía total anual SEN I-L [TWh]

7.3.2 PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL

Los resultados obtenidos para el para el porcentaje de renovabilidad de escenario SEN I-L fueron los siguientes:

PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD SEN I-L



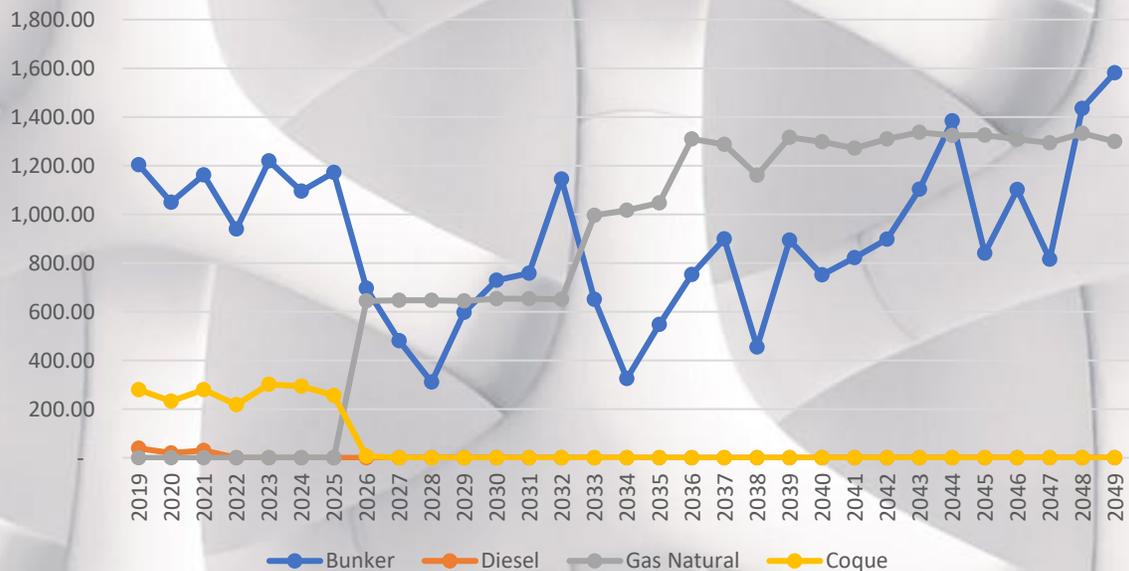
Gráfica 25 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN I-L

En este escenario la renovabilidad al final del periodo es bastante bajo (49.11%), esto se debe a que las inversiones en líneas de transmisión dieron lugar al transporte de más energía proveniente de fuentes a base de combustibles fósiles.

7.3.3 EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA

Las emisiones de CO2 de este escenario también son bastante elevadas con respecto al escenario anterior, más adelante se presentarán gráficas comparativas entre todos los casos.

EMISIONES DE CO2 SEN I-L [kTon]



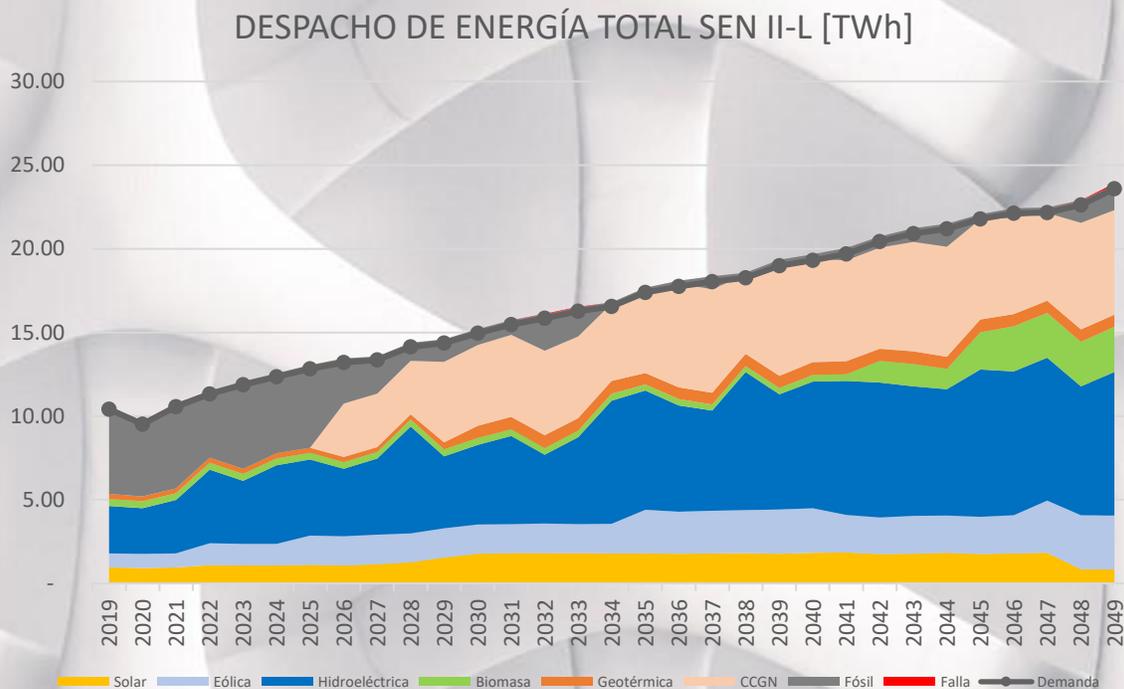
Gráfica 26 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN I-L [kTon]

7.4 ANÁLISIS ESCENARIO SEN II-L

El escenario SEN II-L es el escenario en el que se obtienen los resultados más orientados a porcentajes de renovabilidad altos.

7.4.1 DESPACHO DE ENERGÍA TOTAL

En los resultados obtenidos para el despacho de energía para este escenario se puede observar que al final del periodo la generación a base de bunker es bastante baja, casi al punto de cubrir la generación fósil con gas natural.



Gráfica 27 - Despacho de energía total anual SEN II-L [TWh]

7.4.2 DESPACHO DE ENERGÍA POR BARRA

7.4.3 PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD TOTAL

El comportamiento del porcentaje de renovabilidad anual para este escenario es el siguiente:

PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD SEN II-L



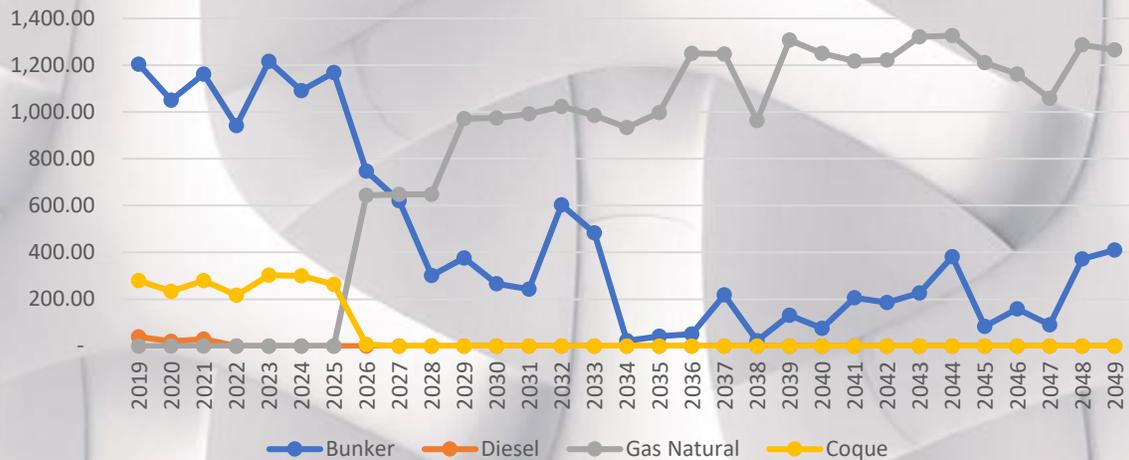
Gráfica 28 - Porcentaje de renovabilidad anual SEN II-L

Al final del periodo se tiene un porcentaje de renovabilidad del 67.50% y se alcanzó un pico máximo de 75.22% en el año 2047.

7.4.4 EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA

Las emisiones de CO2 de este escenario son similares con respecto a los escenarios anteriores.

EMISIONES DE CO2 SEN II-L [kTon]



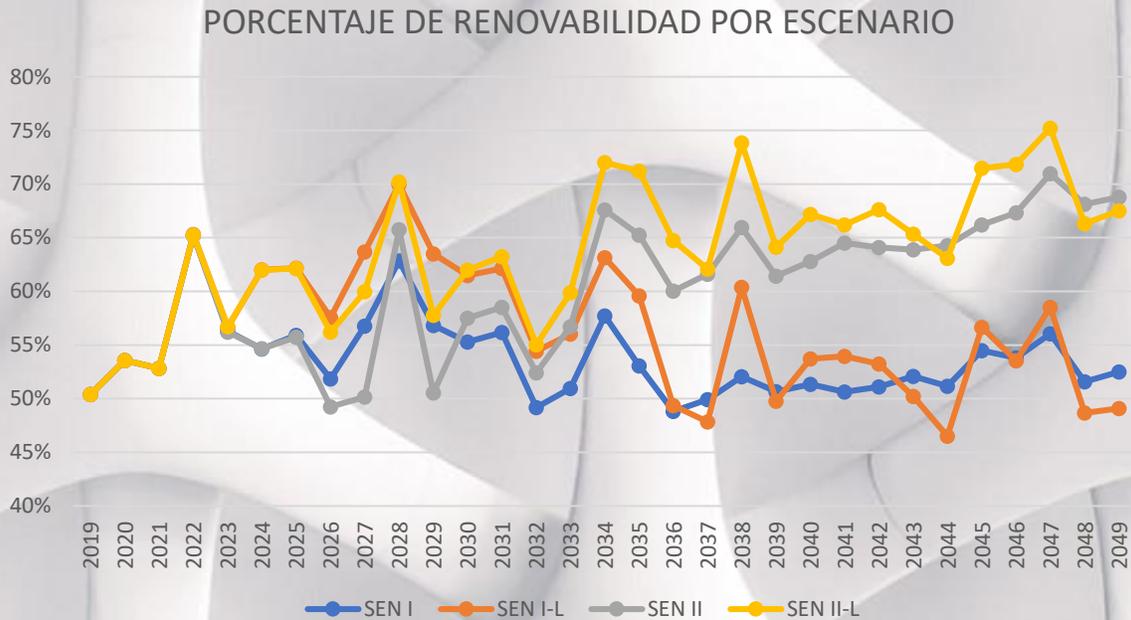
Gráfica 29 - Emisiones de CO2 por tipo de combustibles SEN II-L [kTon]

7.5 COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS EN SIMSEE

En esta subsección se compararán los resultados presentados anteriormente, de esta forma se podrán analizar las variables de mayor interés y determinar cuál es el escenario más alineado con las políticas energéticas planteadas por la Secretaría de Energía.

7.5.1 PORCENTAJE DE RENOVABILIDAD

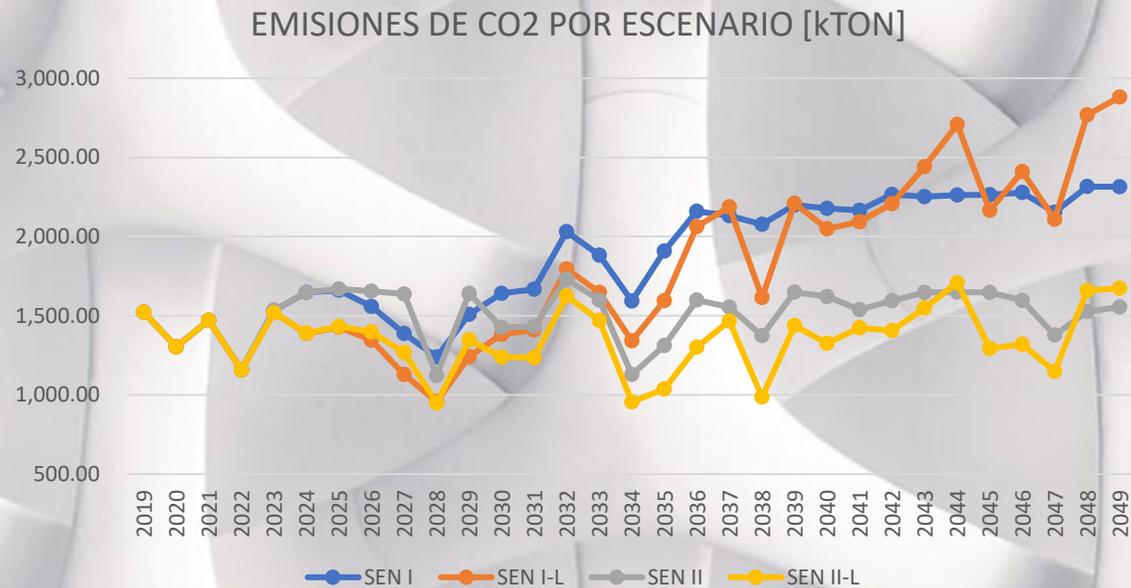
De los cuatro escenarios analizados el más renovable es el SEN II-L, sin embargo, al final del horizonte de estudio el escenario SEN II tiene mayor porcentaje de renovabilidad, esto se debe a que al final del periodo el escenario SEN II tiene déficit y esta energía no es tomada en cuenta para el porcentaje de renovabilidad.



Gráfica 30 - Porcentaje de renovabilidad por escenario - SimSEE

7.5.2 EMISIONES DE CO2

Las emisiones de CO2 totales de los escenarios analizados fueron las siguientes:



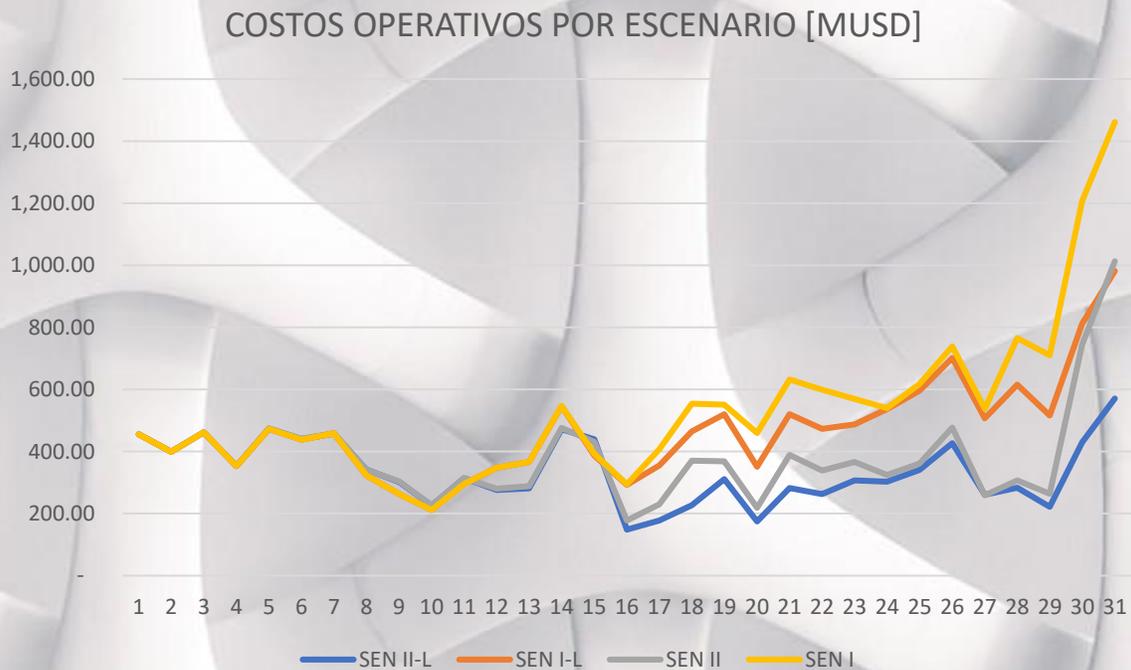
Gráfica 31 - Emisiones de CO2 por escenario - SimSEE

En la gráfica anterior se puede observar que el escenario con la menor cantidad de emisiones de CO2 es el SEN II-L, en este caso el escenario más renovable también es el que tiene menos emisiones de CO2.

7.5.3 COSTO DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

De los cuatro escenarios propuestos el más baratos es el escenario SEN II-L, aun haciendo inversiones en transmisión y generación, al largo plazo esto es más económico que tomar riesgos de déficit.

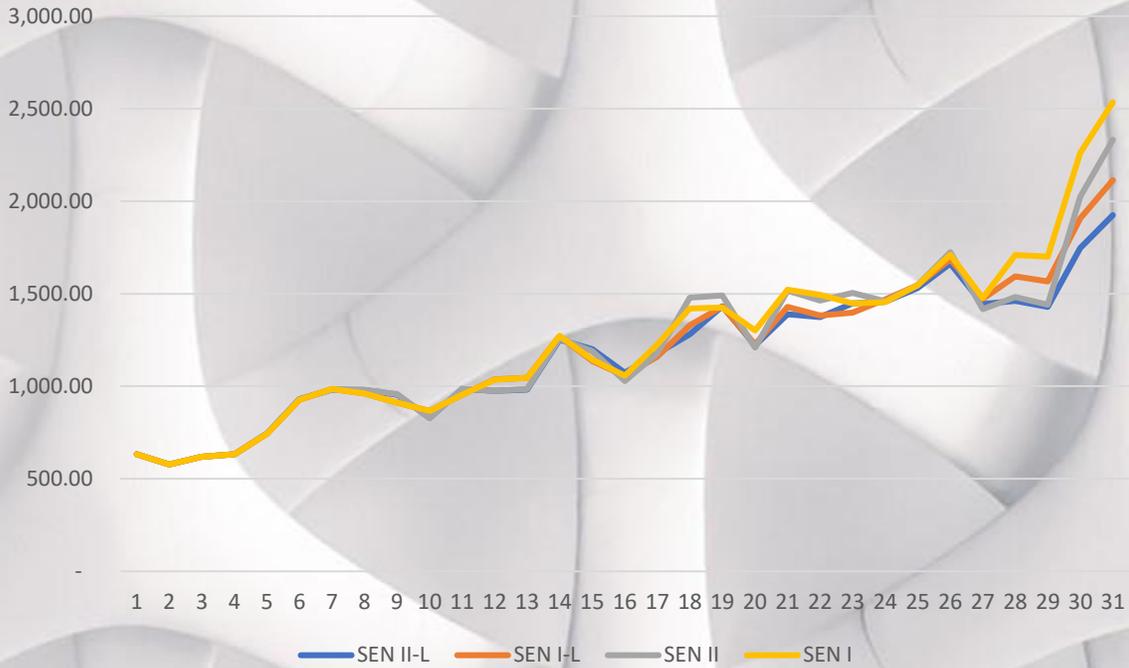
A continuación, se presentan los costos operativos por escenario:



Gráfica 32 - Costos operativos por escenario – SimSEE

A continuación, se presentan los costos directos por escenario, es decir, aquí se incluyen los costos operativos más los costos fijos asociados a la generación de energía eléctrica.

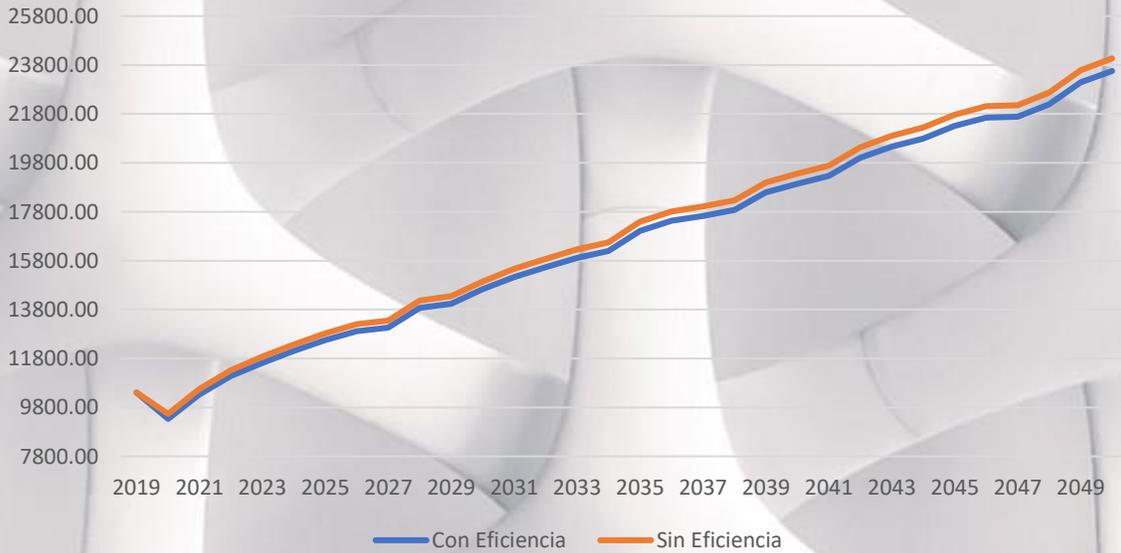
COSTOS DIRECTOS POR ESCENARIO [MUSD]



Gráfica 33 - Costos directos por escenario - SimSEE

7.6 ESCENARIO CON EFICIENCIA ENERGÉTICA

DEMANDA MEDIA VRS DEMANDA CON EFICIENCIA [GWh]



Gráfica 34 - Demanda media vrs demanda con eficiencia energética [GWh]

La secretaría de energía trabajo en un escenario donde se hace la sustitución masiva de focos incandescentes por focos LED, en la gráfica de arriba se puede ver la disminución en la demanda de energía, en total a lo largo del periodo se ahorran 11,272.24 GWh, lo que equivale

aproximadamente a la energía eléctrica consumida en el 2019 por Honduras.

7.7 RESUMEN DE RESULTADOS – SIMSEE

A continuación, se presenta un cuadro de resumen con los datos obtenidos en el análisis de planificación de largo plazo.

RESUMEN DE RESULTADOS - SIMSEE						
Escenarios		Renovabilidad	CO2 [Mton]	Diferencia	MUSD	Diferencia
Costos Directos	SEN I	65.21%	57.73		36,064.90	
	SEN I-L	69.98%	55.55	-3.79%	34,954.20	-3.08%
	SEN II	70.96%	46.93	-18.72%	35,236.99	-2.30%
	SEN II-L	75.22%	42.03	-27.21%	34,401.58	-4.61%
Costos Operativos	SEN I	65.21%	57.73		16,434.07	
	SEN I-L	69.98%	55.55	-3.79%	14,513.25	-11.69%
	SEN II	70.96%	46.93	-18.72%	11,915.29	-27.50%
	SEN II-L	75.22%	42.03	-27.21%	10,424.36	-36.57%

Gráfica 35 - Resumen de resultados - SimSEE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



CONCLUSIONES

Las herramientas SimSEE y FlexTool se proyectan como herramientas que ayudarán al desarrollo de políticas energéticas nacionales para la modelación de escenarios y así respaldar la evaluación detallada de estrategias de energía alternativa permitiendo el análisis de problemas energéticos actuales y emergentes.

El fortalecimiento de las capacidades en modelos de optimización para la planificación de sistemas de energía a mediano y largo plazo, donde se ha podido diseñar una metodología tomando en cuenta un conjunto de restricciones de red, nuevas inversiones, penetración en el mercado de nuevas tecnologías, emisiones ambientales, con el fin de formular y evaluar estrategias alternativas de suministro de energía para satisfacer la demanda de energía, especialmente en el subsector de electricidad.

1. Una matriz de generación con una alta penetración de energías renovables no garantiza necesariamente menores emisiones GEI, según el análisis realizado con FlexTool el escenario ODS3 con mayor renovabilidad presenta mayores emisiones de GEI que el ODS4.
2. La repotenciación y las nuevas líneas de transmisión son una importante solución para el déficit de energía en las barras críticas H2, H8 y H9, sin embargo, es siempre necesario dotar al SIN de generación que le dé flexibilidad, firmeza y servicios complementarios.
3. Para dotar de firmeza, flexibilidad es las zonas con escasez y/o poca flexibilidad H2, H9 y H8, es muy importante contar con generación de firmeza como el Gas Natural y generación hidroeléctrica (Generación Hidro 2033 Barra H6) (sistemas de almacenamiento).
4. Es preciso determinar los niveles de requerimiento de servicios complementarios y los costos adicionales de inversión y operación en que incurriría el SIN al no estar preparada para brindar dichos servicios en escenarios con una alta penetración de ERV y retiro de centrales que den firmeza al sistema.
5. Los costos de las tecnologías de generación con fuentes renovables son cada vez más baratas, a largo plazo la incorporación de estas tecnologías en la matriz energética se traduciría en una disminución de los costos en la generación de energía eléctrica lo que impactaría positivamente en el consumidor final.
6. Es necesario realizar análisis técnico y económico del incremento de participación de recursos renovables según las futuras metas gubernamentales a definirse en la política energética, y la elaboración de estudios de penetración aceptable de integración de generación renovable variable ante el aumento de su participación.
7. Dado que las proyecciones de la demanda eléctrica son fundamentales al momento de realizar una planificación de adición de potencia en los distintos escenarios de la expansión de la generación a mediano y largo plazo, se recomienda se realicen estudios periódicos del comportamiento del crecimiento de la demanda eléctrica por parte del ODS y la Secretaría

de Energía en conjunto con las distribuidoras del suministro de energía competente en el territorio Nacional.

8. Se visualiza un mayor potencial en el aprovechamiento en la generación a base de biomasa y geotermia, (potencia firme al SIN).

RECOMENDACIONES FINALES

1. Es recomendable que el Operador del Sistema incluya mayor participación de energía renovable especialmente en las zonas donde existe potencial de generación, esto se puede ver claramente con el análisis con modelo reducido de red, donde por ejemplo en la barra H6 y H9, donde existe gran potencial hidrológico, de biomasa y geotérmico, sin embargo, se tiene planificado a largo plazo una incorporación importante de generación a base de combustibles fósiles.
2. Se recomienda la incorporación de generación geotérmica en los planes de expansión, como en los escenarios SEN I y SEN II, esto para poder aprovechar las ventajosas características de este tipo de tecnologías.
3. El reglamento de la Ley General de Industria Eléctrica expresa en el capítulo II Artículo 22 refiriéndose acerca del plan Indicativo de la expansión de la generación que el ODS debe contemplar el potencial existente para la generación renovable, por cual es necesario que las autoridades competentes del subsector eléctrico realicen actualizaciones periódicas y estudios del potencial de generación de las distintas fuentes renovables en el país para tener una referencia de la ubicación de posibles proyectos a construirse.
4. El reglamento de la Ley General de Industria Eléctrica expresa en el capítulo II al inicio del artículo 22 que el ODS elaborará cada dos años un plan indicativo de la expansión de la generación por lo cual se instruye al ODS tal y como está establecido en el RLGIE que coordine con la Secretaría de Energía la interacción dinámica para la elaboración en conjunto de los planes de expansión de la generación que reflejen las políticas energéticas establecidas por el estado.
5. Dado que las proyecciones de la demanda eléctrica son fundamentales al momento de realizar una planificación de adición de potencia en los distintos escenarios de la expansión de la generación a mediano y largo plazo, se recomienda se realicen estudios periódicos del comportamiento del crecimiento de la demanda eléctrica por parte del ODS y la Secretaría de Energía en conjunto con las distribuidoras del suministro de energía competente en el territorio Nacional.
6. De acuerdo con información de la Agencia Internacional de Energía Renovable – IRENA, los costos de las tecnologías de generación con fuentes renovables son cada vez más baratas, a largo plazo la incorporación de estas tecnologías en la matriz energética se traduciría en una disminución de los costos en la generación de energía eléctrica lo que impactaría positivamente en el consumidor final.



ANEXOS

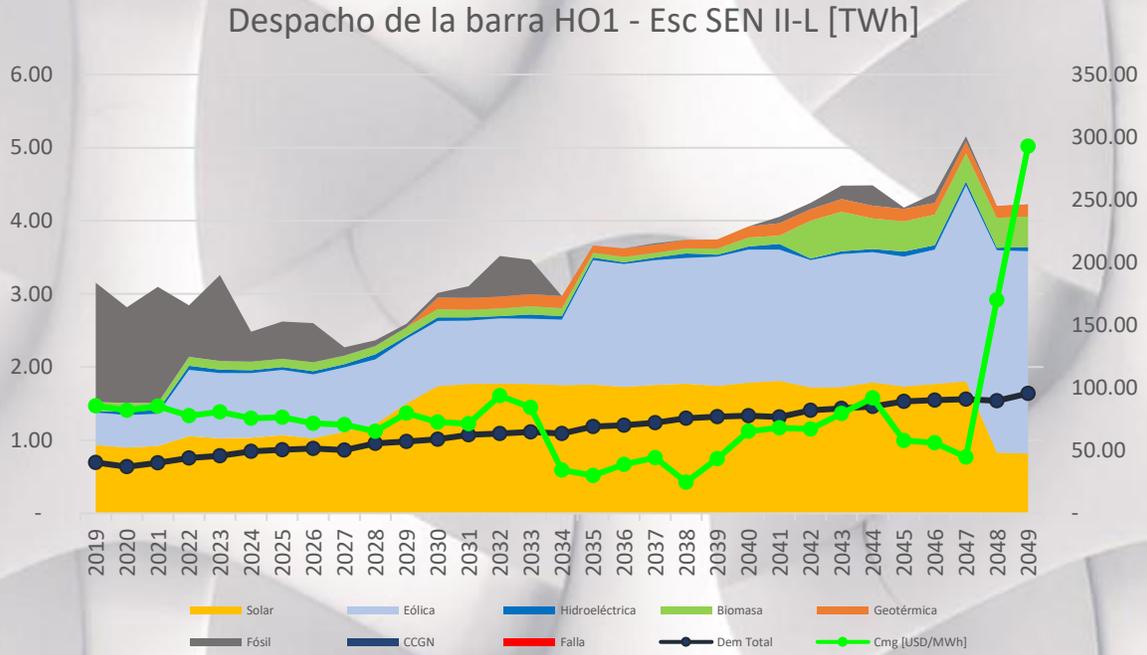


GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS

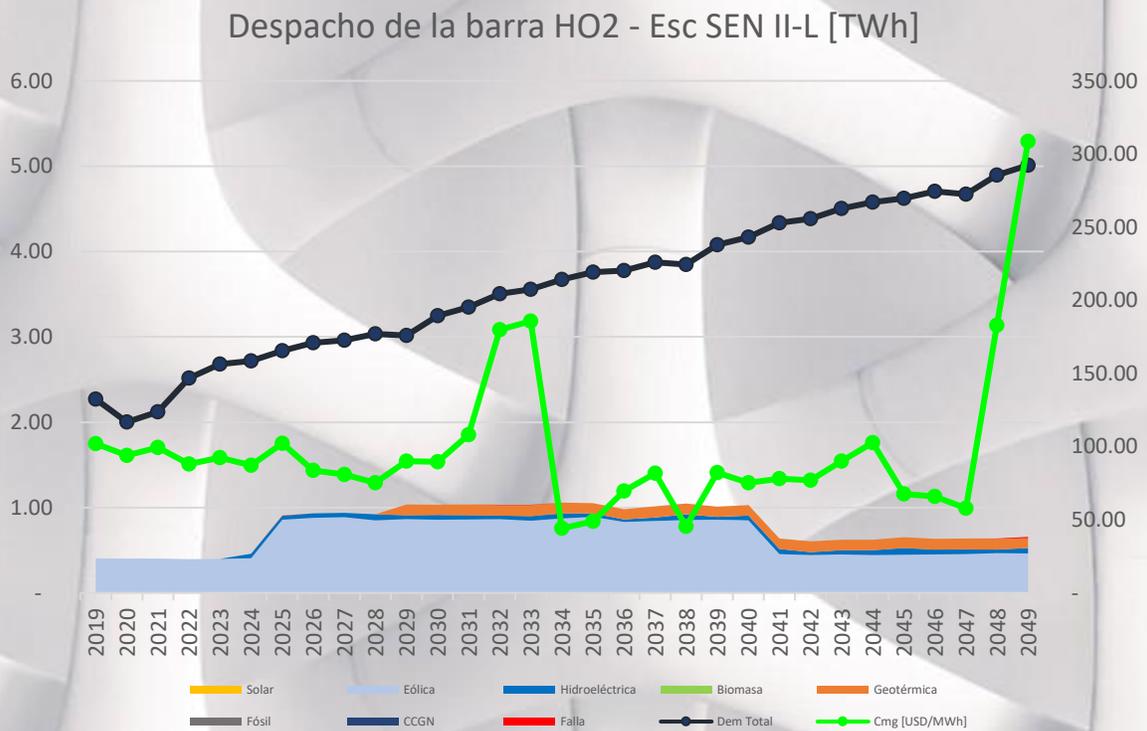


DESPACHO POR BARRA PARA EL ESCENARIO SEN II-L

A continuación, se presentan los despachos de energía por barra del SIN reducido para el escenario SEN II-L:

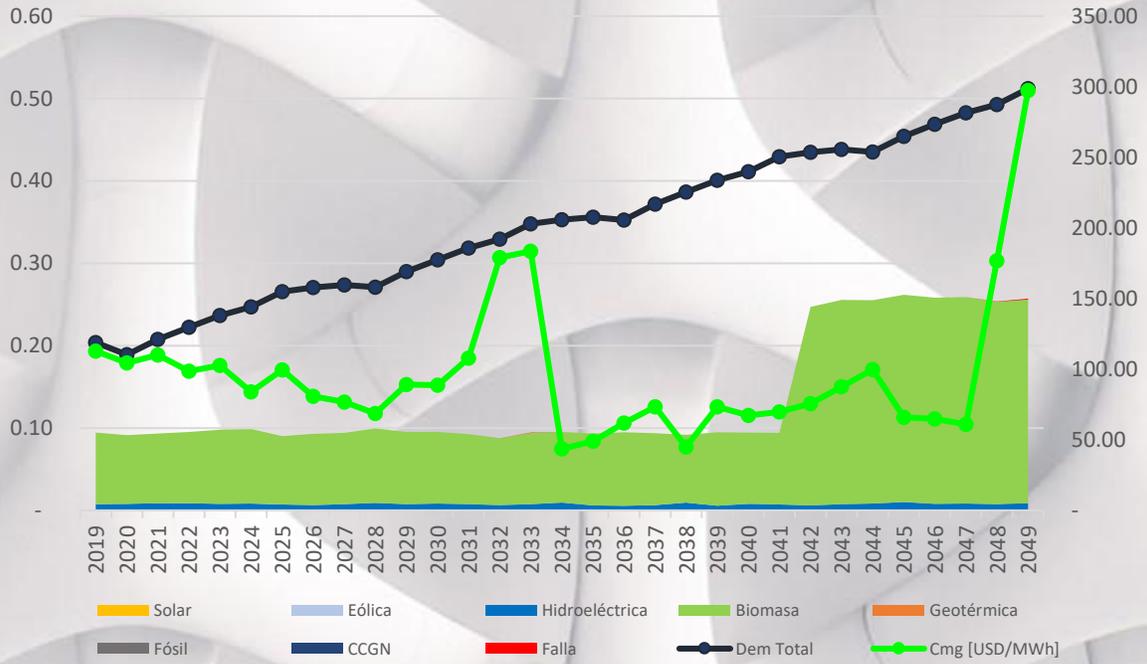


Gráfica 36 - Despacho de energía barra HO1 [TWh]



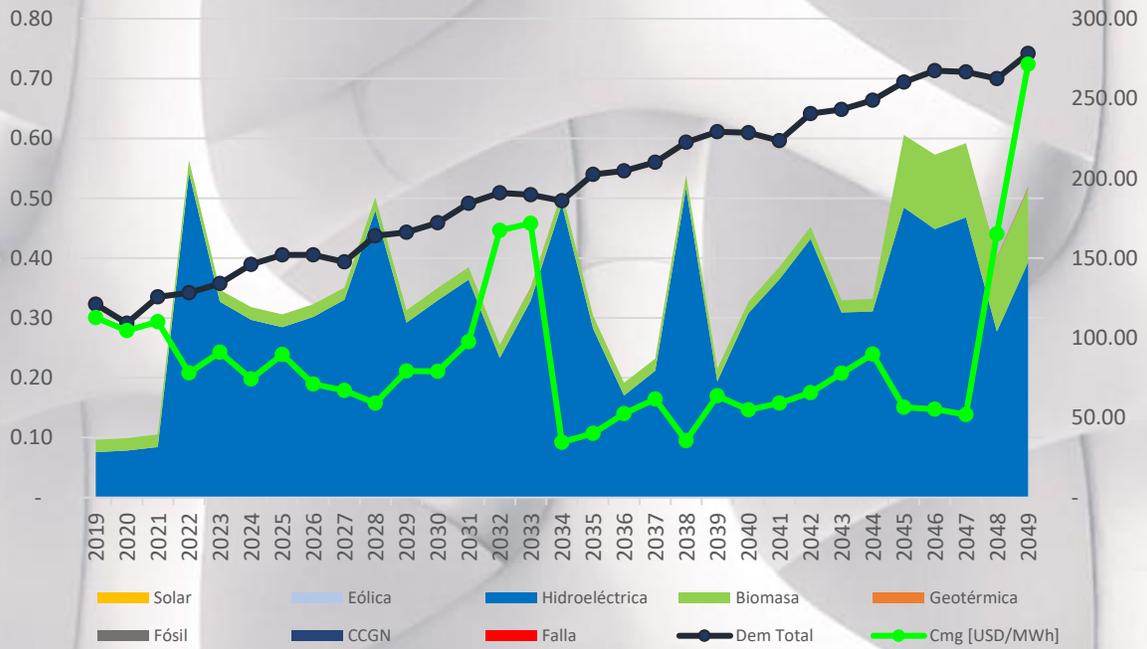
Gráfica 37 - Despacho de energía barra HO2 [TWh]

Despacho de la barra HO3 - Esc SEN II-L [TWh]



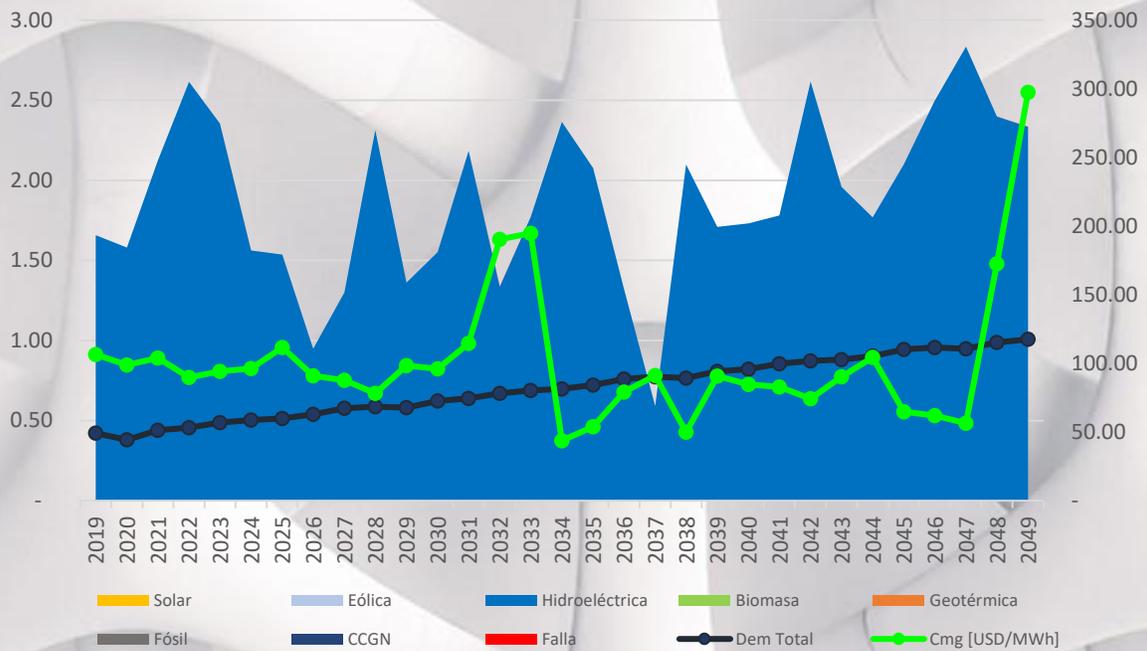
Gráfica 38 - Despacho de energía barra HO3 [TWh]

Despacho de la barra HO4 - Esc SEN II-L [TWh]



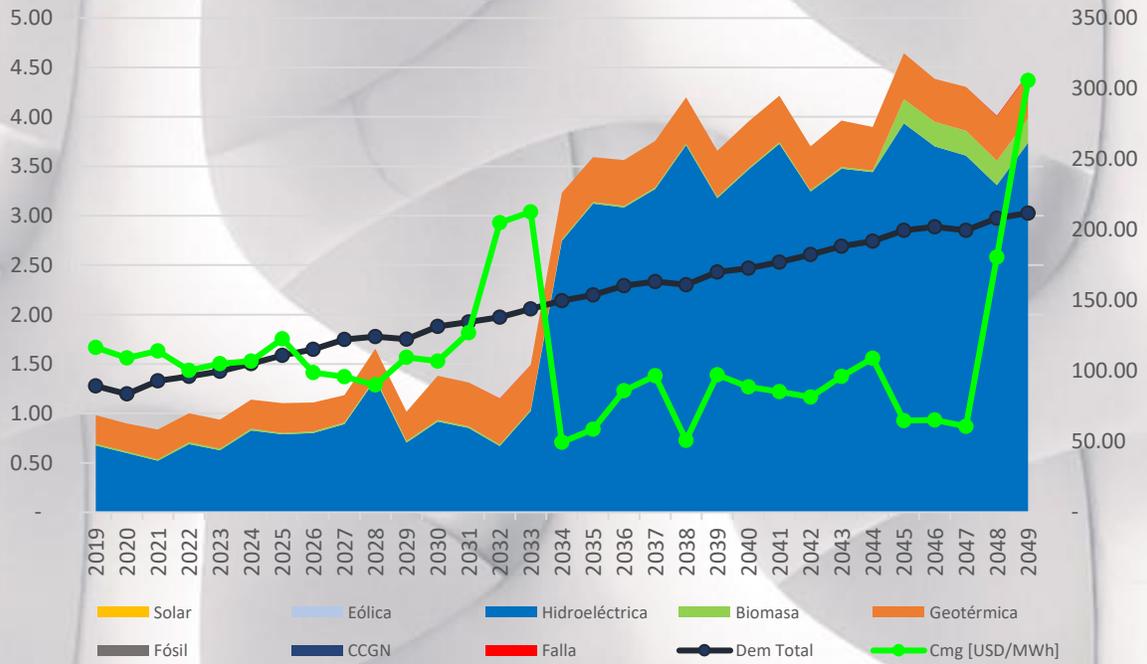
Gráfica 39 - Despacho de energía barra HO4 [TWh]

Despacho de la barra HO5 - Esc SEN II-L [TWh]



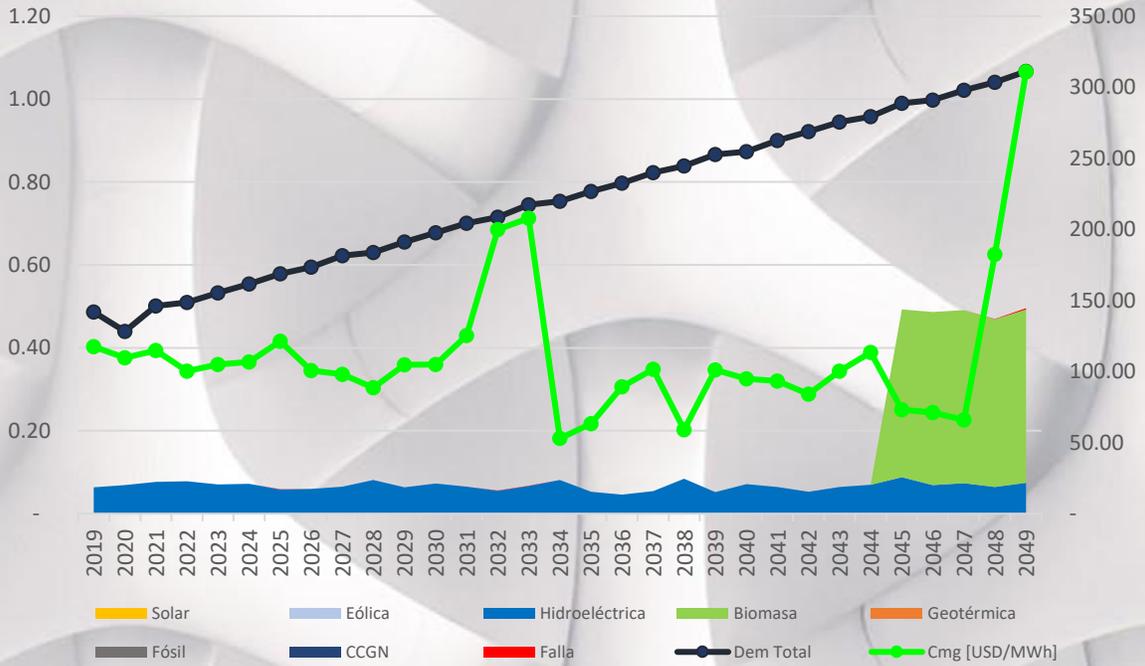
Gráfica 40 - Despacho de energía barra HO5 [TWh]

Despacho de la barra HO6 - Esc SEN II-L [TWh]



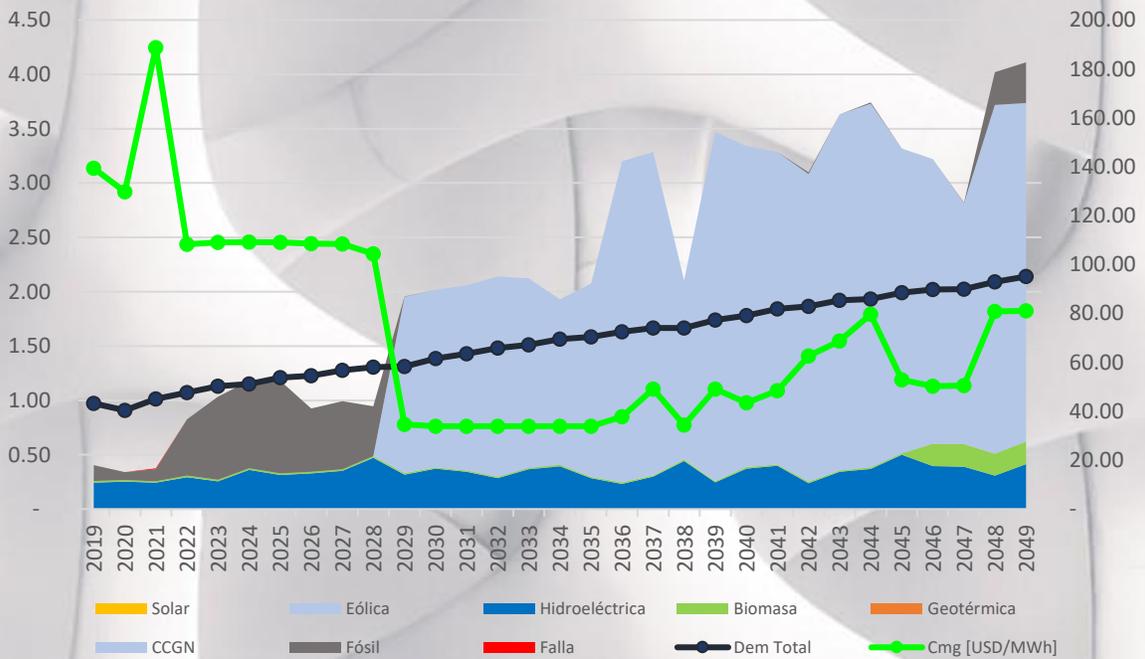
Gráfica 41 - Despacho de energía barra HO6 [TWh]

Despacho de la barra HO7 - Esc SEN II-L [TWh]



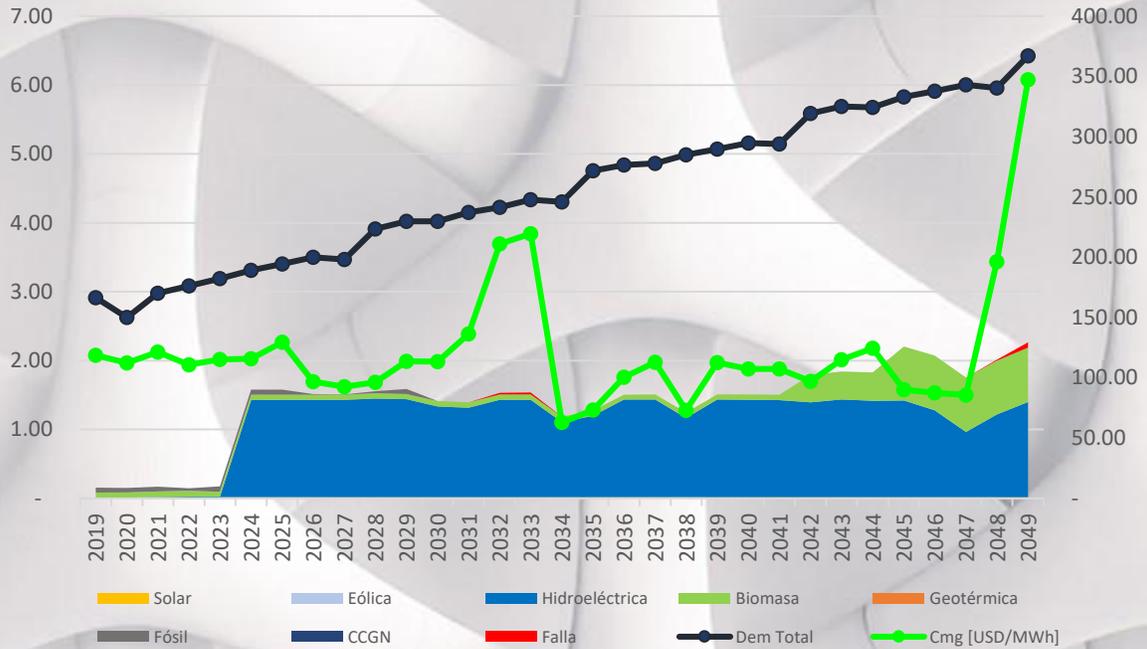
Gráfica 42 - Despacho de energía barra HO7 [TWh]

Despacho de la barra HO8 - Esc SEN II-L [TWh]



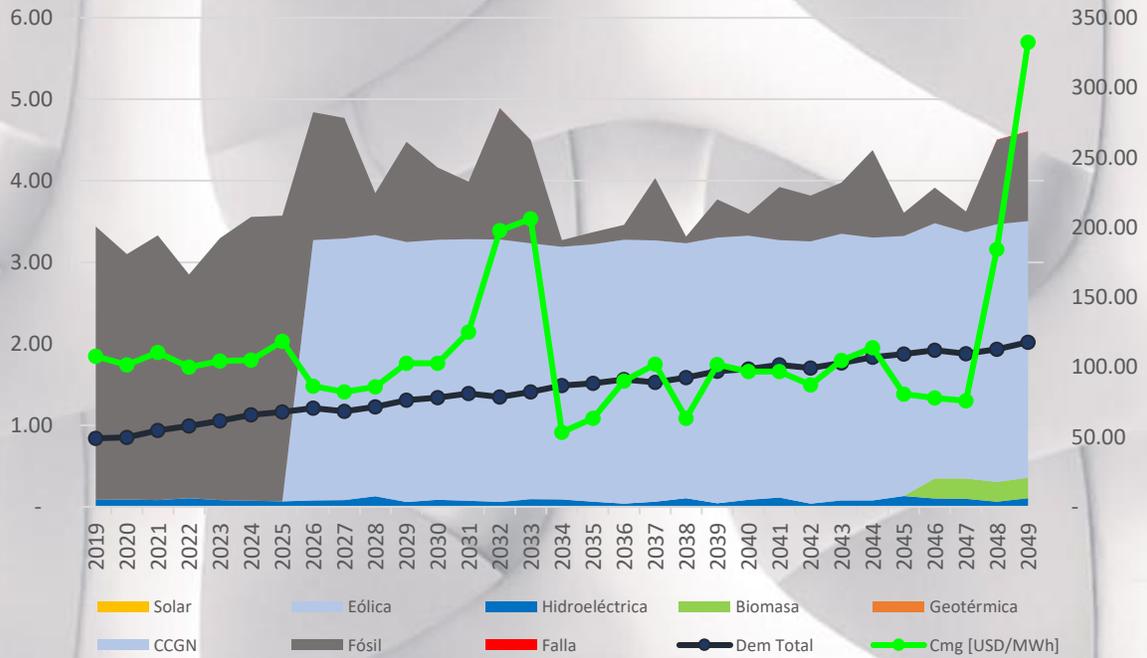
Gráfica 43 - Despacho de energía barra HO8 [TWh]

Despacho de la barra HO9 - Esc SEN II-L [TWh]



Gráfica 44 - Despacho de energía barra HO9 [TWh]

Despacho de la barra HO10 - Esc SEN II-L [TWh]



Gráfica 45 - Despacho de energía barra HO10 [TWh]

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES

Tipo	Distillate Fuel Oil		Residual Fuel Oil		Carbón		Gas natural	
	Año	(US\$/gal)	TC (%)	(US\$/gal)	TC (%)	(US\$/MMBtu)	TC (%)	(US\$/MMBtu)
2019	3.19		1.87		2.15		3.36	
2020	3.21	0.61%	1.91	1.94%	2.21	2.75%	3.59	6.85%
2021	3.18	-0.87%	2.26	18.67%	2.37	7.22%	3.63	1.11%
2022	3.11	-2.09%	2.3	1.37%	2.43	2.87%	3.78	4.13%
2023	3.11	-0.12%	2.38	3.90%	2.49	2.54%	4.06	7.41%
2024	3.16	1.53%	2.51	5.24%	2.51	0.64%	4.42	8.87%
2025	3.29	4.09%	2.62	4.45%	2.58	2.85%	4.79	8.37%
2026	3.43	4.28%	2.76	5.18%	2.64	2.05%	4.98	3.97%
2027	3.61	5.39%	2.92	5.93%	2.7	2.53%	5.1	2.41%
2028	3.71	2.67%	3.03	3.71%	2.77	2.44%	5.32	4.31%
2029	3.88	4.69%	3.17	4.73%	2.86	3.33%	5.43	2.07%

Tabla 12 - Proyección de combustibles

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

DATOS DE DEMANDA POR BARRA

Proyección de demanda por barra del SIN reducido [GWh]												
Año	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10	TOTAL	%
2003	170.13	940.55	52.91	77.82	106.06	318.39	168.14	382.10	1,187.39	360.00	3,763.51	
2004	189.07	975.61	57.15	85.44	109.58	347.02	185.47	381.75	1,291.15	371.93	3,994.16	6.13%
2005	203.49	1,010.35	57.48	94.31	121.72	370.44	192.36	410.39	1,351.15	359.46	4,171.14	4.43%
2006	219.50	1,059.55	65.46	101.66	129.12	411.35	202.60	436.84	1,415.09	385.21	4,426.37	6.12%
2007	250.04	1,183.67	75.11	120.30	149.25	456.17	220.24	497.08	1,495.03	455.23	4,902.12	10.75%
2008	257.37	1,199.04	80.32	128.93	165.68	493.30	234.46	520.28	1,537.98	539.14	5,156.49	5.19%
2009	273.08	1,276.74	85.86	133.72	173.89	507.82	264.91	541.61	1,517.20	561.30	5,336.14	3.48%
2010	301.44	1,414.08	97.64	149.10	195.16	566.10	274.96	594.03	1,670.36	631.91	5,894.79	10.47%
2011	318.34	1,467.18	101.80	162.63	206.66	615.18	277.64	623.10	1,735.43	728.85	6,236.81	5.80%
2012	347.85	1,615.09	117.23	176.01	249.10	711.82	311.97	676.46	1,909.06	814.06	6,928.66	11.09%
2013	377.07	1,730.13	125.04	185.81	265.29	768.66	341.32	729.14	2,101.16	870.89	7,494.50	8.17%
2014	437.58	1,920.10	140.10	210.06	297.61	836.36	385.64	793.00	2,379.91	1,039.64	8,439.99	12.62%
2015	467.58	1,987.15	154.64	213.92	316.26	922.81	387.31	823.07	2,531.03	1,085.87	8,889.63	5.33%
2016	510.61	2,095.19	167.67	232.92	315.28	1,012.61	407.99	872.85	2,593.47	978.66	9,187.25	3.35%
2017	611.35	2,247.53	192.90	282.85	350.92	1,083.04	449.78	886.55	2,750.87	653.04	9,508.83	3.50%
2018	667.38	2,240.26	199.42	321.62	421.50	1,237.20	474.26	962.56	2,863.98	705.94	10,094.12	6.16%
2019	696.76	2,270.79	204.04	323.26	423.24	1,277.88	486.59	973.01	2,912.53	840.01	10,408.10	3.11%
2020	637.23	2,004.70	189.35	291.07	380.30	1,198.14	440.93	910.39	2,630.03	853.76	9,535.90	-8.38%
2021	657.75	2,186.60	187.66	301.11	400.20	1,221.20	461.76	960.11	2,785.42	757.02	9,918.83	4.02%
2022	670.07	2,277.77	199.76	303.00	415.06	1,251.72	465.30	1,000.18	2,844.19	713.94	10,140.98	2.24%
2023	693.72	2,432.52	211.85	314.87	446.07	1,293.47	484.34	1,056.50	2,815.10	771.76	10,520.19	3.74%
2024	748.64	2,471.00	221.10	343.73	462.23	1,362.97	502.92	1,078.53	2,916.01	847.51	10,954.65	4.13%
2025	761.07	2,578.43	237.20	357.82	469.41	1,433.51	522.51	1,130.78	2,970.90	875.90	11,337.52	3.50%
2026	769.90	2,659.50	240.18	352.86	493.42	1,484.68	535.66	1,147.27	3,041.43	923.06	11,647.98	2.74%
2027	744.42	2,684.92	241.60	338.29	531.37	1,577.70	560.56	1,196.55	2,983.69	879.90	11,739.00	0.78%
2028	817.81	2,760.88	238.03	372.80	541.75	1,601.44	565.68	1,224.68	3,353.49	937.64	12,414.19	5.75%
2029	833.95	2,727.67	250.77	376.45	532.52	1,561.00	585.98	1,224.47	3,427.75	1,013.31	12,533.87	0.96%
2030	860.74	2,939.53	263.93	389.78	573.82	1,662.99	605.61	1,292.55	3,411.43	1,041.61	13,041.99	4.05%
2031	918.33	3,032.08	276.90	419.87	588.85	1,699.46	626.09	1,333.04	3,523.12	1,088.70	13,506.44	3.56%
2032	933.05	3,188.12	286.91	435.02	620.02	1,746.15	640.00	1,389.75	3,587.31	1,045.45	13,871.79	2.70%
2033	943.88	3,227.82	303.65	431.00	636.34	1,819.84	665.57	1,412.15	3,665.98	1,103.11	14,209.34	2.43%
2034	920.18	3,336.38	307.20	417.25	643.66	1,894.02	671.28	1,464.74	3,615.44	1,178.70	14,448.84	1.69%
2035	999.18	3,418.51	309.12	454.35	667.81	1,948.39	692.11	1,481.55	4,008.01	1,206.92	15,185.94	5.10%
2036	1,016.39	3,444.93	306.00	458.50	705.87	2,044.24	712.21	1,531.13	4,086.64	1,253.93	15,559.86	2.46%

2037	1,044.18	3,521.82	320.21	472.29	716.38	2,070.53	733.12	1,559.55	4,074.35	1,210.61	15,723.03	1.05%
2038	1,102.69	3,489.51	333.65	502.81	707.25	2,032.40	747.42	1,559.60	4,189.78	1,268.19	15,933.30	1.34%
2039	1,118.26	3,704.99	346.89	518.35	748.65	2,142.00	773.35	1,628.78	4,257.45	1,343.70	16,582.43	4.07%
2040	1,129.89	3,798.21	357.14	514.70	763.78	2,179.97	779.38	1,669.47	4,339.36	1,371.85	16,903.76	1.94%
2041	1,106.94	3,954.88	374.11	501.29	795.05	2,228.06	800.51	1,726.37	4,291.85	1,418.79	17,197.86	1.74%
2042	1,188.60	3,995.18	377.87	539.63	811.45	2,303.06	820.90	1,748.95	4,695.24	1,375.39	17,856.28	3.83%
2043	1,206.37	4,104.32	380.00	544.04	818.86	2,378.46	842.06	1,801.72	4,776.11	1,432.90	18,284.83	2.40%
2044	1,234.68	4,187.01	377.06	558.07	843.08	2,433.98	856.61	1,818.70	4,765.94	1,508.34	18,583.48	1.63%
2045	1,293.68	4,213.96	391.95	588.82	881.22	2,530.92	882.77	1,868.44	4,883.39	1,536.41	19,071.57	2.63%
2046	1,309.73	4,291.36	405.54	604.58	891.80	2,558.23	889.01	1,897.02	4,952.98	1,583.28	19,383.52	1.64%
2047	1,321.81	4,259.53	418.91	601.13	882.74	2,521.06	910.35	1,897.21	5,036.72	1,539.81	19,389.28	0.03%
2048	1,299.29	4,477.19	429.29	587.93	924.20	2,634.24	930.92	1,967.05	4,990.96	1,597.24	19,838.32	2.32%
2049	1,382.58	4,570.80	446.39	627.02	939.39	2,672.96	952.26	2,007.86	5,400.95	1,672.61	20,672.83	4.21%
2050	1,400.69	4,727.85	450.27	631.59	970.72	2,721.76	966.98	2,064.88	5,483.21	1,700.62	21,118.57	2.16%

Tabla 13 - Proyección de demanda por barra del SINr

COSTOS DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA

PAGOS POR POTENCIA					PAGOS POR ENERGÍA		
Tecnología	Pot MW	USD/MW-yr	FP	USD/MWh	Tecnología	Pot MW	USD/MWh
Bunker	21.00	31.16	0.60	0.00593	Bunker	21.00	109.17
GN	377.00	27.60	0.80	0.00394	GN	377.00	95.50
Biomasa	300.00	25.57	0.40	0.00730	Biomasa	300.00	91.20
Geotermia	50.00	128.54	0.95	0.01545	Geotermia	50.00	89.75
Solar	150.00	31.27	0.40	0.00892	Solar	150.00	90.35
Eólica	50.00	35.14	0.40	0.01003	Eólica	50.00	92.24
H. Pasada	30.00	25.34	0.50	0.00579	ROR	30.00	91.32
H. Embalse	100.00	29.86	0.60	0.00568	RES	100.00	95.14

Tabla 14 - Pagos por potencia y pagos por energía (Costos Fijos)

Tecnología	Costo de Inversión [USD/kW]	Duración [Años]	Costo Unitario Nivelado [USD/MWh]
Eólica	1677	30	70.65
PV	1313	30	51.81
ROR	4102	50	85.82
RES	5316	50	121.84
Biomasa	705	20	50.71
Geotermia	2521	50	77.87
GN	2481	25	62.76
Bunker	1810	30	82.26

Tabla 15 - Costos de inversión por tecnología

BIBLIOGRAFÍA

- Chaer, R. (s.f.). *SimSEE*. Obtenido de SimSEE: <https://simsee.org/#>
- 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.
- Sistema, O. D. (2019). *Informe Anual de la Operación del Mercado Eléctrico Nacional*. Tegucigalpa.
- Sistema, O. d. (2019). *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional*. Tegucigalpa, M.D.C: Version Aprobada por Junta Directiva ODS 10-octubre-2019.



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS

