



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO
EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA**

Ing. Ruben Dario Ayestas Irias

Asesorado por el M.A. Ing. José Miguel Cardona de La Rosa

Guatemala, julio de 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO
EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ING. RUBEN DARIO AYESTAS IRIAS

ASESORADO POR EL M.A. ING. JOSÉ MIGUEL CARDONA DE LA ROSA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, JULIO DE 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera a.i.
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Ing. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Ing. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN DE DEFENSA DE TESIS

DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera a.i.
EXAMINADORA	Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Carlos Alfredo Bojj de León
SECRETARIO	Mtro. Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO
EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 09 de noviembre de 2022.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'RDAI', enclosed within a hand-drawn, irregular circular outline.

Ing. Ruben Dario Ayestas Irias

LNG.DECANATO.OI.192.2024

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Directora de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA**, presentado por: **Ing. Ruben Dario Ayestas Irias**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. José Francisco Gómez Rivera

Decano a.i.

Guatemala, julio de 2024

JFGR/gaoc



Guatemala, julio de 2024

LNG.EEP.OI.192.2024

En mi calidad de Directora de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA”

presentado por **Ing. Ruben Dario Ayestas Irias** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados**; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA** del estudiante **Ruben Dario Ayestas Irias** quien se identifica con número de carné **null** del programa de Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el **Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014**. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



Msc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados
Escuela de Estudios de Postgrado

Oficina Virtual



Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrados
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **"PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO EN HONDURAS ENFOCADO EN PRECIOS COMPETITIVOS, CON BASE EN LA NORMATIVA DE GUATEMALA"** de el/la estudiante **Ruben Dario Ayestas Irias** del programa de **Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados** identificado(a) con número de carné null.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



José Miguel Cardona de La Rosa
Ingeniero Electrónico
Colegiado No. 16,754

Mtro. Ing. José Miguel Cardona De La Rosa
Colegiado No. 16754
Asesor de Tesis

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por haberme puesto en el lugar correcto y puesto a las personas que me motivaran a estudiar esta maestría.
Mis padres	Por haberme apoyado siempre y ser parte de mi vida en cada paso.
Mis hermanos	Astor y Juan Aystas, por su apoyo y compañía durante mi vida.
Familia y amigos	Por haberme motivado a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la <i>alma mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme los conocimientos que me han permitido realizar este trabajo de graduación.
Mis amigos	Por haberme acompañado durante la carrera.
Mi asesor	M.A. Ing. José Cardona, por haberme guiado y asesorado durante el trabajo de graduación, al igual que el M.A. Ing. Axel Siguí por sus recomendaciones y guía.
Familia y amigos en general	Que siempre me han apoyado en todas las decisiones de mi vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XV
OBJETIVOS	XXI
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO.....	3
2.1. Generalidades de Honduras	7
2.2. Subsector eléctrico de la República de Honduras.....	8
2.3. Datos estadísticos del MEE de Honduras.....	11
2.4. Regulación Nacional Marco legal.....	19
2.5. Regulación de Honduras, marco institucional	20
2.6. Agentes del MEE de Honduras.....	24
2.7. Regulación del subsistema de electricidad guatemalteco	29
3. PRESENTACIÓN DE DATOS	39
3.1. Características del SEE de Honduras	39
3.1.1. Energía total consumida en el SEE de Honduras....	40
3.1.2. Porcentaje interanual de la energía en el SIN.....	41
3.1.3. Demanda pico de potencia, SEE de Honduras.....	44

3.1.4.	Energía total facturada anual (MWh)	45
3.1.5.	Pérdidas energéticas en el SEE de Honduras.....	47
3.1.6.	Tarifa o precio de electricidad en Honduras.....	49
3.1.7.	Sobrecarga proyectada en líneas de transporte	51
3.2.	Regulación del SEE de Honduras	53
3.2.1.	Independencia administrativa CREE.....	53
3.2.2.	Independencia administrativa, operador del MM	53
3.2.3.	Separación del monopolio ENEE.....	54
3.2.4.	Inversión privada e inversión publica.....	54
3.2.5.	Requerimiento para consumidores calificados.....	56
3.3.	Regulación del SEE de Honduras y de Guatemala	57
3.3.1.	Porcentaje de similitud entre normativas	57
3.3.2.	Falta de normativas específicas.....	61
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	65
4.1.	¿Cuáles son los factores técnicos y económicos que afectan el mercado de electricidad de Honduras?	65
4.2.	¿Cuáles son las barreras regulatorias que evitan el funcionamiento adecuado del mercado de electricidad de Honduras en relación con la normativa del mercado de electricidad de Guatemala?.....	67
4.3.	¿Cuáles son las propuestas de mercado de electricidad para Honduras con base en la normativa de Guatemala?.....	70
4.4.	¿ Cómo mejorar el mercado de electricidad de Honduras enfocado en la reducción de los precios de la energía eléctrica?	72
5.	PROPUESTA DE RECOMENDACIONES EL MEE DE HONDURAS	73
5.1.	Normas técnicas sugeridas	73

5.2.	Recomendaciones sobre la regulación del MEE, Honduras.....	77
5.3.	Compras de energía y potencia en Honduras.....	78
CONCLUSIONES.....		79
RECOMENDACIONES.....		81
REFERENCIAS		83
APÉNDICES.....		89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Árbol del problema.....	XVIII
Figura 2.	Índice de Desarrollo Humano y consumo eléctrico per cápita	4
Figura 3.	Importantes retos del subsector eléctrico y su mercado.....	6
Figura 4.	Capacidad instalada por tipo de planta julio-2022 (%)	11
Figura 5.	Capacidad instalada por tipo y estatal/privada jul-22 (%).....	12
Figura 6.	Capacidad instalada privada o estatal en julio-22 (%).....	12
Figura 7.	Matriz de energía generada durante el 2021, por tipo (%)	13
Figura 8.	Matriz de energía generada en 2021, por tipo y capital (%)	14
Figura 9.	Matriz energética de generación privada o estatal 2021 (%)....	15
Figura 10.	Matriz de generación renovable y no renovable, 2021 (%)	16
Figura 11.	Energía eléctrica facturada en 2021 por sectores (%)	17
Figura 12.	Despacho de electricidad (GWh) por tecnología, 2007-2020 ...	18
Figura 13.	Regulación del subsector eléctrico de Honduras bajo la ley	19
Figura 14.	Marco Institucional del SSEE de Honduras	23
Figura 15.	Mapa de líneas de transporte en Honduras SIN	28
Figura 16.	Esquema del marco jurídico del SEE guatemalteco.....	30
Figura 17.	Composición del subsector de electricidad guatemalteco	32
Figura 18.	Energía neta del sistema de electricidad, Honduras (MWh).....	41
Figura 19.	Comportamiento porcentual de la demanda energética (%)	43
Figura 20.	Demanda pico de energía en el SIN (MW)	45
Figura 21.	Energía facturada en Honduras (MWh)	46
Figura 22.	Pérdidas de energía en Honduras (%).....	48
Figura 23.	Tarifas 2016-2023 Honduras (L)	50

Figura 24.	Componentes del promedio de costos tarifarios.....	51
Figura 25.	Proyección de sobrecargas de líneas de transmisión (%).....	52
Figura 26.	Capacidad instalada de generación privada y publica.....	56
Figura 27.	Leyes, reglamentos y normas técnicas en Honduras	58

TABLAS

Tabla 1.	Generación de energía total en el SIN de Honduras	40
Tabla 2.	Comportamiento porcentual de la demanda energética (%).....	42
Tabla 3.	Parámetros del comportamiento porcentual de la demanda....	43
Tabla 4.	Potencia máxima o potencia pico, en el SIN de Honduras	44
Tabla 5.	Energía total facturada por la ENEE.....	46
Tabla 6.	Pérdidas de energía de la ENEE.....	47
Tabla 7.	Histórico de tarifas en Honduras (L)	49
Tabla 8.	Proyección de sobrecargas en líneas de transmisión a 2027...52	
Tabla 9.	Inversión en generación privada y estatal	55
Tabla 10.	Marco legal del SSEE guatemalteco	59
Tabla 11.	Marco legal del SSEE Guatemala CNEE y AMM	60
Tabla 12.	Marco Legal SSEEs en Guatemala y Honduras.....	61
Tabla 13.	Normas técnicas de coordinación de los entes reguladores....	62
Tabla 14.	NCC en Guatemala comparadas con Honduras.....	63
Tabla 15.	NCO en Guatemala comparadas con Honduras	64
Tabla 16.	Justificación y alcance de las NTs de la CREE sugeridas	74
Tabla 17.	Normas de coordinación operativa y comercial sugeridas	75

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
GWh	Giga vatio hora
kW	Kilo vatio
kWh	Kilo vatio hora
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
L	Lempira
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
%	Porcentaje

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
BELCO	Bonacco Electric Company.
BT	Baja tensión menor a 1 kV.
CIMEQ	Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras.
CND	Centro Nacional de Despacho de Honduras.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala.
COHEP	Consejo Hondureño de la Empresa Privada.
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, Honduras.
EEH	Empresa Energía Honduras.
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras.
FECOPRUH	Federación de Colegios de Profesionales Universitarios de Honduras.

FOPRIDEH	Federación de Organizaciones Privadas de Desarrollo de Honduras.
FV	Fotovoltaica.
GDR	Generador distribuido renovable.
LGE	Ley General de Electricidad de Guatemala.
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras.
MEE	Mercado de energía eléctrica.
MEM	Ministerio de Energía y Minas de Guatemala.
MM	Mercado mayorista de electricidad.
MO	Mercado de oportunidad.
MT	Media tensión (entre 1 kV y 60 kV).
NT	Norma Técnica.
ODS	Operador del Sistema de Honduras.
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
RD	Red de distribución de energía eléctrica.

RECO	Roatán Electric Company.
RLGEG	Reglamento de la Ley General de Electricidad de Guatemala.
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras.
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista de Honduras.
RT	Red de transporte de transmisión de energía.
SEE	Sistema de energía eléctrica.
SEN	Secretaría de Energía de Honduras.
SIN	Sistema Interconectado Nacional (Honduras).
SNI	Sistema Nacional Interconectado (Guatemala).
Spot	Costo del MWh en Guatemala.
SSEE	Subsector de energía eléctrica.
Tensión	Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, medida en Voltios.

Transformador	Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico.
UPCO	Útila Power Company.
Vatio	Unidad de medida de potencia.
Watt	Término en inglés de la unidad de medida de potencia (vatio).

RESUMEN

Actualmente el problema en el mercado de energía eléctrica de Honduras es por la deficiente aplicación en la regulación, lo que repercute en altos costos finales de electricidad y una crisis energética por falta de inversión en infraestructura, déficit de generación para suplir la demanda y altas pérdidas de energía. Por lo tanto, se analizó la regulación actual junto con las variables técnico-económicas para describir el mercado actualmente, se encontró de que la demanda de energía crece a una tasa cercana al 4 % anual, lo que provocaría tener sobrecargas en los sistemas de transmisión con una proyección a cinco años entre 2023 y 2027 por la falta de inversión en la infraestructura eléctrica.

Una gestión eficiente de la empresa distribuidora reflejaría una facturación de energía con un crecimiento más acelerado al crecimiento de la demanda, esto no ocurre ya que aproximadamente crece a una tasa relativa 27 % menor; creando aumento de las pérdidas de energía que se proyectan al 38 % para 2027 y se han mantenido por encima del 30 % desde el 2012.

Aproximadamente el 70 % de los costos de la tarifa promedio de electricidad proviene del rubro de generación y la ENEE no está separada administrativa y financieramente en los rubros de distribución, transporte y generación como se indica en la Ley. Además, se aumentó el valor de potencia máxima a 5 MW para los usuarios que desean optar por ser consumidores calificados, de modo que le permitiera hacer contratos directos de compra de energía a precios y condiciones libremente pactadas y se ha limitado a que la inversión privada no supere la inversión pública aun cuando la inversión privada en generación es cuatro veces mayor que la inversión pública.

Falta el desarrollo normativo especializado que pueda complementar los reglamentos y normas existentes para dar mayor claridad en temas relacionados con estudio del acceso y de la capacidad del sistema de transporte; el diseño y operación de las infraestructuras de transporte y distribución; expansión la red de transmisión; las normas de la compañía distribuidora para las nuevas infraestructuras; sobrecostos de la generación forzada, exportación e importación de electricidad, habilitación de la operación del CND y coordinación de servicios complementarios entre otros.

La falta de licitaciones públicas internaciones, sumadas a las compras directas de energía, la poca inversión en infraestructura eléctrica y las pérdidas de energía representa los mayores problemas financieros de la ENEE y repercute en el aumento de los costos de la tarifa energética.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Honduras tiene un mercado eléctrico que, a pesar de su regulación, no tiene la libre competencia sostenible entre los agentes del mercado, esto ha provocado un aumento en el precio de la energía eléctrica debido a los altos costos de generación de energía eléctrica por su tipo de tecnología o tipo de contrato y además existe gran inseguridad en el abastecimiento de la energía eléctrica en el país que se traduce en racionamientos frecuentes de energía eléctrica en algunas zonas.

- Contexto general

Honduras ha presentado una problemática en el mercado de electricidad desde hace muchos años en la empresa distribuidora de energía estatal (ENEE), como resultado de problemas de suministro de energía eléctrica y aumentos en los precios de los combustibles. Claramente la solución que se ha buscado ha impulsado al problema actual debido a que se sigue comprando energía eléctrica a precios altos de forma directa sin licitación, lo cual afecta las finanzas de la ENEE. No se aplica la ley de forma completa y se tienen muchas barreras en la regulación.

- Descripción del problema

Honduras tiene un mercado eléctrico transversal que cuenta con solamente una empresa distribuidora y comercializadora autorizada, un operador de transmisión, varios agentes generadores y el agente regulador. Toda la potencia firme y energía es comprada por la empresa estatal ENEE a los

generadores y esto está basado en contratos o compras directas, estos contratos están pactados a precios de energía eléctrica negociados entre los generadores y la empresa estatal. Estos contratos en algunos casos no tienen lineamientos claros, presentan algunas condiciones que pueden afectar el adecuado funcionamiento del SEE de Honduras.

La ENEE está teniendo altas pérdidas de energía y claramente tendrá problemas económicos a corto plazo y largo plazo. No existe inversión en las redes de transmisión y distribución, adicionalmente las compras directas de energía afectan su objetivo de obtener los precios más bajos posibles y pueden afectar su recuperación de los costos totales invertidos mediante en la tarifa.

Existen factores que afectan negativamente el funcionamiento adecuado del mercado eléctrico de Honduras, apoyado por los vacíos en la normativa y que no se aplica en su totalidad provocan una crisis energética en el país. No existe una propuesta de compra de energía mediante licitaciones a pesar de estar en la Ley General de la Industria Eléctrica, adicionalmente se cuenta con un déficit de generación desde el 2020, que dadas las condiciones climáticas se ha podido sobrellevar, pero con este fenómeno de El Niño, ha provocado racionamientos de energía diarios no simultáneos en más de dos tercios de los circuitos de distribución.

- **Formulación del problema**

Inadecuado funcionamiento del mercado eléctrico de Honduras con precios altos de energía eléctrica, sin inversión en sistemas de transporte y distribución, pérdidas de energía altas e inseguridad energética del sistema eléctrico de Honduras.

- Pregunta central

¿Cómo mejorar el mercado de electricidad de Honduras enfocado en la reducción de los precios de la energía eléctrica?

- Preguntas auxiliares

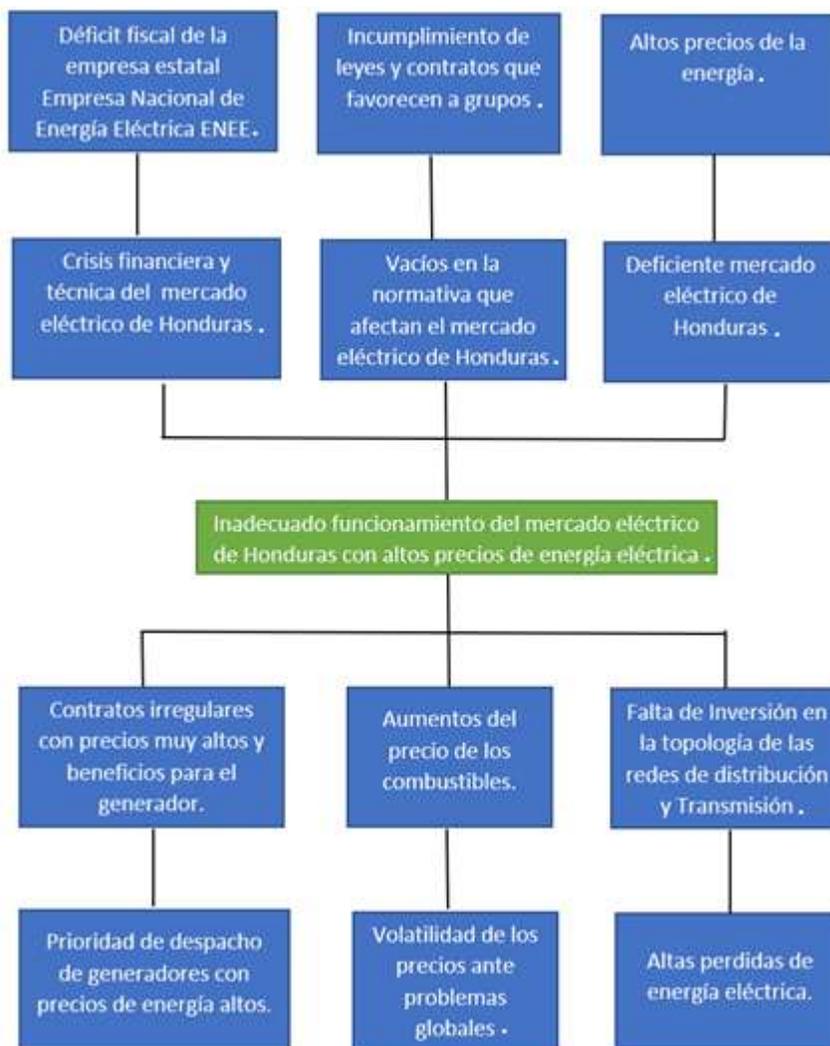
Para responder a esta interrogante se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cuáles son los factores técnicos y económicos que afectan el mercado de electricidad de Honduras?
- ¿Cuáles son las barreras regulatorias que evitan el funcionamiento adecuado del mercado de electricidad de Honduras en relación con la normativa del mercado eléctrico de Guatemala?
- ¿Cuáles son las propuestas de mercado de electricidad para Honduras con base en la Normativa de Guatemala?

Relacionado con las preguntas anteriores, proceden del árbol de problemas que muestra las deficiencias actuales en el subsistema de energía eléctrica de Honduras.

Figura 1.

Árbol del problema



Nota. Causas y efectos del inadecuado funcionamiento del mercado de electricidad de Honduras. Elaboración propia, realizado con Excel.

- Delimitación del problema

Actualmente los altos precios del combustible, la volatilidad de estos, además de la alta dependencia de generadores que utilizan derivados de petróleo como materia prima para generar han causado la necesidad de optar por energía eléctrica renovable en Honduras mediante contratos con altos precios de compra de energía eléctrica, en su mayoría el despacho económico es realizado de acuerdo con lineamientos contractuales de despacho en los cuales en su mayoría es despachada la energía eléctrica más cara.

Existen altas pérdidas de energía eléctrica y la falta de inversión en el sistema eléctrico ha causado el deterioro de la red, la vulnerabilidad y el aumento de apagones que se traducen en pérdidas económicas para las industrias e insatisfacción a los usuarios.

Hay poca inversión debido a que el mercado eléctrico de Honduras en su mayoría controlado por contratos de despacho no motiva a que nuevos agentes puedan entrar a competir, un aumento en la competencia impulsaría las posibilidades de poder elegir precios bajos y la inversión en la topología de las redes que es casi nula actualmente.

En 2022 la normativa fue cambiada, se creó un retroceso en el desarrollo regulatorio, no se aplica en su totalidad y tiene muchos vacíos. Esto lleva a plantear la pregunta principal de este estudio: ¿cómo mejorar el mercado eléctrico de Honduras enfocado en la reducción de los precios de la energía eléctrica?

OBJETIVOS

General

Proponer un modelo de mercado de electricidad en Honduras enfocado en precios competitivos, basado en la normativa de Guatemala.

Específicos

Para poder alcanzar el objetivo principal de la investigación es necesario desarrollar los siguientes objetivos simultáneamente:

1. Identificar los factores técnicos y económicos que afectan el funcionamiento del mercado de electricidad actual en Honduras.
2. Efectuar una comparación de la normativa del mercado de electricidad de Guatemala en contraste con la normativa actual del mercado de electricidad de Honduras.
3. Determinar un modelo del mercado de electricidad de Honduras basado en la Normativa de Guatemala.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El presente estudio tiene un enfoque mixto ya que como parte de la investigación se procedió a buscar todas aquellas variables técnicas y económicas que afectarán el adecuado funcionamiento del MEE de Honduras, estas son variables cuantitativas, pero también se cuenta con variables cualitativas relacionadas con la regulación del SSEE de Honduras para una mejor comprensión de las barreras regulatorias que lo afectan.

El tipo de alcance es explicativo debido a que además de describir el comportamiento de las variables, se relacionan entre sí y se realiza una proyección a 5 años para poder explicar y pronosticar su comportamiento futuro, de modo que se pueda tener un horizonte claro en caso de que no se realicen acciones correctivas y explicar el porqué de su comportamiento para atacar las causas raíz. Luego se realizó una comparación entre los alcances y objetivos de la normativa en Guatemala con la de Honduras para analizar su similitud y la falta de normativas en el SEE de Honduras, con el objetivo de tomar las buenas prácticas para realizar cambios significativos de forma eficiente.

Adicionalmente es un tipo de diseño no experimental debido a que no se realizó ningún tipo de experimento controlado con diferentes escenarios y combinaciones para obtener resultados específicos, sino que se analizaron los datos existentes para pronosticar su tendencia y estacionalidad. Por último, es un estudio de tipo transversal en el tiempo dado que el periodo tomando una base de 10 años con proyecciones de los siguientes 5 años.

Posteriormente, en la fase 1 de exploración bibliográfica se consultaron todas las bibliografías publicas disponibles emitidas por los entes correspondientes como la ENEE y la CREE; luego se realizó una fase 2 de gestión y recolección de los datos de interés que responden a las preguntas de investigación, para luego en la fase 3 de análisis de la información, se realizaron los análisis matemáticos de predicción y estadística descriptiva de la base de datos de 10 años.

Adicionalmente, en la fase 4 de interpretación de la información y resultados se relacionaron variables para sacar las conclusiones de la proyección de las variables cualitativas. En la fase 5 de la evaluación de las causas y efectos se relacionaron las variables para obtener conclusiones que explican descriptivamente el mercado de electricidad de Honduras, para proponer soluciones.

INTRODUCCIÓN

Esta investigación es sobre la propuesta de un modelo de mercado eléctrico en Honduras, que este enfocado principalmente en precios de energía eléctrica más competitivos (los más bajos posibles), esto con base a las buenas prácticas del modelo de mercado de Guatemala que ha tenido mucho éxito en su aplicación. Con la solución propuesta se espera que cubra las necesidades regulatorias y operativas a seguir para poder mejorar los problemas del mercado eléctrico de Honduras, la cual muestre como se puede implementar un modelo de liberalización del mercado eléctrico, que pueda atraer la inversión y tener una oferta del suministro de energía eléctrica que pueda suplir la demanda e impulsar la mejora en los sistemas de transmisión y distribución.

Por lo tanto, es necesario poder identificar las barreras regulatorias y describir los factores técnicos y económicos que han causado la deficiencia del mercado eléctrico del país, adicionalmente es necesario realizar una comparación con la normativa de Guatemala para buscar oportunidades de mejora. Una vez realizada la comparación se tomarán los resultados y se adecuarán al modelo del mercado de Honduras para poder realizar una propuesta de mercado de acuerdo con las necesidades del país y que a su vez sea de beneficio para todos los hondureños a largo plazo.

Luego se muestra el marco teórico que cuenta con la revisión bibliográfica que describe el funcionamiento del subsector de energía eléctrica en Honduras y Guatemala y posteriormente se definió la metodología de la investigación en la cual se muestran las características del estudio el cual es de tipo explicativo para poder encontrar las causas raíz de la deficiencia del mercado de electricidad en

Honduras y poder dar una solución, teniendo un enfoque mixto porque se analizan principalmente variables numéricas pero también algunos aspectos cualitativos, el alcance es explicativo y su diseño no será experimental porque se tomarán los datos en su estado natural sin manipulación.

Seguido se definieron las variables que están orientadas a dar respuesta a las preguntas de investigación y se definieron las fases de la investigación en lo que se comenzó con la exploración bibliográfica, se continuo con la gestión o recolección de información para luego ser analizada y posteriormente interpretada para concluir con la estimación y evaluación de las causas y efectos encontrados. También se hizo uso de herramientas estadísticas para mostrar los parámetros como la media, mediana, moda, desviación estándar, máximos y mínimos para conocer el comportamiento de los datos. Seguido se hizo uso de regresiones lineales simples para estimar proyecciones y el grado de correlación entre las variables.

De este modo se concluyó con algunas predicciones de las variables a cinco años para analizar el comportamiento futuro, poder anticiparse y reducir así su impacto. La discusión de resultados provee un mejor entendimiento del problema y da una guía para la búsqueda de soluciones, conclusiones y recomendaciones. Por último, se realizó una propuesta de mejoras en algunos aspectos de acuerdo con los resultados obtenidos, de modo que pueda aportar a la mejora del adecuado funcionamiento del SSEE de Honduras, su MEE y que pueda impulsar a que se continúen estudios más especializados de estos temas tratados en la propuesta.

1. ANTECEDENTES

En concordancia con el artículo la Asociación Hondureña de Energía Renovable, AHER (2019), donde menciona que la mejor alternativa requiere que exista un mercado abierto con igualdad de condiciones; porque mejora la competencia, precios, cobertura, y los más beneficiados son los hondureños.

De acuerdo con la publicación de Gómez et al. (2023), traducido al español menciona que las reformas implementadas en 1990 se enfocaron principalmente en generación, resultando en una inadecuada inversión en transmisión y distribución, además solo el 77 % de la población tiene acceso a electricidad.

También el documento de Espinasa et al. (2017), menciona que la liberalización del mercado comenzó a los años 90 y se avanzó en la introducción de generación privada, pero en la distribución continuo el monopolio. Por lo cual es necesario identificar las barreras regulatorias.

En concordancia con el artículo científico escrito por Meraz et al. (2021), cuya traducción al español menciona que: un despacho deficiente va a producir costos altos, pero un despacho diseñado eficientemente producirá menores precios de generación de electricidad y por tanto menores tarifas de electricidad.

De acuerdo con el estudio de Flores y Pineda (2022), Honduras es rico en fuentes para generar energía renovable y la integración con la regulación para la inclusión social es muy importante dado que el crecimiento económico de la población relacionado con el crecimiento de la demanda de electricidad.

Basado en el artículo científico redactado por Flores (2017), que menciona que la “ENEE, se mantiene en permanente déficit, el cual no ha podido superar por varios años. Esta situación es debida principalmente a los altos costos de la generación” (p. 428); indicando su mayor problema financiero.

Referente al artículo científico investigado por Nuñez y Figueroa (2017), en su traducción al español se menciona una revisión del proceso actual de la liberalización del mercado, indica que: la transición del mercado de electricidad tradicional a uno más competitivo a través de un mercado de oportunidad se está realizando de forma gradual.

Dentro del documento emitido por el regulador CREE (2019), menciona que el sistema presenta: costos agudos de suministro, pérdidas mayores al 30 %, déficit de generación y muchos contratos extensos con altos precios; en conclusión, la mayor dificultad fiscal de Honduras, lo cual indica donde orientar esfuerzos.

Honduras realiza acciones que buscan resolver a corto plazo como se muestra en la noticia redactada por Fenés (2022), en la página web de Energía Estratégica que exterioriza que: Honduras limitará el despacho de generación renovable por ser aparentemente responsables de un deterioro monetario.

Apoyado en el artículo científico escrito por Flores (2019), en el cual se referencian los costos del mercado de electricidad y se menciona que dichos “Costos de la generación eléctrica con energía renovable, seguirán siendo altos mientras no exista un mercado de oportunidades (spot) en el país y el Gobierno continúe con procesos de compra directa” (p. 107), indica un análisis clave por seguir.

2. MARCO TEÓRICO

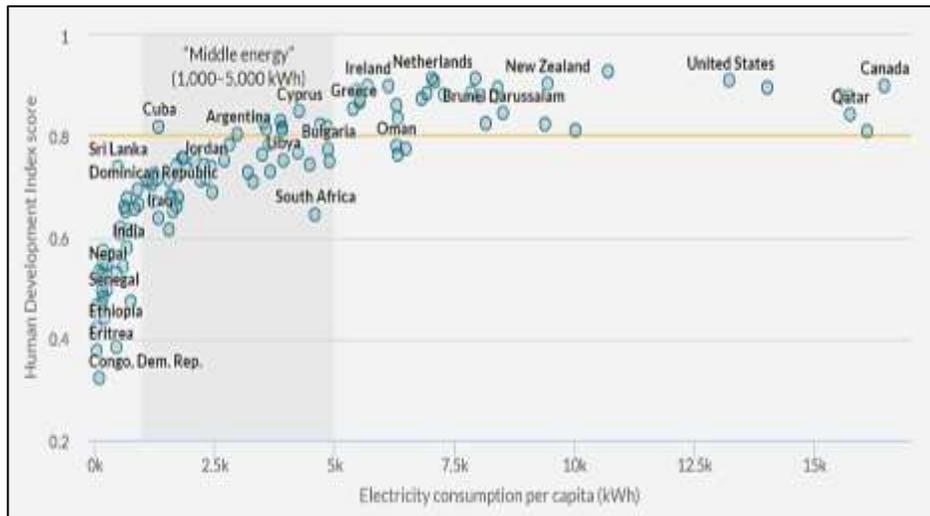
Hoy en día, La energía eléctrica es una fuente primordial para el desarrollo de los países y su evolución económica, a medida el consumo energético y la cobertura de electricidad de un país crece, también progresa la industria y el comercio. Esto viene acompañado de mayores fuentes de empleo, mejoras de la dinámica de negocios, estímulo a la competencia y las oportunidades de negocios. Un país que cuenta con seguridad de abastecimiento de electricidad y con sobreoferta de electricidad tiene mayores posibilidades de crecimiento económico y efectivamente el desarrollo.

Alrededor del mundo los mercados de electricidad son operados de formas similares cuyas funciones son las de generación, transporte y distribución, las dos últimas son envío de energía por grandes distancias y local respectivamente (Hunt, 2002). Anteriormente se permanecía en modelos verticalmente integrados, pero se han liberalizado poco a poco en los países debido a sus beneficios en la disminución de precios, mejora de la competitividad en generación y oferta de electricidad.

Sin electricidad no hay progreso humano y es central para casi todos los grandes retos como empleo, seguridad, cambio climático, provisiones; por lo cual que la electricidad sea accesible es esencial (Urizar, 2018). Esto está relacionado principalmente con el índice de desarrollo humano de cada país en el cual se indica que a medida un país tiene un mayor consumo energético tiene un mayor índice de desarrollo humano como se observa seguidamente en la Figura 2:

Figura 2.

Índice de Desarrollo Humano y consumo eléctrico per cápita



Nota. El gráfico muestra la relación entre el índice de desarrollo humano y el consumo energético per cápita. Obtenido de Center For Global Development (2023). *Electricity Consumption and Development Indicators* [Consumo de electricidad e indicadores de desarrollo]. (<https://www.cgdev.org/media/electricity-consumption-and-development-indicators>), consultado el 11 de noviembre de 2023. De dominio público.

Claramente los países mayormente desarrollados tienen mucho más uso de electricidad por individuo, en conclusión, es fundamental poder potenciar el MEE de Honduras y aportar al desarrollo del país. Un desarrollo que viene acompañado de mayores beneficios para la población.

Mundialmente la energía eléctrica es una oportunidad de transformación de vidas y economías, las Naciones Unidas apoyan decisiones que certifican como acceder al consumo de electricidad, mejoran el aprovechamiento y utilizan fuentes con origen renovable (Urizar, 2018).

Esta transformación de vidas está apoyada por que el acceso a energía eléctrica mediante programas de electrificación de comunidades rurales, que permite tener mayor competencia económica, el surgimiento de economías emergentes y oportunidades de negocios que se veían limitadas por la falta de energía eléctrica, la inseguridad en la provisión de electricidad o mala calidad del producto técnico de energía eléctrica.

Desde la prehistoria la energía es esencial, como cuando el humano descubrió el fuego para calentar sitios y para cocer alimentos, le accedió a un desarrollo superior de su intelecto, en un país en desarrollo como Honduras, es improbable el desarrollo social sin un abastecimiento de energía eléctrica a precios que convengan con los costos de producción energética (Flores, 2019).

Conscientes de que estos precios tarifarios deben permitir que las personas de menos recursos accedan al servicio, sin que se traduzcan como inflación en la canasta básica, transporte u otros servicios. Los aumentos de montos de los procedentes del petróleo incitan aumentos en diversos rubros encerrando el comercio, la industria, sector producción, transporte y generación de electricidad.

En la actualidad los mercados eléctricos están siendo influenciados por un proceso de metamorfosis debido a múltiples elementos, como el progreso de nuevas tecnologías, fuentes de generación renovable eólicas y solar fotovoltaica, recursos energéticos dispersados y una colaboración más activa de los usuarios (Batalla y Jove, 2019).

Estos efectos provocan cambios en cómo se realizaron las transacciones en el mercado de energía eléctrica y crea riesgos como se muestra a continuación:

Figura 3.

Importantes retos del subsector eléctrico y su mercado



Nota. Retos de los mercados de electricidad. Obtenido de Batalla y Jové (2019). *Mercados eléctricos ante la transición energética: diseño y retos de futuro.* (https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97_10.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Mundialmente Chile fue protagonista histórico de la regulación y diseño de mercados de electricidad, en 1982 inicio la competencia en la generación eléctrica y estímulo a que se tomaran las disposiciones con base en el modelo marginal (Muñoz, 2021).

Otro caso de éxito ha sido el modelo del MEE guatemalteco, que tomo como base el modelo del mercado de electricidad de Chile y ha logrado ser un ejemplo de mercado de electricidad liberalizado a nivel centroamericano y regional. Son monopolios naturales la distribución junto al transporte en un MEE, puesto que no es económica ni visiblemente viable, construir líneas paralelas de distintos competidores, esto implica que se libera la comercialización junto con la generación de electricidad (Hunt, 2002).

En diferentes palabras: por sus características la liberalización de generación y comercialización son los pasos para seguir en los mercados de electricidad en Honduras, para promover la competencia que pueda permitir precios bajos y oferta de generación de electricidad. Según Sergent (2022), la energía eléctrica no es un bien que se puede extraer del entorno, sino que se alcanza a través de una actividad productora incesante, cuyas particularidades físicas requieren de un equilibrio inquebrantable entre demanda y generación.

2.1. Generalidades de Honduras

Hoy en día, Honduras tiene una extensión territorial aproximada 112,492 km², situada geográficamente en el centro de Centroamérica, siendo el tercer país más extenso de CA (Urizar, 2018). Según datos estadísticos del Instituto Nacional de Estadística, INE (2022), Honduras cuenta con una población de aproximadamente 9,613,894 habitantes a mediados de 2022.

Esta población está en crecimiento y además se cuenta con un gran porcentaje de población joven lo cual hace que sea una gran fuerza de trabajo. Desarrollar económicamente un país, está basado en actividades económicas fundamentales que dependen de la cultura, condiciones climáticas, y ubicación de las zonas del país entre otras.

Según el Banco Central de Honduras, BCH (2022), las actividades económicas son principalmente la agricultura, administración pública y defensa, comercios, ganadería, financieras, manufactura, construcción, vivienda o propiedad, servicios de enseñanza entre otros por ser los que más contribuyeron al incremento del Producto Interno Bruto en 2021, con un crecimiento cercano al 16.8 % con respecto al 2020 y en 2020 tuvo un decrecimiento del PIB del 4.7 % con relación al 2019.

Hay que considerar que Honduras necesita contar con precios bajos y cobertura de electricidad, ya que siendo una de las naciones más pobres y desiguales, antes del 2020 cerca del 50 % vivía en pobreza y el 25 % de su gente vivía en pobreza extrema. En 2019 ocupó el top 4 en desigualdad de ingresos (Banco Mundial, 2022).

Para muchas comunidades el acceso a energía eléctrica puede significar una oportunidad de desarrollo, para ciudades donde ya se cuenta con el servicio, un servicio de calidad y con pocas interrupciones puede significar mayor tiempo de producción y mejor calidad en la producción; lo cual potenciaría el desarrollo comercial e industrial en el país.

Aproximadamente en Honduras el total del PIB del 2021 fue de 28.5 mil millones de US \$ que representan aproximadamente 684.2 mil millones de lempiras (BCH, 2022). Lo cual es un crecimiento mayor al que se había tenido en los años anteriores e implica que posiblemente la demanda energética crecerá más de lo esperado ya que está influenciada por el crecimiento del PIB. La demanda energética está relacionada con el crecimiento del PIB, dado que a mayor crecimiento económico mayor requerimientos de energía.

2.2. Subsector eléctrico de la República de Honduras

Relacionado con el subsector de la electricidad en Honduras, es muy deficiente, cuenta con inseguridad en el abastecimiento de electricidad causado por restricciones técnicas en la infraestructura de transmisión o transporte, insuficiencia de generación para suplir la demanda y poca planificación de la expansión del sistema transportista. Sumado a esto existen precios altos de venta final de electricidad, cuenta con las pérdidas energéticas más altas de Centroamérica y carece de inversión en distribución y transporte.

Honduras sufre muchas presiones que su MEE sea dinámico y que se desempeñe de acuerdo con las exigencias de sector comercial e industrial, el cual es cada día más competitivo y globalizado, por lo tanto, la planificación energética es esencial para lograr las metas y satisfacer las imposiciones sobre el sector de electricidad, mientras se cumplan a través de procesos de progreso sostenible.

Hay que considerar que muchos de los desafíos del SEE hondureño no pueden ser solucionados de forma inmediata, por lo cual es preciso desarrollar políticas energéticas. (Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, 2020)

Estas políticas necesitan un apoyo dado por la regulación de modo que se creen las leyes con sus reglamentos y normas necesarias para certificar el apropiado funcionamiento del MEE de Honduras, esto con el propósito de que sea auto sostenible y pueda traer beneficios a usuario. Esto necesita de un sistema competitivo dado que, a mayor oferta, hay más probabilidades de tener mejores beneficios y precios más bajos.

Dentro de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras plantea la reestructuración de liberalización del SSEE hondureño, que incluye el fraccionamiento de las acciones de la ENEE para que trabajen como entidades estatales separadas, ENEE generación, ENEE transmisión y ENEE distribución; que quedarían bajo la estructura de un colectivo empresarial o compañía matriz ENEE (CREE, 2022).

Realmente se sigue manteniendo el monopolio de la ENEE, aun cuando existe una ley antimonopolio y se estableció en la LGIE que se debe realizar la separación por rubro su cadena de valor en cuanto a la electricidad.

Hay que considerar que ENEE es el único agente comprador de electricidad en Honduras y a través de su CND realiza la operación centralizada de la de generación y transmisión de electricidad, adicionalmente desarrolla las funciones como el predespacho de electricidad, el despacho económico de energía, post despacho, pagos y transacciones regionales a través del MER (CREE, 2022).

Además de esto la LGIE establece de que el CND debe ser un ente separado de la ENEE, esto proveería más seguridad a la inversión privada ya sea nacional o extranjera, dado que el ente encargado de la operación del sistema no puede ser acción y parte al formar parte de la ENEE que posee generación pública, la infraestructura de transmisión y distribución pública.

Recientemente, Honduras tuvo cambios normativos que han influenciado el subsector de electricidad, en 2014 fue aprobada la LGIE, En 2015, se aprobaron sus respectivos reglamentos: Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica RLGIE junto con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado ROM.

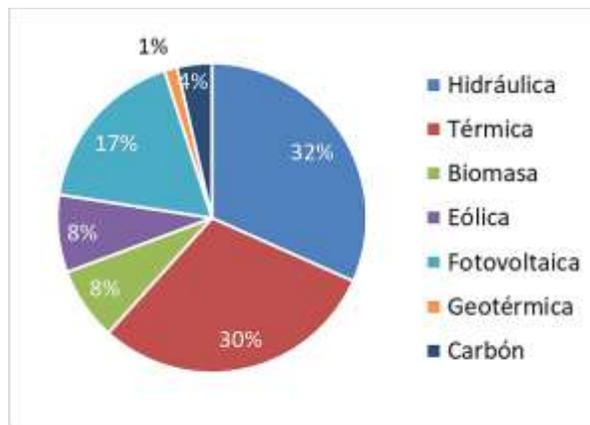
Posteriormente se estableció la entidad reguladora que es la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE y en 2018, se creó del Ministerio de Energía. (Urizar, 2018)

2.3. Datos estadísticos del MEE de Honduras

Honduras cuenta con empresas de generación de diferentes tecnologías privadas y nacionales, como se ve a continuación:

Figura 4.

Capacidad instalada por tipo de planta julio-2022 (%)

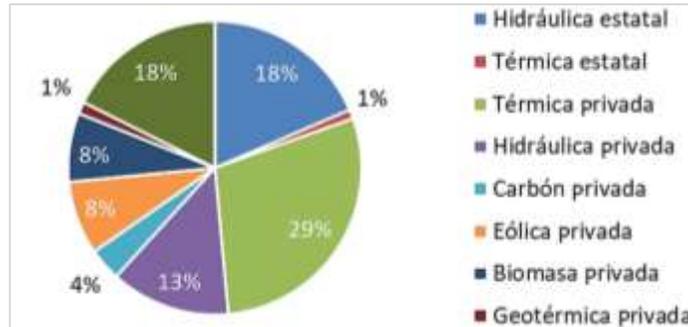


Nota. Porcentajes de capacidad de producción energética instalada en Honduras por clase de planta. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico Julio 2022.* (www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20JULIO%202022.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Al referirse a la capacidad instalada las principales fuentes de generación en Honduras son la hidráulica (32 %) y la térmica (30 %), que representan más del 60 % de la matriz energética. Las plantas solar-fotovoltaicas representan un porcentaje significativo del total (17 %) seguida por las eólicas (8 %) y las de biomasa (8 %). Las plantas a base de carbón y las geotérmicas en conjunto solo representan aproximadamente el 5 % del total en Honduras. Adicionalmente dentro de las plantas generadoras, se cuenta con generación estatal y privada, por lo tanto, dicha matriz energética se mira de la siguiente forma:

Figura 5.

Capacidad instalada por tipo y estatal/privada jul-22 (%)

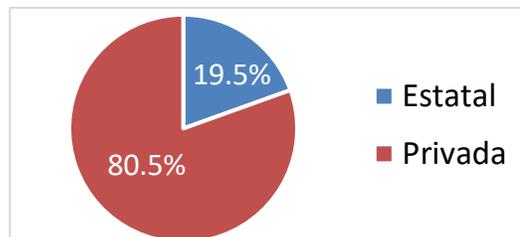


Nota. Capacidad instalada de producción energética en Honduras por tipo de planta y de capital de origen privado o nacional. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico Julio 2022.* (<http://www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20DICIEMBRE%202021.pdf>), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Se observa una predominancia de las plantas privadas, esto se ve más claramente en la siguiente figura:

Figura 6.

Capacidad instalada privada o estatal en julio-22 (%)

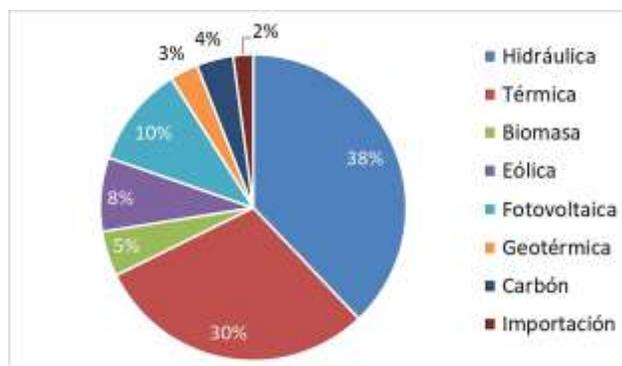


Nota. Porcentajes de la capacidad de generación instalada en Honduras por tipo de capital privado o nacional. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín Estadístico Julio 2022.* (www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20JULIO%202022.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Al mencionar la participación en generación, la liberalización del MEE de Honduras, ha permitido tener en su mayoría plantas generadoras privadas a tal punto de que la capacidad de plantas privadas instaladas, supera por aproximadamente 4 veces la capacidad instalada estatal, se demuestra la capacidad en inversión privada en comparación con la inversión nacional. Relacionado con el aporte generado por tecnología de planta o tipo de tecnología se muestra a continuación la matriz de energía generada en el 2021:

Figura 7.

Matriz de energía generada durante el 2021, por tipo (%)



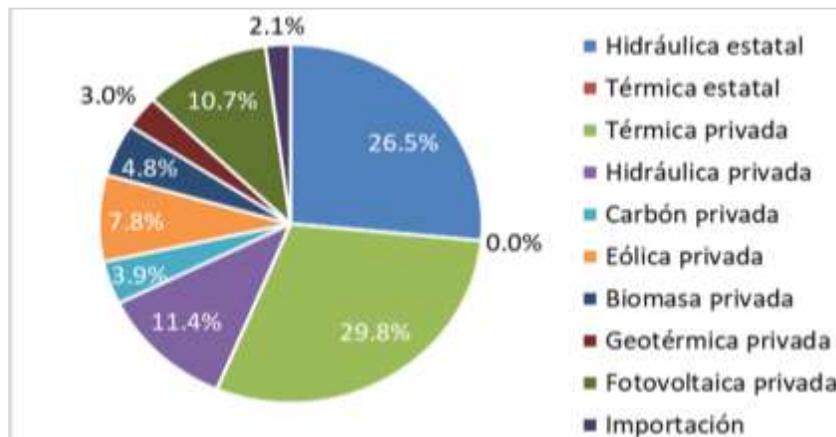
Nota. Generación porcentual de energía desagregada por tipo de planta. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico Julio 2022.* (<http://www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20DICIEMBRE%202021.pdf>), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Claramente se observa que, aunque que la participación instalada de la generación térmica y generación hidráulica son muy similares, durante el 2021 el porcentaje de la energía hidráulica (38 %) fue superior al de la térmica (30 %). Pero claramente el 30 % de energía térmica generada implica un costo alto de generación debido a los aumentos en los combustibles.

Dentro de la matriz de generación durante el 2021, la generación solar FV (10 %) y la generación eólica (8 %) tuvieron bastante influencia en comparación contra otras tecnologías como por ejemplo la biomasa, geotérmica y carbón. En seguida se muestra la matriz energética y se considera el tipo de planta y el origen de su capital:

Figura 8.

Matriz de energía generada en 2021, por tipo y capital (%)



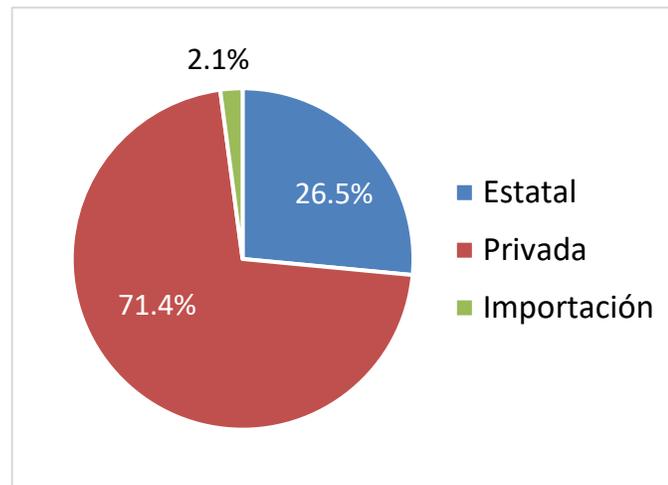
Nota. Generación porcentual de energía por tipo de planta y capital privado o nacional. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico julio 2022.* (www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20DICIEMBRE%202021.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Se observa en la figura anterior, que la generación privada de energía térmica (29.8 %) representa la proporción dominante de la generación del año 2021, representado el gran riesgo de la volatilidad en los precios, además la electricidad que se generó en plantas hidráulicas estatales (26.5 %) ocupa el segundo puesto. La generación de energía hidráulica privada tiene un gran aporte del 11.4 %, seguida por la generación fotovoltaica privada (10.7 %) y luego la energía eólica privada con el 7.8 %.

Finalmente, se tienen las plantas privadas de biomasa, carbón, geotérmica y la importación de energía eléctrica mediante actividades comerciales en el MER y Guatemala que tienen individualmente porcentajes menores al 5 % la energía eléctrica total generada en Honduras en el año 2021. Cabe mencionar que la energía eléctrica generada mediante plantas térmicas estatales es prácticamente nula.

Figura 9.

Matriz energética de generación privada o estatal 2021 (%)



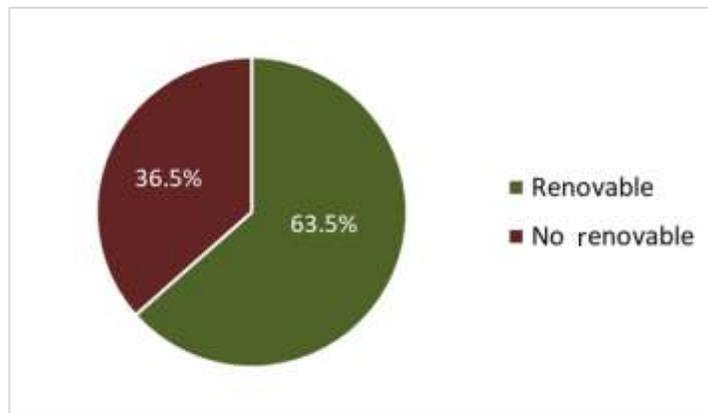
Nota. Generación porcentual de energía por tipo de capital privado o nacional. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico Julio 2022.* (www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20DICIEMBRE%202021.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Como se observa en la gráfica anterior, la proporción de energía eléctrica generada durante el 2021 que proveniente de plantas de generación privadas (71.4 %) tuvo un mayor impacto en comparación a la generación estatal (26.5 %) y muy superior a la importación (2.1 %). Honduras es una nación fronteriza con país de El Salvador, la Republica de Guatemala y la Nación de Nicaragua, lo cual representa una ventaja al momento de la compraventa en el MER.

Actualmente existen muchas políticas que buscan tener una matriz predominantemente renovable y por lo cual a continuación, se puede ver el gráfico de los porcentajes de generación en el SIN de Honduras durante el 2021 por el origen de la fuente de los recursos utilizados para su generación:

Figura 10.

Matriz de generación renovable y no renovable, 2021 (%)



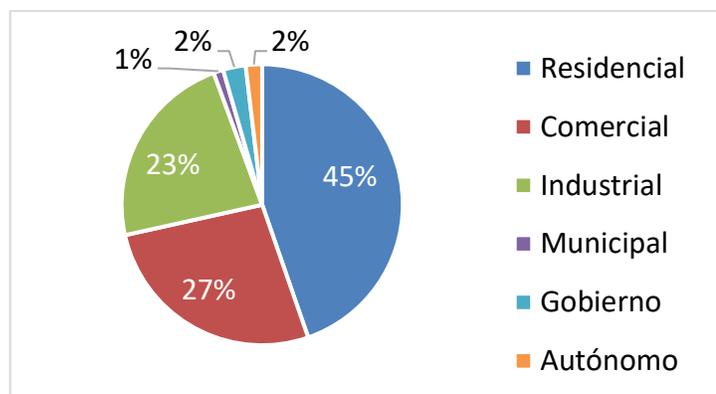
Nota. Generación porcentual de energía por tipo origen del recurso. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico Julio 2022.* (www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20DICIEMBRE%202021.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Honduras logró exitosamente un porcentaje de generación de origen en fuentes renovables mayor al 60 %, pero cabe mencionar que a pesar de esto y de la alta cantidad de plantas generadores privadas ha fallado en mantener precios a niveles competitivos que permitan potenciar y desarrollar a la mediana y pequeña empresa, además de la satisfacción a los usuarios de energía eléctrica.

Diferentes sectores de consumo concentran el consumo energético, pero está concentrado principalmente en el sector o grupo residencial, comercial e industrial como se ejemplifica en el gráfico en seguida:

Figura 11.

Energía eléctrica facturada en 2021 por sectores (%)

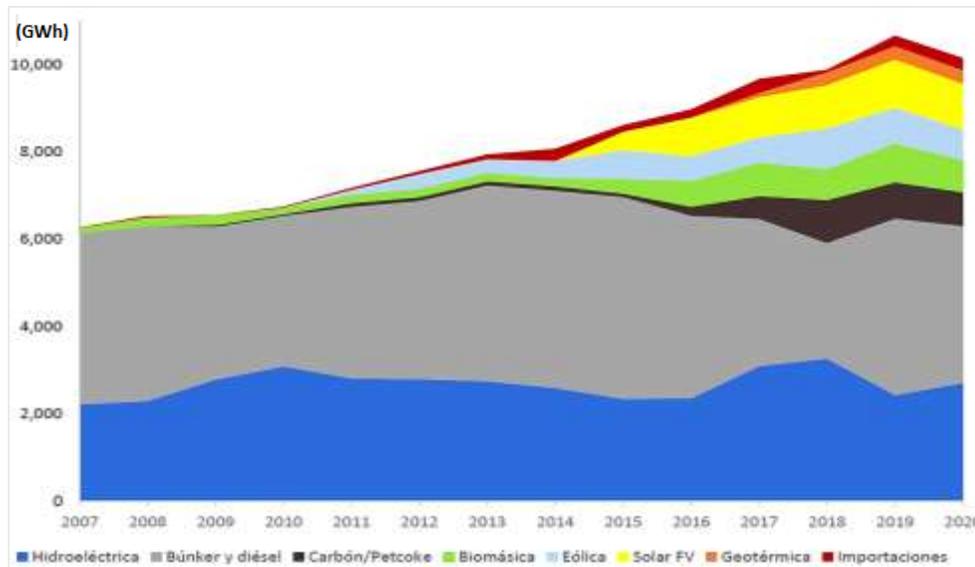


Nota. Consumo registrado por sector. Obtenido de ENEE (2022). *Boletín estadístico Julio 2022.* (www.enee.hn/planificacion/2022/Boletin%20Estadistico%20DICIEMBRE%202021.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Esto implica que el consumo energético superior se encuentra el grupo residencial con un porcentaje cercano al 50 %, esto indica la importancia de inversión en este sector principalmente conectados a 240 V, luego el grupo comercial tiene un porcentaje importante mayor al 25 % y el grupo industrial tiene un porcentaje menor al 25 %, por lo cual en conjunto estos tres sectores representan aproximadamente el 95 % de la facturación de la nación hondureña. Desde el 2017 en su mayoría el despacho de energía eléctrica esta principalmente dominado por las tecnologías hidroeléctricas y bunker o diésel, como se muestra a continuación en el siguiente gráfico:

Figura 12.

Despacho de electricidad (GWh) por tecnología, 2007-2020



Nota. Histórico del despacho de electricidad por tecnología. Obtenido del ODS (2022). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031.* (https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Plan-Indicativo-de-Expansion-de-Generacion_2022-2031.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

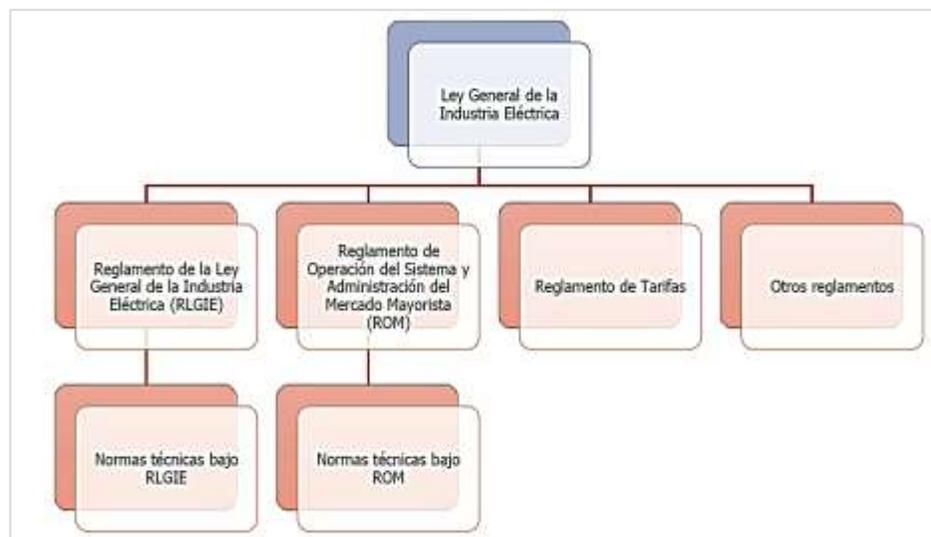
Desde 2014, el gráfico anterior mostro que, comenzó un despacho en ascenso de energía solar fotovoltaica, teniendo el mayor crecimiento en comparación a otras tecnologías, también se observa claramente que la energía eólica ha tenido un comportamiento similar al de la fotovoltaica desde 2010, pero curiosamente a partir de 2014 su ve un mayor crecimiento. Entre 2007 y 2014, la energía que se generó con biomasa tuvo un comportamiento aproximadamente constante en el despacho, pero a partir de 2014 se ha venido en aumento, curiosamente se ha tenido una mayor inclusión en el despacho mediante estas fuentes desde 2014 junto con la generada mediante carbón y no ha seguido creciendo el despacho hidroeléctrico estatal.

2.4. Regulación Nacional Marco legal

Relacionado con el SSEE en Honduras, está gobernado bajo la ley principal titulada como Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, además de las normas técnicas NTS asociadas, estos rigen cada actividad desarrollada dentro del SSEE en Honduras, dentro de estas acciones esta la generación, el transporte y la distribución de electricidad, cuyo objetivo principal es asegurar la provisión de electricidad al ínfimo costo. Esta es una operación desarrollada en tiempo real en la cual se necesita que cada agente mencionado anteriormente funcione en un ambiente con reglas claras que deben proveer la regulación. El esquema se muestra seguidamente:

Figura 13.

Regulación del subsector eléctrico de Honduras bajo la ley



Nota. Esquema de la regulación del SSEE de Honduras. Obtenido de ODS (2022). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031.* (https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Plan-Indicativo-de-Expansion-de-Generacion_2022-2031.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

2.5. Regulación de Honduras, marco institucional

Para un desarrollo adecuado del MEE y del SSEE de Honduras, es necesario contar con las instituciones encargadas de cumplir la ley, para ello es necesario que estas cuenten con la independencia en la toma de decisiones, provean un ambiente objetivo y que realicen su trabajo sin influencias de otros grupos o agentes.

Actualmente en Honduras la SEN, se encarga de formular, planear, sistematizar, ejecutar y evaluar las tácticas del SEE compuesto por los siguientes sistemas: producción, transmisión-transformación, comercialización-distribución de electricidad. De este modo prestar el servicio de carácter público y otras aristas que incentiven la eficiencia de la economía, la competencia y desarrollar el SEE hondureño (ODS, 2022).

Como el organismo superior, la SEN tiene una gran responsabilidad de buscar una planificación adecuada para el desarrollo del MEE, además es necesario que cuente con mecanismos de evaluación de la ejecución de la planificación, estos mecanismos deben proveer también una retroalimentación que permita cumplir los procesos que no están cumpliendo la planificación.

Por lo tanto, se emiten regulaciones con base en normativas internacionales aplicadas a las características del SEE de Honduras, también debe ser encargado de la resolución de conflictos y de servir como ente supervisor de las acciones relacionadas con la cadena empresarial de la electricidad. Este ente en Honduras es la CREE.

Hoy en día la CREE es el organismo regulador del SEE, con independencia en sus funciones, presupuesto y facultado administrativamente y cumplir los objetivos, entre sus funciones esta emplear y calificar el cumplimiento de toda norma legal y reglamentaria que administran la actividad en el SEE, emitir regulaciones a la par de reglamentos para la adecuada aplicación de la LGIE, aprobar términos de licitación, vigilar procesos de adquisición de la potencia y la energía, aprobar transacciones de compra-venta de energía y/o potencia y aprobar los importantes planes para expandir la infraestructura de transporte hechos por el CND (ODS, 2022).

Es fundamental que el ente regulador sea totalmente independiente, sin influencias de ningún tipo, para poder ser un MEE atractivo para la inversión privada y extranjera donde se asegure de que se va a cumplir las regulaciones, los acuerdos y se penalizara los incumplimientos. Esto para poder tener un ambiente de operación objetivo. Centralmente en Honduras la CREE posee sus propios fondos y presupuesto para cumplir sus metas, también tiene independencia funcional y sus fondos provienen de un porcentaje de las ventas de electricidad las distribuidoras y consumidores calificados en cada mes (CREE, 2022).

Dado que la generación y el suministro ocurren en cada instante, es requerida la planificación de los despachos de electricidad, para ello es necesario que existe un ente independiente y objetivo que se encargue de la operación y maniobra del SEE, mediante despachos de empresas generadoras siguiendo un procedimiento determinado del orden según mérito, que asegure que se realice el despacho de energía al menor costo posible.

En Honduras este ente acreditado fue el ODS que recientemente ha pasado a formar parte del CND que a su vez es parte del CND de la ENEE, que a su vez posee empresas transportistas y de distribución. Llámese operador del MM o sistema al organismo con capital público internamente en la organización de la empresa estatal ENEE y también examina en los contratos actuales de abastecimiento de electricidad entre generadores y ENEE, actualmente el CND (CREE, 2022).

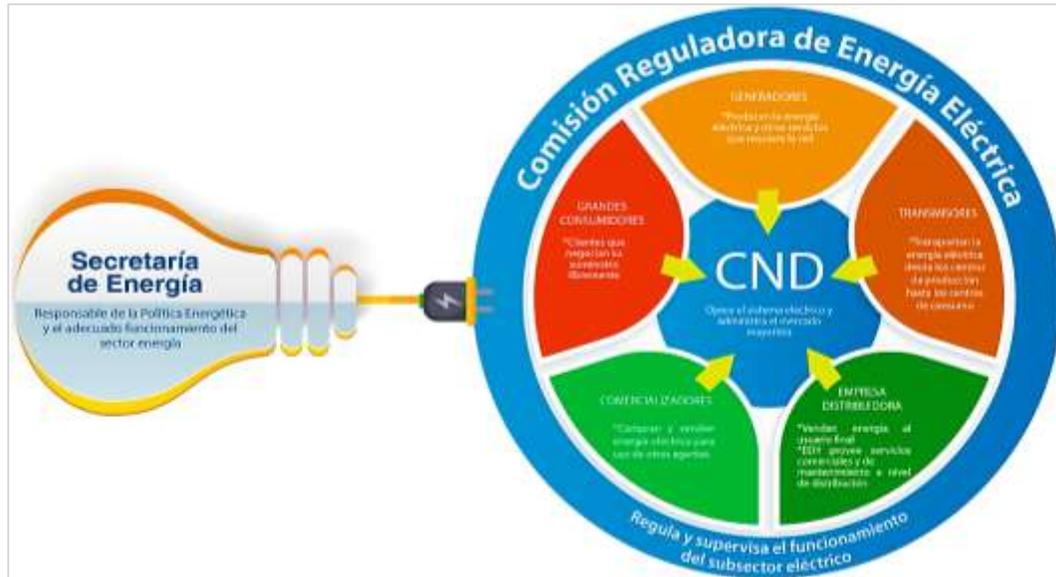
Adicionalmente engloba mencionar que “El Operador del Sistema tendrá capacidad técnica para el desempeño de las funciones que le asigna la presente Ley y los Reglamentos, incluyendo personal experimentado en la operación de sistemas eléctricos y de mercados eléctricos” (CREE, 2022, p. 12).

ODS u operador del MM, consolidado como un ente independiente de los que participan en el MEE hondureño y regional cuyo cargo principal es certificar la continuidad y seguridad en el abastecimiento de electricidad y la gestión del MEE de Honduras, mediante la gestión de generadores y la red transportista en el SIN de Honduras, bajo el fundamento de suplir satisfactoriamente la demanda al mínimo coste en de sus posibilidades (ODS, 2022).

Dentro de los objetivos principales del ente operado del sistema es realizar el despacho a mínimo costo, esto implica el uso del orden de mérito, el cual ordena las plantas de acuerdo con sus costos variables y despacha de acuerdo con las que tienen los costos variables más bajos. Para ello es necesario poder tener una planificación adecuada y flexible ante eventos inesperados o de fuerza mayor.

Figura 14.

Marco Institucional del SSEE de Honduras



Nota. Esquema del marco institucional del SSEE de Honduras. Obtenido de CREE (2022). “*Marco Institucional del Subsector Eléctrico*”. (<https://www.cree.gob.hn/marco-institucional-del-subsector-electrico/>), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Gráficamente, la figura anterior muestra el funcionamiento del SSEE de Honduras donde la CREE es el organismo regulador en Honduras, que vendría a tener funciones similares a la CNEE en Guatemala. El CND que opera y administra el MM, vendría a tener funciones similares al AMM en Guatemala. La secretaria de Energía tendría funciones similares al MEM de Guatemala en cuanto a vigilar la operativa del SSEE de Honduras y Guatemala respectivamente. Hay que considerar que es un monopolio donde la ENEE es la encargada del transporte, distribución, comercialización y una menor proporción de generación, de igual forma existe la opción de que los generadores puedan vender este recurso directamente a altos consumidores por otro lado la figura de autoprodutores permite entregar sus excedentes de electricidad.

2.6. Agentes del MEE de Honduras

En el mercado de electricidad de Honduras los agentes son los generadores, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores y los clientes calificados que llenen los requisitos fijados en el Reglamento de la LGIE.

Todos los movimientos de la cadena empresarial de la electricidad en Honduras son controlados por la ENEE que controla, manteniendo un monopolio en el cual compra en su totalidad la energía requerida a agentes generadores privados y nacionales, en la ley se menciona con el objetivo de asegurar y salvaguardar la naturaleza pública de la ENEE, hay que realizar la fase de separar técnica, administrativa y financieramente las actividades de Generación, Transporte y Distribución, además del CND (CREE, 2022).

Actualmente no se han realizado esta separación como se indica en la LGIE en Honduras. Cabe mencionar también que en Honduras la “Comercialización de la energía eléctrica es exclusiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN)” (CREE, 2022, p. 37). Este proceso aún no se ha podido realizar de forma efectiva y se cuenta con el monopolio de la ENEE donde solo existe una empresa transportista y una empresa distribuidora. Para ello se definen los agentes distribuidores y generadores según la ley posteriormente.

Funcionalmente la empresa encargada de la distribución es una persona legal, titular o dueña de infraestructura de distribución comercial de electricidad en un área legalmente autorizada, por otro lado, las Generadoras son aquellas personas jurídicas, titular o que posee instalaciones de generación eléctrica para vender parcial o completamente su electricidad generada (CREE, 2019).

En el transporte de energía, se eleva la tensión por medio de una subestación, dado que así se reducen las pérdidas de transporte al tener un valor pequeño de corriente y se pueden recorrer distancias muy largas desde el punto de generación hasta el punto donde se reduce nuevamente la tensión en una subestación conectada al sistema distribuidor que suministra a cada usuario.

Para ello se define el agente transportista, es el propietario de infraestructuras de transmisión perteneciente a RTR, los agentes compradores son aquellos que adquieren energía para consumo propio o para sus clientes y serán las distribuidoras, comercializadoras y los consumidores calificados (CREE, 2019).

Según los planes para la expansión públicos de la CREE, el sistema de transporte principal de Honduras podrá funcionar con una o varias empresas de transporte, pueden licitar, financiar y desarrollar ampliaciones en el sistema de Transporte (CREE, 2019).

En Honduras el mercado eléctrico de oportunidad MO, está apoyado en un orden económicos de despacho de las generadoras, establecerá los precios del fluido eléctrico en corto plazo para cada uno de los intervalo o periodos de operación (una hora) y en todos los nodos de la infraestructura principal de Transporte, apoyado por los montos variables de las generadoras determinados por el CND, los cuales dependerán de cada diferente tecnología y auditados en los casos de empresas térmicas, costo del agua específicamente para unidades con embalse y por ultimo generación fluyente en tecnologías renovables con poco control o intermitentes (CREE, 2019).

Adicionalmente, según el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista ROM (2020), el MO incluye todas las transacciones para comprar y vender electricidad en un corto plazo que se efectúa entre los partícipes de acuerdo con un despacho que sea económico según la planificación del operador del mercado El MEE en Honduras es prácticamente un MEE de contratos, donde agentes generan en relación con los dictámenes del contrato. Honduras cuenta con una generadora hidroeléctrica capaz de suplir una parte alta de los requerimientos de electricidad que es El Cajón.

Valor del agua: es el costo de oportunidad que tiene el agua acumulada en un embalse en relación con las demás alternativas en generación ya existentes para suplir la demanda, y se analizan las diferentes probabilidades de que ocurran simultáneamente los escenarios futuros (Acuerdo CREE-077, 2020).

En todo el mundo el agua es un elemento vital y el costo de oportunidad está relacionado en poder utilizar el agua de forma que se puedan reducir los costos del despacho económico al mínimo, si no se hace un uso óptimo puede ocurrir que en verano haya sequía y que el nivel bajo de agua de las hidroeléctricas provoque que sea necesario despachar las tecnologías de generación más caras.

Asimismo, no despachar y retener agua cuando es probable que va a llover mucho puede representar una pérdida de la oportunidad de haber despachado esa tecnología y reducir los costos sin riesgo a quedarse sin reservas.

Para tener un funcionamiento claro de los procesos por realizar es necesario contar con la regulación que provea de los procedimientos necesarios para tener un funcionamiento adecuado. La norma técnica NT en Honduras del MO tiene como función “Complementar las disposiciones del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercados Mayorista a fin de establecer las reglas y procedimientos de operación para los Agentes del mercado de oportunidad de Honduras” (CREE, 2018, p. 5).

Generación de energía es uno de los rubros fundamentales para lograr que se mantenga la garantía en el suministro de electricidad, además de que su incentivo puede traer más beneficios al MEE de Honduras. Actualmente existen 81 empresas generadoras inscritas según el documento encontrado dentro del portal web de la CREE (CREE, 2023b). Adicionalmente solo se cuenta con una empresa distribuidora y una empresa transportista, ENEE distribución y ENEE transmisión respectivamente, donde la empresa encargada de la comercialización es ENEE distribución. Además, se cuenta con sistemas aislados, BELCO suministra a Guanaja, RECO a Roatán y UPCO a Útila, todas en el departamento de Islas de la Bahía (CREE, 2023c).

Estas empresas tienen las funciones de la distribución, transmisión y comercialización en los municipios mencionados (CREE, 2022). También en el Departamento llamado Gracias a Dios las empresas encargadas de la generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad son inversiones eléctricas de la Mosquita INELEM y Grupo Energías Unidas (CREE, 2022).

Las anteriores son las únicas zonas donde la ENEE no tiene interferencia en las actividades de generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica.

Figura 15.

Mapa de líneas de transporte en Honduras SIN



Nota. Ubicación geográfica de las líneas de transmisión del SIN. Obtenido de CREE (2022). *Mapa SIN*. (<https://www.cree.gob.hn/mapa-del-sistema-interconectado-nacional/>), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Como se puede observar, el mapa anterior muestra el SIN de Honduras, de acuerdo con sus niveles de tensión y sus interconexiones regionales, implica una gran oportunidad de realizar transacciones en el MER por contar con tres puntos de interconexión regional y de este modo poder tener opciones de compraventa de energía más barata.

En Honduras, la Empresa Energía Honduras (EEH) nace de la constitución de un consorcio que reúne más de 40 años de experiencia. Seleccionado mediante licitación internacional como inversionista Operador del Sistema de Distribución (Empresa Energía Honduras, 2016). Es la empresa encargada de las actividades de distribución y comercialización de la energía en Honduras durante un contrato de 7 años que finaliza el 18 de agosto de 2023.

2.7. Regulación del subsistema de electricidad guatemalteco

Como ejemplo a seguir en la región, está el sistema de electricidad de Guatemala debido a que cuenta con una normativa muy robusta que ha permitido con éxito la liberalización del mercado de electricidad para promover la competencia en generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica.

Por tal razón el estudio se basa en las buenas prácticas del mercado de electricidad para reducir la curva de aprendizaje del desarrollo de una normativa desde el inicio; claramente es necesario ajustarlo de acuerdo con las características únicas del mercado de Honduras que difieren con el mercado de electricidad guatemalteco y analizar la aplicación en las similitudes. Dicho esto, ese aprendizaje es muy valioso para solventar las necesidades del MEE de Honduras, además hay que tener presentes los riesgos existentes y como han sido minimizados en Guatemala. Aprendiendo de los demás se pueden obtener resultados significativos más rápidamente.

Al mismo tiempo es una oportunidad de mejora en cuanto a barreras dentro del MEE de Guatemala y no ser trasladadas a la normativa del MEE en Honduras. La Ley General de Electricidad de Guatemala mediante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE, 2013) establece que: “Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las Leyes del País” (p. 3). Esta liberalización del mercado que permita una libre competencia está basada en un conjunto regulatorio muy completo, que incluye todas las actividades en la cadena empresarial de la electricidad y la operación del MM.

A continuación, en el siguiente gráfico se muestra un esquema del marco regulatorio de Guatemala correspondiente al SEE:

Figura 16.

Esquema del marco jurídico del SEE guatemalteco



Nota. Marco jurídico del SEE de Guatemala. Obtenido de MEM (2022). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2050.* (https://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/2022-2052/Plan_de_Expansion_del_Sistema_de_Transporte_2022%E2%80%932052.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

Como se ejemplifica anteriormente, bajo la Constitución Política de la República de Guatemala, existen cuatro leyes que rigen el SSEE de Guatemala, enfocados en electricidad, cambio climático, proyectos renovables y tarifa social. Estos a su vez cuentan con reglamentos que dan información más detallada para la aplicación adecuada de las leyes.

Según el Ministerio de Energía y Minas (2022), dentro de Guatemala, su LGE Establece como regir y monitorear el Mercado de Electricidad, mientras que su reglamento correspondiente tiene la finalidad de reglamentar y normar para asegurar exitosamente una aplicación adecuada de esta ley, a la par del RAMM de Guatemala que busca regular cómo funciona el AMM que a su vez regula el MM de electricidad de Guatemala.

Dentro de las normas técnicas se pueden encontrar los estudios para acceder al sistema de transporte, capacidad de transporte, servicio de distribución, diseño y operación de instalaciones en distribución y transmisión entre otros. En la Norma de Coordinación Comercial se relaciona con la coordinación del despacho de carga, oferta firme eficiente, desvíos de potencia, precio de oportunidad, pérdidas en el sistema de transporte, servicios complementarios, peaje, costos mayoristas, liquidación y facturación, mercado a término entre otros.

En las normas de coordinación operativa se menciona la operación en tiempo real, calidad y niveles mínimos y auditorías entre otros. A continuación, se puede observar un gráfico esquemático de cómo está compuesto el subsector de electricidad en Guatemala:

Figura 17.

Composición del subsector de electricidad guatemalteco



Nota. Composición del SSEE de Guatemala. Obtenido de MEM (2022). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2050.* (https://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/2022-2052/Plan_de_Expansion_del_Sistema_de_Transporte_2022%E2%80%93202052.pdf), consultado el 15 de noviembre de 2022. De dominio público.

De acuerdo con la figura anterior, MEM es el ente rector del SSEE guatemalteco y en concordancia con el artículo 3 de la LGE de Guatemala bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica “Es el órgano del estado responsable de formular, coordinar las políticas, planes de estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones” (CNEE, 2013, p. 4).

En todo mercado de electricidad regulado (aun siendo liberalizado) es necesario que exista un ente regulador. Este regulador es un ente encargado del adecuado funcionamiento del MEE de cada país y requiere independencia funcional en la toma de decisiones para cumplir la ley.

Por lo cual, como se menciona en el artículo 4 de la LGE guatemalteca de la CNEE (2013): se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala con independencia funcional para realizar sus funciones como hacer cumplir la LGE de Guatemala con sus reglamentos, la protección de los derechos de cada usuario, prevenir conductas que estén en contra de la libertad de la competencia o prácticas de abuso y discriminación, al igual que definir tarifas en transporte y distribución con sus respectivas metodologías, resolver controversias entre los agentes y emitir la normativa técnica mientras asegura que se cumplan.

En similitud con el mercado de electricidad de Honduras se define que los agentes del mercado mayorista de Guatemala a “Los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas” (CNEE, 2013, p. 5), con diferencia que en Honduras no existen los agentes exportadores e importadores, tampoco agentes comercializadoras de energía ya que la ENEE se encarga de la distribución y comercialización de la energía mediante su contrato con EEH para que realice estas funciones.

Con respecto a los grandes usuarios según el Reglamento de la LGE de la Republica guatemalteca el Gran Usuario es “Un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede cien kilovatios (kW), o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro” (CNEE, 2013, p. 22).

El valor es potencias superiores a 100 kilovatios. Esto permite contratar energía directamente con agentes generadores a precios libremente pactados y bajos diferentes condiciones establecidas entre las partes, pero implicaría pagos adicionales en potencia, peajes, generación forzada entre otros.

En Honduras es considerado como un consumidor calificado el cual su “Demanda exceda el valor fijado por la CREE para considerarse como tal” (CREE, 2019, p. 3) y “Deberán tener contratada capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia superior a cinco (5) Megawatts (MW). Ningún consumidor que tenga demandas inferiores a ésta podrá ser consumidor calificado” (Decreto No. 46-2022, Art. 10, 2022, p. 28).

Adicionalmente significa “Que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos” (CREE, 2022, p. 2). Según la nueva reforma de la ley el valor establecido en Honduras es de 5 MW, lo cual es 50 veces mayor al valor en Guatemala.

Todos los agentes funcionan en un MM que está dirigido por un ente encargado de operar el sistema, en concordancia con el ODS en Honduras, que ahora forma parte del CND, Guatemala cuenta con el AMM como operado del mercado. El ente que tiene funciones similares al CND de Honduras es el Administrador del Mercado Mayorista Guatemalteco que funciona como “Ente encargado de la administración y coordinación del Mercado Mayorista” (CNEE, 1998, p. 1), de hecho el RAMM, “Define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista” (CNEE, 1998, p. 66).

Este ente es el encargado de garantizar contar con la generación de energía para suplir la demanda del sistema al menor costo posible y se busca que no exista el riesgo del suministro de energía. Adicionalmente el artículo 14 del RLGE de la República de Guatemala menciona que, el principal objetivo del AMM “Es asegurar el correcto funcionamiento del SIN y de las Interconexiones” (CNEE, 1998, p. 70).

En Honduras toda la infraestructura interconectada de elementos eléctricos requeridos para completar el proceso en la cadena empresarial de la energía es llamado Sistema Interconectado Nacional SIN. Se le llama Sistema Eléctrico Nacional al “Conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no” (CNEE, 2013, p. 6). Sin embargo, el Sistema Nacional Interconectado sin solo comprende “La porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional” (CNEE, 2013, p. 6).

Definir un mercado de electricidad, quiere decir que la electricidad se compra y vende, es un producto que a pesar de que pueda tener diferentes fuentes de generación y por lo tanto diferente calidad, se analiza cómo el mismo producto. Según el artículo 3 del RAMM, en el MM en la República de Guatemala se compra-venden productos potencia y energía, y servicios para transportar electricidad y servicios complementarios (CNEE, 1998).

Se necesita que toda la demanda sea cubierta mediante potencia firme, es decir que exista los generadores cuyas potencias disponibles sean suficientes para suplir toda la demanda proyectada. La energía dependerá del consumo horario y los servicios adicionales complementarios son necesarios para certificar la seguridad.

Dentro de estas operaciones del MM guatemalteco están el MO (mercado spot) con precio para cada diferente hora del día que depende del costo marginal inmediato o corto plazo, el mercado a término que establece los contratos de los participantes con los usuarios de alto consumo pactados libremente sin limitar el derecho de venta sobrantes (excedentes) o mínimo de compra y el mercado que transa desvíos (al día y mensuales) de potencia (CNEE, 1998).

Para verificar los cumplimientos de la LGE en Guatemala, el operador AMM cumple la función de “Realizar el Despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del SNI, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el postdespacho y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista” (CNEE, 1998, p. 70). Las normas de coordinación del AMM proveen de la documentación necesaria para el óptimo funcionamiento del mercado, dentro de estas están las normas de la coordinación comercial y las normas de coordinación operativa.

En cuanto a las normas para realizar la coordinación comercial se encuentra la NCC-1 titulada Coordinación de despacho óptimo de electricidad que busca coordinar el despacho de electricidad y tiene como objetivos: suplir la demanda de energía y potencia eléctrica dentro de los límites de operación adecuados, también busca programar las salida de servicio de instalaciones de transporte y generación con base en la estabilidad y operación económica del SIN, sumado la búsqueda de la optimización hidrotérmica y ayudar a la identificación y solución de los problemas en la operación entre otros (CNEE, 2008a).

Dado que los mercados funcionan en tiempo real, es necesario realizar una planificación de la operación en cuanto al despacho de las unidades generadoras necesarias para suplir la demanda y los servicios complementarios den relación a las disponibilidades de estas. Como parte de sus fundamentos cabe mencionar también que cuando se señala sobre una “Programación del despacho de carga requiere la equipación de los pronósticos de disponibilidad de generación (incluyendo reservas) con los de la demanda” (CNEE, 2008c, p. 1).

Esta planificación puede ser a inmediato, mediano y largo plazo porque algunas plantas generadoras presentan disponibilidad de acuerdo con las horas del día, las temporadas, la disponibilidad de los insumos (carbón, bunker entre otros) y los eventos climáticos entre otros. Además, es necesario conocer de forma muy acertada el comportamiento de la demanda ya que generalmente la demanda máxima puede significar retos para el operador.

Por lo cual con base en la NCC-1 de la CNEE (2008a), define año estacional al que comienza el primero de mayo y finaliza el 30 de abril del siguiente año, el AMM realizara la programación de la operación que corresponde al año estacional en mención y debe incluir la siguiente información:

- Demanda y generación por mes, reservas operativas
- Programación de mantenimientos mayores
- Operación de embalses por mes y curvas del valor del agua
- Pronóstico de precios ponderados por cada hora, aproximación del déficit de energía y costos marginales de los agentes generadores.

Cuando la demanda no puede ser suplida es necesario acceder al MO, el cual es muy variable dado que depende del precio spot, ya que es energía y/o potencia que no está pactada en ningún contrato.

El orden de mérito despacha de acuerdo con las unidades que tengan costos variables más bajos, y el precio se pacta como el costo de la unidad de generación despachada por último y necesaria para poder suministrar la demanda horaria, ese precio es conocido como el precio spot de electricidad.

Adicionalmente, otra de las normas para la coordinación comercial de mucha importancia según la CNEE, para el estudio es la Norma de Coordinación Comercial No. 4 de Guatemala (NCC-4) titulada Precio de oportunidad de la energía, donde se menciona un término fundamental, el precio o costo de oportunidad con el que se establece la electricidad, el cual es definido como “El valor del costo marginal a Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia” (2008b, p. 1).

Debido a que la demanda en algunas horas no puede llegar a ser suplida por varias unidades generadoras, se define la unidad generadora marginal como la que tiene el mayor costo variable y establece el precio de oportunidad en esa hora determinada (CNEE, 2008b). Lo que indica que el despacho se realiza de acuerdo con las unidades que tengan el menor costo variable y de esta manera entra de acuerdo con ese orden (*merit order*), una vez es suplida la demanda, la última máquina de generación es la que determina qué precio se les pagará en esa hora determinada.

Además de las anteriores, otra de las Normas de Coordinación Comercial de gran importancia es la Norma de Coordinación Comercial No.13 NCC-13 titulada Mercado a Término, en la cual se define el termino mercado a término al que esta “Constituido por contratos entre Agentes o Grandes usuarios del Mercado Mayorista (MM), con precios, cantidades y duración pactadas entre las partes los cuales deben estar enmarcados dentro de los preceptuado por la Ley, sus reglamentos y las normas de coordinación” (CNEE, 2008c, p. 1).

En esta norma se puede encontrar más información acerca de los diferentes tipos de contratos.

3. PRESENTACIÓN DE DATOS

Con el objetivo de poder describir el mercado de electricidad de Honduras se tomaron valores anuales totales para evitar la influencia de la estacionalidad. Con excepción de los datos de las tarifas de electricidad en Honduras dado que estos pliegos son publicados cada tres meses. Se utiliza una aproximación mediante regresiones lineales simples no autorregresivas, para realizar el entrenamiento del modelo de predicción que realiza una ecuación con una base de datos conocidos de 10 años desde el 2013 hasta el 2022, para realizar proyecciones con alta correlación para el 2023-2028.

Respecto a la correlación entre dos variables, es un valor entre 0 y 1 que muestra el grado de similitud entre estos, una correlación mayor al 0.7 indica que existe una similitud alta y que haya mayor probabilidad de que los datos pronosticados se acerquen al comportamiento futuro de la variable en estudio. De acuerdo con el objetivo del estudio una correlación mayor al 0.7 con una tendencia clara, da la aproximación buscada para pronosticar los datos estudiados.

3.1. Características del SEE de Honduras

En relación de los factores técnicos y financieros que afectan el comportamiento del MEE de Honduras, con base en los boletines estadísticos (ENEE, 2023) se muestran los parámetros de: generación neta, facturación, capacidad instalada entre otros. Estos datos se pueden ver a continuación:

3.1.1 Energía total consumida en el SEE de Honduras

Hoy en día los sistemas de energía eléctrica se enfrentan a retos en los cuales la demanda de energía representa una variable fundamental para la planificación de los SEE, dado que esta provee de una guía de los requerimientos que se tendrán a futuro. Los resultados proyectados se muestran seguidamente:

Tabla 1.

Generación de energía total en el SIN de Honduras

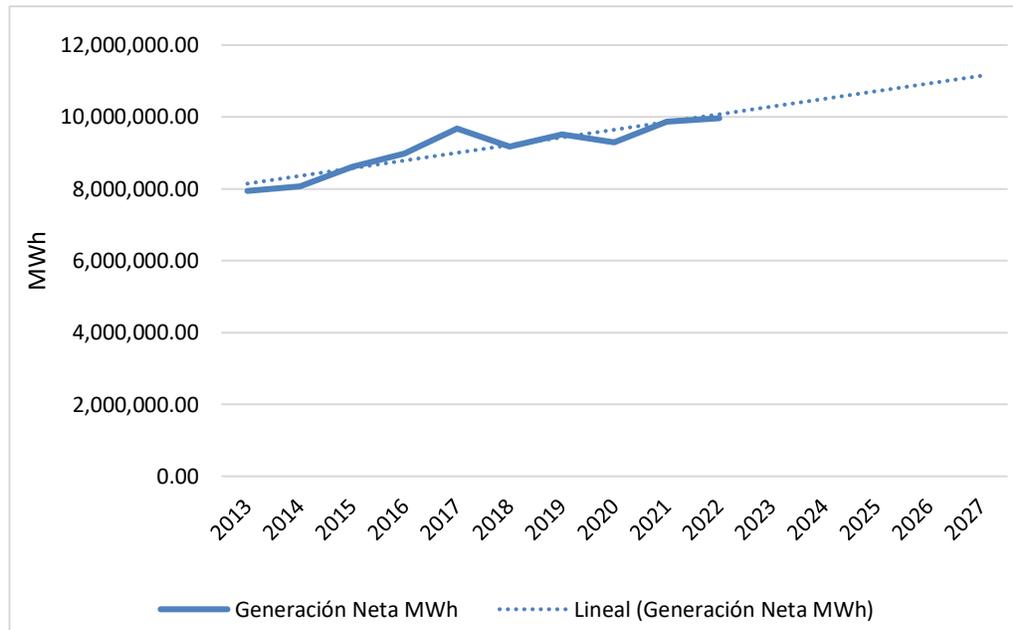
Año	Generación neta [MWh]	Generación proyectada [MWh]	Coeficiente de correlación
2013	7,941,200.00	8,144,734.59	
2014	8,068,200.00	8,359,131.77	
2015	8,611,400.00	8,573,528.95	
2016	8,977,600.00	8,787,926.13	
2017	9,674,038.30	9,002,323.31	
2018	9,177,343.90	9,216,720.49	
2019	9,512,785.20	9,431,117.67	
2020	9,292,817.30	9,645,514.85	0.91
2021	9,875,361.80	9,859,912.03	
2022	9,964,472.80	10,074,309.21	
2023		10,288,706.39	
2024		10,503,103.57	
2025		10,717,500.75	
2026		10,931,897.93	
2027		11,146,295.11	

Nota. Generación total de energía desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Obtenido de ENEE (2023). *Boletines Estadísticos*. (<http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Estos resultados mostraron que los datos tienen un comportamiento aproximadamente lineal, ya que una proyección lineal provee un coeficiente de correlación muy alto mayor al 90 %. Con base en estos datos, se muestra una representación gráfica de energía generada en el SIN a continuación:

Figura 18.

Energía neta del sistema de electricidad, Honduras (MWh)



Nota. Generación total de energía desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Elaboración propia, realizado con Excel.

En concordancia con la gráfica y con una correlación mayor al 90 % se proyecta que la demanda seguirá creciendo hasta superar los 11,000 GWh.

3.1.2 Porcentaje interanual de la energía en el SIN

En relación con el histórico del crecimiento en Honduras de la demanda, es transcendental tener un conocimiento del pasado para tener un horizonte claro de lo que trae el futuro, de hecho, se realizó una diferencia porcentual relativa al año anterior, se determinó el crecimiento o decrecimiento de la demanda energética y los datos resultantes se muestran seguidamente:

Tabla 2.

Comportamiento porcentual de la demanda energética (%)

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Comportamiento porcentual demanda energética %	1.60	6.73	4.25	7.76	-5.13	3.66	-2.31	6.27	0.90

Nota. Comportamiento interanual de la generación total de energía desde 2013 a 2022. Elaboración propia, realizado con Excel.

Hay que considerar que en el año 2020 ocurrieron cambios en el comportamiento de todos los sistemas de electricidad alrededor del mundo, provocaron cambios en las curvas de demanda en la cual la demanda residencial aumento y la demanda comercial e industrial se redujo dadas las restricciones de movilidad y acceso en la mayoría de las zonas de los países.

Adicionalmente existió la afectación de las tormentas tropicales ETA y posteriormente OTA, que afectaron mucha infraestructura de distribución. Esto provoco vulnerabilidad en la red y todos estos factores provocaron una disminución con respecto al año anterior de demanda energética.

Es necesario considerar que no se encontró un modelo de proyección con un alto grado de correlación con los datos. Se muestra a continuación la representación gráfica de los datos para obtener más perspectivas.

Figura 19.

Comportamiento porcentual de la demanda energética (%)



Nota. Representación gráfica del comportamiento porcentual de la demanda energética. Elaboración propia, realizado con Excel.

Se observa que existe mucha dispersión en el comportamiento porcentual de la demanda anual llegando hasta un 7.76 % cuando la planificación se hace con base en un 3 %. Dado que no se encontró un modelo de predicción que asumiera una alta correlación, se hizo uso de estadística descriptiva y los resultados se muestran a continuación:

Tabla 3.

Parámetros del comportamiento porcentual de la demanda

Parámetros	Valor
Media	3.25 %
Mediana	3.95 %
Máximo	7.76 %
Mínimo	-5.13 %
Desviación	4.2 %
Media + desviación estándar	7.42 %
Media – desviación estándar	-0.91 %

Nota. Parámetros del comportamiento porcentual de la demanda energética. Elaboración propia, realizado con Excel.

Hay que considerar que la pandemia de 2022 fue un evento atípico, se eliminó este valor para evitar que pudiera influir en el comportamiento de los datos de medida central de forma inadecuada. La media y la mediana no tienen mucha diferencia entre ellos, lo cual indica que se puede aceptar que los datos promedio estén cercanos a la mediana con un valor aproximado del 3.95 %.

3.1.3 Demanda pico de potencia, SEE de Honduras

En relación los requerimientos de energía también hay que considerar los valores de potencia pico o demanda máxima, ya que representan riesgos de sobrecargas, déficit en generación y caídas de tensión entre otros. A continuación, se pueden observar los datos históricos en los últimos diez años:

Tabla 4.

Potencia máxima o potencia pico, en el SIN de Honduras

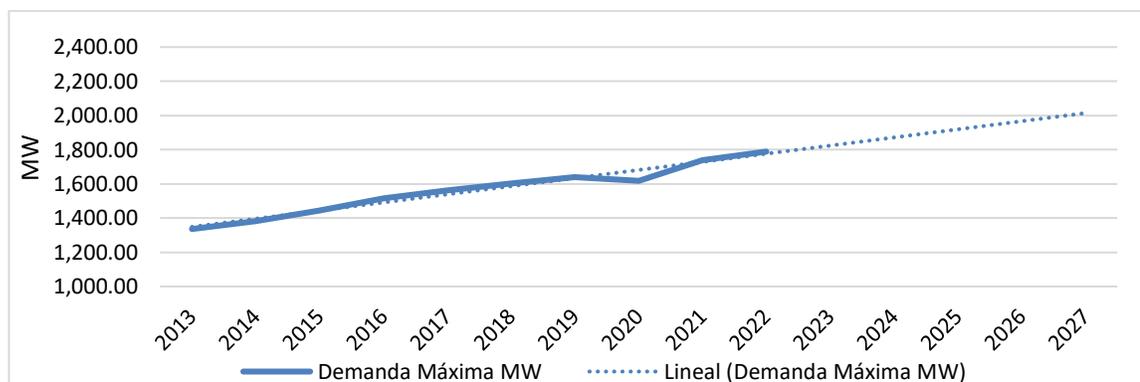
Año	Demanda máxima MW	Demanda máxima proy. MW	Coeficiente de correlación
2013	1,336.00	1,348.70	
2014	1,383.00	1,396.22	
2015	1,445.00	1,443.74	
2016	1,514.79	1,491.26	
2017	1,560.50	1,538.78	
2018	1,602.00	1,586.30	
2019	1,639.40	1,633.82	
2020	1,617.60	1,681.34	0.98
2021	1,738.30	1,728.86	
2022	1,788.80	1,776.38	
2023		1,823.90	
2024		1,871.42	
2025		1,918.94	
2026		1,966.46	
2027		2,013.98	

Nota. Demanda máxima de potencia desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Obtenido de ENEE (2023). *Boletines Estadísticos*. (<http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Basado en los datos anteriores se procedió a analizar su representación gráfica para poder sacar conclusiones sobre su comportamiento y predicción futura.

Figura 20.

Demanda pico de energía en el SIN (MW)



Nota. Demanda máxima en el SIN de 2013 a 2022 y su proyección de 2023 a 2027. Elaboración propia, realizado con Excel.

En relación con el pico de demanda que generalmente ocurre entre abril y mayo, se puede proyectar con una correlación del 98 %, de que el pico de demanda en 5 años será aproximadamente mayor que 2,000 MW.

3.1.4 Energía total facturada anual (MWh)

Existe un porcentaje de energía que se pierde por el funcionamiento normal de los elementos que componen la infraestructura eléctrica y existe la energía no facturada debido a usuarios sin medición, anomalías en los medidores entre otros. La diferencia es la energía que se factura y que significa los ingresos para la ENEE. Este histórico se muestra posteriormente:

Tabla 5.

Energía total facturada por la ENEE

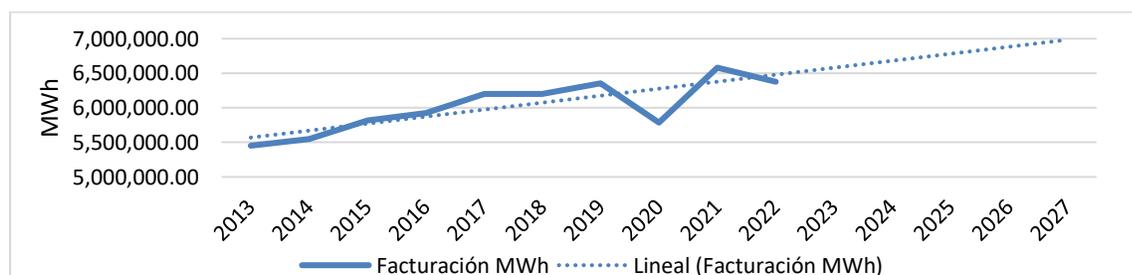
Año	Facturación MWh	Facturación proy. MWh	Coefficiente de correlación
2013	5,452,500.00	6,469,198.23	
2014	5,551,900.00	7,470,293.57	
2015	5,816,500.00	8,471,388.91	
2016	5,921,400.00	9,472,484.25	
2017	6,200,863.85	10,473,579.59	
2018	6,198,730.20	11,474,674.93	
2019	6,355,520.10	12,475,770.27	
2020	5,783,570.60	13,476,865.61	0.82
2021	6,580,820.40	14,477,960.95	
2022	6,379,467.70	15,479,056.29	
2023		16,480,151.63	
2024		17,481,246.97	
2025		18,482,342.31	
2026		19,483,437.65	
2027		20,484,532.99	

Nota. Facturación total de energía desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Obtenido de ENEE (2023). *Boletines Estadísticos*. (<http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Aumentar la facturación es fundamental para la situación financiera de cualquier compañía, seguidamente se muestra su comportamiento gráficamente:

Figura 21.

Energía facturada en Honduras (MWh)



Nota. Gráfico de la facturación total de energía desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Elaboración propia, realizado con Excel.

En relación con la facturación de energía en Honduras, se ha observado como venía en aumento hasta antes de la pandemia en 2020, luego se recuperó el siguiente año en 2021, sin embargo, se ha reducido en el 2022 con respecto al 2021. En general según la proyección con una correlación del 0.66 se puede aseverar que el importe de energía facturada va en aumento, con una correlación media-alta.

3.1.5 Pérdidas energéticas en el SEE de Honduras

El porcentaje de la energía total suministrada el SEE que no es facturada da como resultado pérdidas energéticas, como se muestra a continuación:

Tabla 6.

Pérdidas de energía de la ENEE

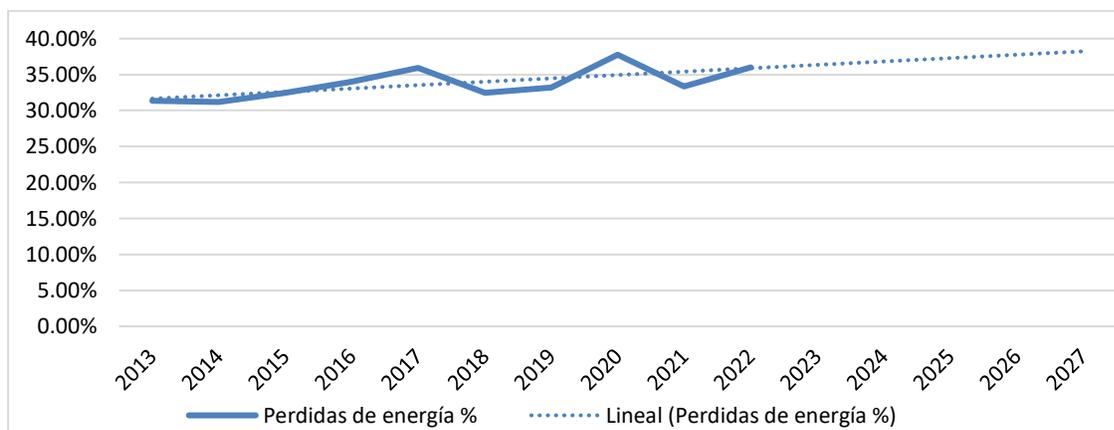
AÑO	Pérdidas de energía	Proyección	Coeficiente de correlación
2013	31.34 %	31.65 %	0.66
2014	31.19 %	32.12 %	
2015	32.46 %	32.59 %	
2016	34.04 %	33.06 %	
2017	35.90 %	33.53 %	
2018	32.46 %	34.00 %	
2019	33.19 %	34.47 %	
2020	37.76 %	34.94 %	
2021	33.36 %	35.41 %	
2022	35.98 %	35.88 %	
2023		36.35 %	
2024		36.82 %	
2025		37.29 %	
2026		37.76 %	
2027		38.23 %	

Nota. Pérdidas de energía desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Obtenido de ENEE (2023). *Boletines Estadísticos*. (<http://www.enee.hn/index.php/planificacion/icono/182-boletines-estadisticos>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Rotundamente los números son críticos y se han mantenido por encima del 30 %, en seguida se muestra su comportamiento grafico de los 10 años de estudio y su comportamiento a futuro:

Figura 22.

Pérdidas de energía en Honduras (%)



Nota. Comportamiento porcentual de la energía pérdida de 2013 a 2022, y su proyección de 2023 a 2027. Elaboración propia, realizado con Excel.

Financieramente las pérdidas de energía se traducen en pérdidas millonarias de dinero, considerar que las pérdidas de transmisión se estiman en un 3 % y que las pérdidas técnicas suelen ser menores al 10 %, es claro que hay un alto porcentaje de pérdidas no técnicas para el SIN de Honduras. Esto tiene muchas implicaciones negativas debido a que la ENEE no tiene suficiente dinero para cumplir sus obligaciones. Las proyecciones indican que el porcentaje de las pérdidas de energía van en aumento y que van a llegar a los niveles de pérdidas más altos de la historia si no se realizan acciones correctivas.

3.1.6 Tarifa o precio de electricidad en Honduras

Mediante la tarifa o precio de electricidad es la forma en la energía facturada representa ingresos. Por lo cual enseguida se muestra la evolución de la tarifa de electricidad de en últimos pliegos tarifarios desde 2016, Considerando que la CREE realiza los cálculos cada tres meses:

Tabla 7.

Histórico de tarifas en Honduras (L)

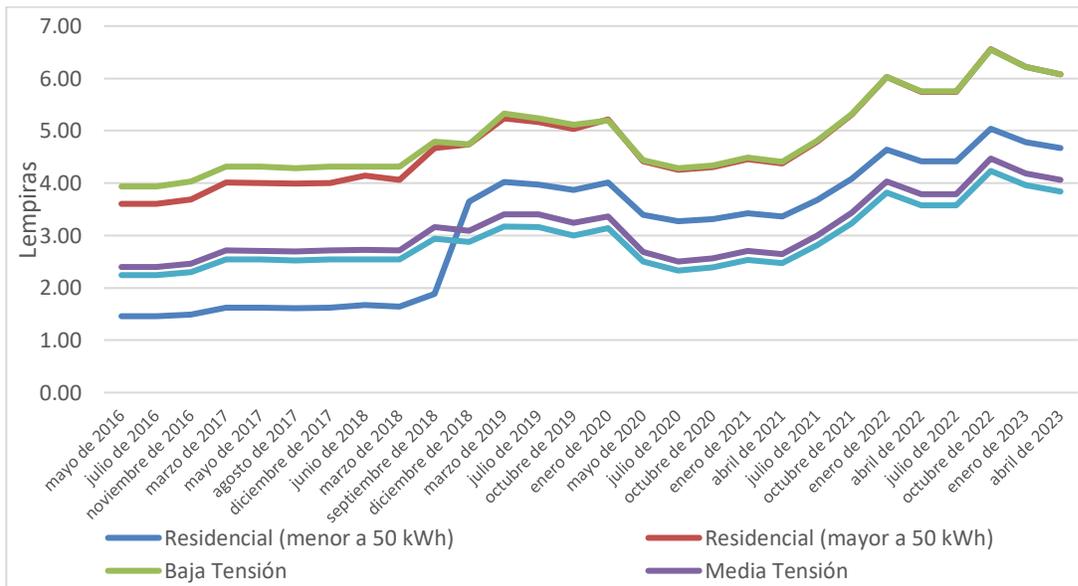
Fecha	Residencial < 50 kWh	Residencial >50 kWh	Baja tensión	Media tensión	Alta tensión
may-16	1.46	3.61	3.94	2.40	2.24
jul-16	1.46	3.61	3.94	2.40	2.24
nov-16	1.49	3.68	4.03	2.46	2.30
mar-17	1.62	4.01	4.32	2.72	2.55
may-17	1.62	4.01	4.31	2.71	2.54
ago-17	1.61	3.99	4.29	2.69	2.53
dic-17	1.62	4.01	4.31	2.71	2.55
jun-18	1.68	4.15	4.31	2.73	2.55
mar-18	1.64	4.06	4.31	2.71	2.55
sep-18	1.89	4.67	4.79	3.16	2.94
dic-18	3.64	4.74	4.74	3.09	2.88
mar-19	4.03	5.24	5.33	3.41	3.17
jul-19	3.97	5.17	5.24	3.40	3.16
oct-19	3.87	5.03	5.12	3.24	3.00
ene-20	4.01	5.22	5.19	3.36	3.15
may-20	3.39	4.41	4.44	2.68	2.50
jul-20	3.27	4.25	4.29	2.50	2.34
oct-20	3.31	4.31	4.34	2.56	2.39
ene-21	3.43	4.46	4.49	2.71	2.54
abr-21	3.37	4.38	4.41	2.64	2.47
jul-21	3.68	4.79	4.81	3.00	2.82
oct-21	4.08	5.31	5.32	3.43	3.23
ene-22	4.64	6.03	6.03	4.04	3.82
abr-22	4.41	5.74	5.75	3.79	3.58
jul-22	4.41	5.74	5.75	3.79	3.58
oct-22	5.04	6.56	6.55	4.47	4.23
ene-23	4.78	6.22	6.22	4.18	3.96
abr-23	4.67	6.08	6.08	4.07	3.84

Nota. Tarifas de energía por tipo de usuario desde mayo de 2016 hasta abril de 2023. Obtenido de CREE (2023). *Historial de tarifas.* (<https://www.cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

De acuerdo con la tabla que muestra datos obtenidos se hizo un gráfico del comportamiento gráfico de las tarifas desde el 2016 hasta abril de 2023:

Figura 23.

Tarifas 2016-2023 Honduras (L)

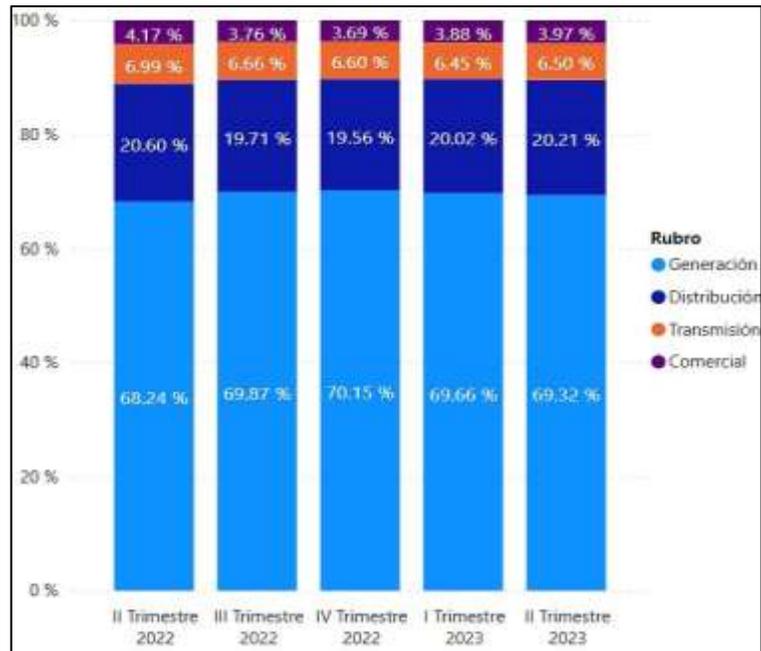


Nota. Comportamiento de las tarifas de electricidad por tipo de usuario desde mayo de 2016 hasta abril de 2023. Elaboración propia, realizado con Excel.

Con excepción del 2020 por los efectos de los costos de generación, transporte y distribución dadas las restricciones de la pandemia y reducción del consumo, la tarifa ha estado en aumento constante. Esto tiene implicaciones dado que en términos monetarios las pérdidas de energía representan mayor dinero y que los costos de generación, transporte y distribución aumentan. Es importante poder identificar que componente de la tarifa es el que tiene mayor influencia en la tarifa promedio. Dadas estas condiciones se muestra a continuación los componentes tarifarios promedio desde el trimestre II de 2022 al trimestre II de 2023:

Figura 24.

Componentes del promedio de costos tarifarios



Nota. Componentes de los costos tarifarios promedio de energía desde el trimestre II de 2022 al Trimestre II de 2023. Obtenido de CREE (2023). *Histórico de Informes – Ajuste al Costo Base de Generación.* (<https://www.cree.gob.hn/historico-de-informes/>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Se observa que el mayor impacto es causado por los costos de producción en la tarifa de energía ya que se mantienen cercanos al 70 %.

3.1.7 Sobrecarga proyectada en líneas de transporte

Dado que las sobrecargas representan límites en generación y suministro fue necesario analizar las proyecciones para poder conocer que limitaciones se tendrán en el futuro en pro de poder realizar las acciones necesarias para reducirlas:

Tabla 8.

Proyección de sobrecargas en líneas de transmisión a 2027.

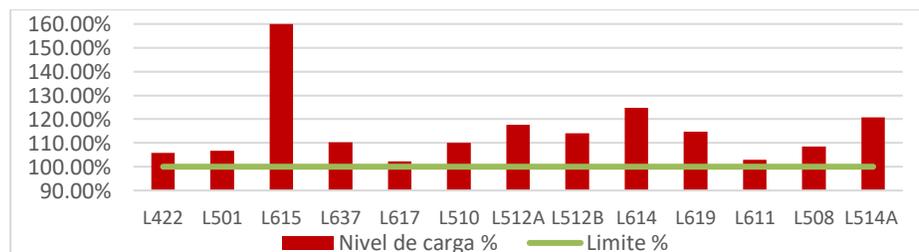
No.	Barra principal	Barra secundaria	Línea asociada	Flujo [MVA]	Sobrecarga %
1	SUY-B418	ZAM-B431	L-422	50	105.8
2	CRL-B501	RLN-B521	L-501	162	106.6
3	PAV-B620	SLU-B637	L-615	507	159.9
4	PRD-B618	SLU-B637	L-637	350	110.2
5	FNH	PRD-B618	L-617	324	102.2
6	VER-B507	BVI-B528	L-510	167	110
7	VER-B507	LVI-B5XX	L-512A	179	117.6
8	CHM-B539	LVI-B5XX	L-512B	173	114
9	SUY-B612	CDH-B629	L-614	396	124.7
10	PAV-B620	CDH-B629	L-619	364	114.8
11	TON-B610	AGC-B624	L-611	468	102.8
12	VER-B507	CIR-B537	L-508	297	108.4
13	CHM-B539	MER-B565	L-514A	183	120.8

Nota. Proyección de sobrecargas en líneas de transporte desde 2022 al 2027. Obtenido de ODS (2022). *Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031.* (<https://www.cree.gob.hn/planes-de-expansion-del-sistema-electrico-nacional/>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

A continuación, se obtuvo la representación gráfica de la sobrecarga en líneas de transmisión del SIN en Honduras.

Figura 25.

Proyección de sobrecargas de líneas de transmisión (%)



Nota. Representación de la proyección de las sobrecargas en líneas de transmisión entre 2022 y 2027. Elaboración propia, realizado con Excel.

La proyección entre 2022 y 2027 indicó que aproximadamente 13 líneas de transmisión presentarían sobrecargas mayores al 105 %.

3.2. Regulación del SEE de Honduras

Inicialmente, las leyes, sus reglamentos y normas juegan un rol fundamental en el análisis de las causas del deficiente funcionamiento del mercado de electricidad de Honduras, por lo cual se analizaron las barreras regulatorias y se hallaron las siguientes:

3.2.1. Independencia administrativa CREE

La LGIE se establece que la CREE como ente regulador del subsector de electricidad en Honduras tiene independencia presupuestaria y funcional ya que “Tiene presupuesto propio y fondos que destinará al financiamiento de sus fines la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), gozará de independencia funcional” (CREE, 2022, p. 6). Además, estos ingresos procederán de las ventas mensuales de las distribuidoras o la ENEE como única empresa y debe estar a su disposición antes del cinco de cada mes con un valor del 0.25 % de la facturación (CREE, 2022).

3.2.2. Independencia administrativa, operador del MM

Basado en el DECRETO No. 46-2022 (2023), el ODS está conformada por tres miembros correspondientes al sector privado y un miembro al sector público, y es el encargado de establecer los precios de energía del MO de Honduras para determinar el despacho de generación. Este se cancela y forma parte nuevamente del CND que a su vez forma parte de la ENEE. Por lo tanto, se clasifica como Parcialmente independiente dado que según ley es parte del CND.

3.2.3. Separación del monopolio ENEE

Según el artículo 29 de la LGIE, se establece que para “Salvaguardar su naturaleza pública, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) deberá realizar el proceso de separación técnica, administrativa y financiera por unidades de centros de costos de la actividad de generación, transmisión, Centro Nacional de Despacho y Distribución” (CREE, 2022, p. 36); sin embargo esto no se ha aplicado y se sigue manteniendo una sola empresa ENEE que controla los tres rubros y además también controla al CND.

Aproximadamente en Guatemala existe un mercado liberalizado que cuenta con aproximadamente 63 agentes generadores, 96 centrales y 68 GDR; 14 transportistas; 19 distribuidoras; 23 comercializadoras y 1,138 grandes usuarios. Esto indica la separación en las funciones de transporte, generación, comercialización y distribución. Como resumen “La empresa estatal ENEE no ha completado su proceso de reestructuración según lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica, permaneciendo aún como la empresa dominante” (Nuñez y Figueroa, 2017, p. 5). De acuerdo con todo lo expuesto anteriormente la efectividad es cero, porque no se ha aplicado la ley.

3.2.4. Inversión privada e inversión pública

Según el Decreto No. 46-2022 de ley, del (2023) se menciona que “Se garantiza la inversión del sector privado en las áreas de generación, transmisión y distribución, la cual no podrá exceder el total de la inversión pública” (p. 14). Para tener una mejor perspectiva a continuación, se observa una tabla con valores de inversión en generación pública y privada en el SIN de Honduras:

Tabla 9.*Inversión en generación privada y estatal*

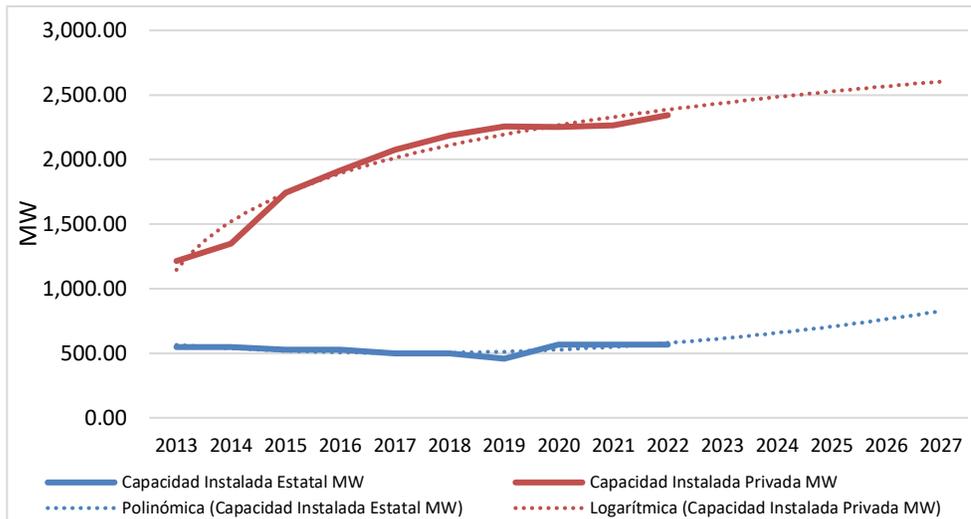
Año	Capacidad Instalada MW		Capacidad Instalada proy. MW		Coeficiente de Correlación	
	Estatad	Privada	Estatad	Privada	Estatad	Privado
2013	549.00	1,213.90	563.85	1,145.30	0.73	0.98
2014	549.00	1,347.60	538.13	1,519.44		
2015	527.30	1,740.80	519.25	1,738.30		
2016	525.30	1,913.65	507.21	1,893.59		
2017	497.30	2,074.00	502.02	2,014.04		
2018	497.30	2,185.10	503.67	2,112.45		
2019	457.50	2,256.60	512.17	2,195.65		
2020	566.50	2,251.30	527.51	2,267.73		
2021	566.50	2,263.40	549.69	2,331.31		
2022	566.50	2,343.40	578.72	2,388.18		
2023			614.59	2,439.63		
2024			657.31	2,486.59		
2025			706.87	2,529.80		
2026			763.27	2,569.80		
2027			826.52	2,607.04		

Nota. Capacidad instalada de generación desde 2013 a 2022 y proyección de 2023 a 2027. Obtenido de ENEE (2023). *Boletines Estadísticos*. (<http://www.enee.hn/index.php/planificacono/182-boletines-estadisticos>), consultado el 15 de marzo de 2023. De domino público.

Posteriormente para tener un panorama más completo del comportamiento histórico y su proyección futura, se graficaron ambos valores de inversión de los 10 años en estudio y las proyecciones futuras de los próximos 5 años a continuación:

Figura 26.

Capacidad instalada de generación privada y pública



Nota. Capacidad instalada de generación de origen privado y origen público desde 2013 a 2022 y su proyección de 2023 a 2027. Elaboración propia, realizado con Excel.

Luego de observar el gráfico anterior, en el cual la inversión en generación privada es aproximadamente 4 veces mayor a la inversión en pública de generación, también se observa que el crecimiento en la inversión pública en generación ha sido mínimo en los últimos 10 años, manteniéndose prácticamente constante.

3.2.5. Requerimiento para consumidores calificados

Según la LGIE un consumidor calificado es aquel “Cuya demanda exceda el valor que fijará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos” (CREE, 2022, p. 1-2).

Guatemala da la opción a los clientes con una potencia mayor a 100 kW de que puedan realizar contratos de energía directamente con generadores mediante los comercializadores de energía con precios libremente pactados y bajo otras condiciones en referencia a las negociaciones realizadas entre las partes.

Basado en el decreto de ley No. 46-2022 del (2023), que define a los consumidores calificados como aquellos “Que actúen como agentes del mercado deberán tener contratada capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia superior a cinco (5) megavatios (MW). Ningún consumidor que tenga demandas inferiores a ésta podrá ser consumidor calificado” (p. 28).

3.3. Regulación del SEE de Honduras y de Guatemala

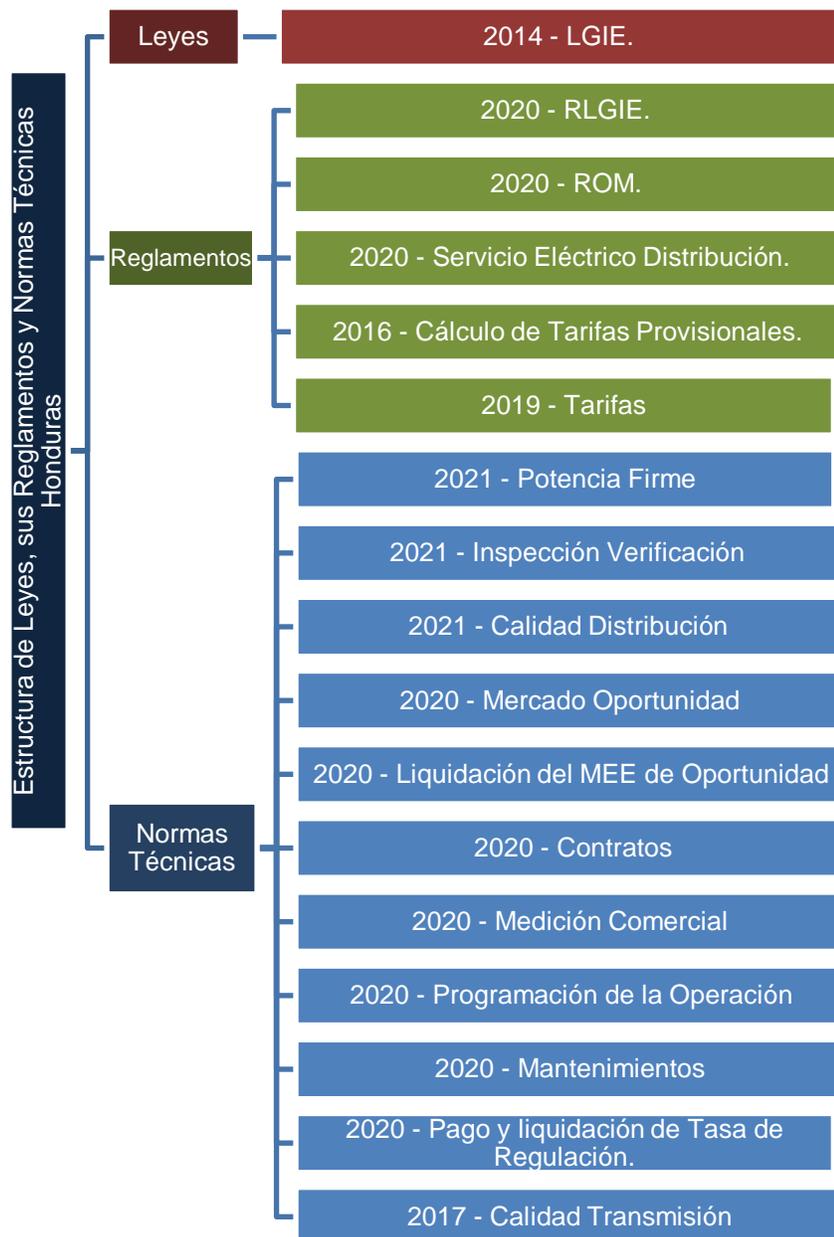
Actualmente el mercado de electricidad de Honduras es un mercado de costos que se despacha dependiendo de los costos variables de cada unidad generador, pero se le factura la energía al precio del contrato, en muchos aspectos no tiene normativas asociadas como ser alumbrado público, generación distribuida, construcción en distribución y transporte entre otros. Por lo cual se realizó una comparativa con los alcances de las normas en Guatemala para analizar la similitud y las normativas faltantes en la regulación de Honduras.

3.3.1. Porcentaje de similitud entre normativas

Hay que considerar que Guatemala y Honduras tienen modelos de mercado diferentes a continuación, se muestra un esquema de la estructura de las leyes, reglamentos y normas en el MEE de Honduras:

Figura 27.

Leyes, reglamentos y normas técnicas en Honduras



Nota. Marco legal del SSEE de Honduras. Obtenido de CREE (2023). *Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos.* (<https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

En resumen, la figura anterior muestra la estructura del marco legal del SSEE hondureño respecto al sector energético en el cual está dividido por leyes, reglamentos y normas técnicas. También existen algunos acuerdos y resoluciones que afectan el funcionamiento del MEE. Algunas normas técnicas cuentan con consulta pública, pero no han sido publicadas oficialmente por la CREE.

A pesar de contar con las normas que hay NTS en revisión para su posterior publicación oficial es claro que aún falta un camino por seguir de normas técnicas para poder regular de una forma más adecuada el mercado eléctrico en Honduras y de este modo reducir los riesgos. A continuación, se muestra el marco legal del SSEE de Guatemala:

Tabla 10.

Marco legal del SSEE guatemalteco

Marco Legal SSEE de Guatemala	
Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.	Ley de tarifa social para suministro de energía eléctrica
Reglamento de la Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.	

Nota. Leyes y reglamentos relacionados al desarrollo de proyectos de energía renovables y la tarifa social. Obtenido de CNEE (2023). *Leyes y Reglamentos.* (https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?page_id=10064), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Complementario a las leyes y el reglamento mencionado en la tabla anterior, se muestran cómo sigue las demás leyes, regulaciones y normativas que rigen el SEE de Honduras:

Tabla 11.

Marco legal del SSEE Guatemala CNEE y AMM

Marco Legal Subsector de Electricidad de Guatemala		
LGE		
RLGE	RAMM	
Normas Coordinación CNEE	Normas de Coordinación del AMM	
	Normas de Coordinación Comercial	Normas de Coordinación Operativa
Norma de Estudio, Acceso al Sistema Transporte	NCC-1 Coordinación del Despacho de Carga	NCO-1 Base de Datos
Norma de Estudio de Acceso y uso de la capacidad de Transporte	NCC-2 Oferta y Demanda Firme	NCO-2 Coordinación de la Operación en Tiempo Real
Norma Técnica del Servicio de Distribución	NCC-3 Transacciones de Desvíos de Potencia	NCO-3 Coordinación de Servicios Complementarios
Norma de Seguridad de Presas	NCC-4 Precio de Oportunidad de la Energía	NCO-4 Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio
NTs de Diseño y operación de las instalaciones de Distribución	NCC-5 Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas	NCO-5 Auditorías
NTs de Diseño y operación del Sistema de Transporte	NCC-6 Tratamiento de las Pérdidas en el Sistema de Transmisión	
NTs de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones	NCC-7 Factores de Pérdidas Nodales	
NTs para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable y UAEE	NCC-8 Cargos por Servicios Complementarios	
NTs para la Expansión del sistema de Transmisión	NCC-9 Liquidación del Peaje	
Normas Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (Acometidas)	NCC-10 Exportación e Importación de Energía Eléctrica	
NT de Conexión	NCC-11 Informe de Costos Mayoristas	
	NCC-12 Procedimientos de Liquidación y Facturación	
	NCC-13 Mercado a Término	
	NCC-14 Habilitación Comercial para Operar en el MM	
	NCC-15 Desconexión del SNI, Suspensión de Operaciones	

Nota. Marco legal del SSEE guatemalteco para coordinación del CNEE y AMM. Obtenido de CNEE (2023). *Normas técnicas.* (https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?page_id=555), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Al comparar la normativa guatemalteca con la de Honduras de acuerdo con una aproximación del alcance de cada norma se muestra que existe una similitud en cuanto a normas publicadas menor al 50 %.

3.3.2. Falta de normativas específicas

Con base en el esquema de las leyes, reglamentos y normativas del subsector de electricidad de Honduras y Guatemala, esta última provee una guía de los pasos a seguir con las normativas faltantes para poder tener un mejor control del mercado de electricidad, reducir los riesgos y los precios. Las regulaciones de los dos países cuentan con los reglamentos y leyes de electricidad que buscan el desarrollo del MEE como se muestra a continuación:

Tabla 12.

Marco Legal SSEEs en Guatemala y Honduras

Marco Legal Subsector Eléctrico de Guatemala	Marco Legal Subsector Eléctrico de Honduras
LGE	LGIE
RLGE	RLGIE

Nota. Comparación de Leyes y reglamentos para la coordinación del MEE de Honduras y Guatemala. Elaboración propia, realizado en Excel.

Basándose en lo anterior el desarrollo de las normas específicas para tener mayor claridad en procedimientos de aplicación para un funcionamiento adecuado se muestra a continuación la comparación de las normas relacionadas con la coordinación de los entes reguladores correspondientes:

Tabla 13.*Normas técnicas de coordinación de los entes reguladores.*

Normas CNEE, Coordinación Guatemala	Normas de Coordinación CREE Honduras	Observaciones
Norma de Estudio de Acceso al Sistema de Transporte	--	Parcialmente en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista ROM.
Norma de Estudio de Acceso y uso de la capacidad de Transporte	--	Se desarrolla parcialmente en el ROM.
NT del Servicio de Distribución	NT de Calidad de Distribución.	
Norma de Seguridad de Presas	--	
NTs de Diseño y operación de las instalaciones de Distribución	--	Existen normas de construcción de red de distribución ENEE, sin estudios realizados por la CREE
NTs de Diseño y operación del Sistema de Transporte	--	Se desarrolla parcialmente en el ROM.
NTs de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones	NT de Calidad Transmisión.	
Normas Técnicas para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía	NT de usuarios auto productores residenciales y comerciales	Falta norma de conexión, operación y control de generadores renovables distribuidos
NTs para la Expansión del sistema de Transmisión	--	
Normas Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (Acometidas)	--	
Norma Técnica de Conexión	--	

Nota. Normas técnicas de coordinación de los entes reguladores CNEE y CREE. Elaboración propia, realizado en Excel.

Asimismo, respecto a la coordinación operativa del MM mediante los entes reguladores en Guatemala, está dividido por normas de coordinación de la operación NCO y normas de coordinación comercial NCC, sin embargo, en Honduras las normas incluyen ambas coordinaciones. A continuación, se muestran las normas de Coordinación comercial de Guatemala comparado con Honduras.

Tabla 14.*NCC en Guatemala comparadas con Honduras*

Marco legal SSEE de Guatemala		Marco legal subsector eléctrico de Honduras	Observación
Normas de Coordinación Comercial			
NCC-1		NT Programación operación.	
NCC-2		NT Potencia Firme	
NCC-3			
NCC-4		NT del Mercado de oportunidad.	
NCC-5		Se desarrolla en el ROM.	
NCC-6		NT Calidad transmisión.	
NCC-7		--	Honduras tiene un sistema multimodal de transmisión
NCC-8		--	Se desarrolla parcialmente en el ROM.
NCC-9		Reglamento de tarifas	
NCC-10		--	
NCC-11		NT para el pago y liquidación de la tasa de regulación.	
NCC-12			
NCC-13		NT contratos.	
NCC-14		--	Se desarrolla en el ROM
NCC-15		--	Se encuentra en el ROM

Nota. Normas técnicas de coordinación comercial del ente operador del sistema AMM y CND. Elaboración propia, realizado en Excel.

Respecto a la NCC-15, en Honduras además del ROM, se relaciona con otras normas de contratos, inspección y verificación, potencia firme, medición comercial, mantenimientos, programación de la operación, y liquidaciones). Además de las NCC mostradas anteriormente se muestra a continuación las NCO que proveen la información para realizar un adecuado funcionamiento del MM:

Tabla 15.*NCO en Guatemala comparadas con Honduras*

Marco legal SSEE Guatemala	Marco legal subsector eléctrico de Honduras	Observación
NCOs		
NCO-1		Se encuentran en múltiples normas
NCO-2	NT de programación de operación.	
NCO-3		
NCO-4	NT calidad transmisión.	
NCO-5	NT de inspección y verificación.	

Nota. Normas técnicas de coordinación operativa del ente operador del sistema AMM y CND. Elaboración propia, realizado en Excel.

La relación de similitud entre a normativa entre los países en estudio es menor al 50 % en cuanto a normas establecidas para temas especializados.

Adicionalmente se muestra que existen muchas normas faltantes que su desarrollo ayudaría a dar mayor claridad a la aplicación de las leyes para asegurar que existan procedimientos que permitan un funcionamiento adecuado del SSEE de Honduras.

De acuerdo con esto el modelo de mercado de Honduras necesita realizar algunas modificaciones per cumpliendo la LGIE para su adecuado funcionamiento. En el capítulo 5 se mostrará una propuesta de recomendación con el objetivo de mejorar el MEE de Honduras para complementar los resultados obtenidos en este capítulo.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Estos resultados fueron obtenidos de fuentes oficiales y públicas principalmente de la ENEE en Honduras, la CREE y el Operador del Sistema de Honduras, apoyados por los análisis gráficos y los parámetros estadísticos asociados.

4.1 ¿Cuáles son los factores técnicos y económicos que afectan el mercado de electricidad de Honduras?

Basándose en la Tabla 1, cuya representación gráfica en la Figura 18., mostro claramente un crecimiento lineal de demanda que puede llegar a más de 11 mil gigavatios hora de consumo con correlación muy alta. Todas las proyecciones de las sobrecargas en la infraestructura de transporte, Tabla 3, imposibilitan el transporte, generación y suministro energético de forma eficiente; así como limitan la entrada de nuevos generadores en algunas zonas. Esto está apoyado por el comportamiento porcentual de la demanda que según la Tabla 2, y su representación gráfica en la Figura 19, se ha mostrado de que el crecimiento ha tenido picos de hasta un 7.76 %.

En concordancia con lo anterior, la Tabla 4, muestra que la demanda máxima de potencia ha estado creciendo de forma lineal (apoyado por una correlación de 0.98). Al observar la Figura 23, basada en los datos expuestos en la Tabla 7, indican que la tarifa va teniendo un aumento en cada una de sus clases de usuarios, adicionalmente en la Figura 24, se observó que los costos de generación aproximadamente representan el 70 %, en cuanto a costos tarifarios promedio es decir costos de agentes productores. Esto da un claro objetivo para

buscar reducir la factura de electricidad mediante licitaciones públicas o subastas inversas de electricidad que permitan obtener los precios más baratos de energía mediante un incentivo de nuevos generadores.

Al tener un sistema en competencia que incentive nueva generación, provee de una sobre oferta de generación, esta sobreoferta a su vez implica que se pueden obtener precios más bajos y mejores beneficios en la seguridad operativa, seguridad de suministro de energía y calidad de la energía. Esto apoyado porque es el modelo de MEE de Guatemala y ha mostrado que cuenta con una sobreoferta de la demanda de energía.

Fundamentándose en la Tabla 5, se calculó que, en promedio, el crecimiento relativo de la facturación es aproximadamente 27 % menor al promedio del crecimiento relativo de demanda energética, esto indica un gran problema dado que la facturación debe aumentar a mayor rapidez que la demanda energética, si se busca tener mayores flujos de efectivo. En alusión a la Figura 21, con un pronóstico a 5 años en el cual indica que, de seguir con la misma gestión de 2013 a 2022, el aumento de la facturación no tendrá una mejora significativa.

Basándose en la Tabla 6, que muestran pérdidas mayores al 30 % en los últimos 10 años con tendencia al alza mediante un pronóstico con una correlación intermedia-fuerte, es claro las pérdidas de energía necesitan ser el primer punto para mejorar ya que una empresa de cualquier rubro que tenga pérdidas cercanas al 36 % no es sostenible y mucho menos es rentable. Adicionalmente dado que la tarifa solo reconoce 12 % de pérdidas en distribución y 3 % de en transmisión (15 % en total), las diferencias de pérdidas energéticas no son recuperadas mediante tarifa. Todos estos factores mencionados, son los que más afectan el eficiente funcionamiento del MEE de Honduras.

4.2 ¿Cuáles son las barreras regulatorias que evitan el funcionamiento adecuado del mercado de electricidad de Honduras en relación con la normativa del mercado de electricidad de Guatemala?

Con base en las premisas mencionadas en el numeral 3.2.1, se concluyó que la CREE como ente regulador tiene independencia presupuestaria y funcional para la toma de las decisiones, siendo el homologo al CNEE de Guatemala. Sin embargo “La CREE se encuentra en proceso de consolidación institucional para cumplir con su rol regulatorio de emitir toda la normativa reglamentaria para funcionamiento del mercado eléctrico” (Nuñez y Figueroa, 2017, p .5).

Basado el numeral 3.2.2, se determinó de que el ente operado del sistema es no es un organismo totalmente independiente dado que paso a formar parte del CND que a su vez es parte de la ENEE. En Guatemala según su ley, el AMM como ente operador del sistema tiene independencia en sus funciones, sin embargo, en Honduras “El ODS también se encuentra aún en proceso de conformación institucional para cumplir con la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico bajo los objetivos de la Ley” (Nuñez y Figueroa, 2017, p. 5).

En cuanto a la ENEE como monopolio, dado que distribución tiene pérdidas de energía que se traduce como dinero que deja de ingresar a la ENEE, el rubro de transmisión y generación no reciben las utilidades correspondientes a su gestión. Además, esto permitiría poder crear la apertura a que ingresen más empresas transmisoras o distribuidoras a operar en conjunto con las nacionales de ENEE, al tener mayor competencia, existe la posibilidad de tener mejores beneficios para los usuarios como la atención al cliente, rapidez de atención de incidencias, rapidez de instalación de nuevos suministros, mejor calidad en el producto técnico y menos horas de interrupciones entre otros.

Según la Tabla 9, donde se muestran los datos de la inversión en generación durante 10 años, el valor de la generación privada instalada es más de cuatro veces mayor a la nacional. Además, según la Figura 26, que muestra gráficamente el comportamiento de los próximos 5 años con un alto grado de correlación, se puede concluir que la proporción de inversión privada en generación va a seguir en aumento respecto a la inversión pública, la cual se ha mantenido practicante constante con muy poca variación, se indica la falta de inversión en generación publica por parte de la ENEE.

La falta de oferta en generación crea la necesidad de que se contrate energía sin licitación ante emergencias, pero esto representa un gran problema dado ya que “Aquellos contratos de compra de potencia y energía que la distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato” (CREE, 2022, p. 25). Esto indica que es fundamental que los contratos sean realizados mediante licitaciones públicas internacionales o subastas inversas.

Adicionalmente referente a las compras directas de energía sin licitación la LGIE menciona que “Para los contratos que hayan resultado de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate” (CREE, 2022, p. 25), por lo cual debido a la naturaleza de la compra esto no asegura que sea el menor precio posible, dado que la CREE determina estos costos, en caso de que estos sean menores al valor del contrato de energía directa, dicha diferencia no será reconocida como parte de los costos de generación y no serán trasladados a la tarifa, lo cual implica que la empresa distribuidora ENEE no recuperaría estos costos mediante tarifa.

Con base al numeral 3.2.5, solamente los consumidores que tengan una demanda máxima mayor a cinco MW pueden aplicar a poder comprar la energía directamente a los agentes del mercado, cabe mencionar que definir un valor tan alto limita totalmente el desarrollo del mercado de electricidad, menos del 1 % de todos los consumidores tiene demandas máximas mayores a 5 megavatios, por cual limitan que consumidores relativamente medianos-grandes puedan tener la opción de compra directa de energía a algún generador que le pueda ofrecer mejores beneficios directos o indirectos en su servicio de energía eléctrica. Con esto en ningún momento se promueve que se privatice la ENEE ni tampoco que deje de operar, solo promueve a que se incentive la competencia.

En Guatemala los usuarios con una demanda mayor a 100 kW son altos consumidores y pueden optar por mejores opciones de compra de energía disponibles en su zona, Sin embargo, no se propone que el valor se reduzca a 100 kW como en Guatemala, sino que se sugiere que se realice un análisis del potencial del mercado.

Cabe mencionar que no a todos los usuarios les conviene esta modalidad, se recomienda que se haga un estudio de sus patrones de consumo y curvas de carga en el cual solo su cumplan que la relación de su demanda promedio anual dividida entre su demanda máxima es mayor al 70 %, esto representa su factor de carga, ya que existen otras implicaciones en costos. “Se requiere de un adecuado marco de decisiones políticas y plan de acción para la transición gradual del mercado eléctrico tradicional a uno basado en competencia” (Nuñez y Figueroa, 2017, p. 5).

En resumen, todas estas barreras provocan que el mercado tenga un retroceso en cuanto a su liberalización, la cual podría incentivar a que se cuente con suficiente generación para evitar los alivios de carga.

4.3 ¿Cuáles son las propuestas de mercado de electricidad para Honduras con base en la Normativa de Guatemala?

Con base en el esquema de la leyes, reglamentos y normativas del subsector de electricidad de Honduras y Guatemala se observa que hay una similitud en cuanto al alcance menor al 50 % por lo cual es claro que elegir base la normativa de Guatemala da una guía de los pasos a seguir con las normativas faltantes para poder tener un mejor control del mercado de electricidad, reducir los riesgos y los precios. “La liberalización del mercado eléctrico de Honduras implica principalmente el establecimiento de un mercado mayorista de electricidad con el objetivo fundamental de incrementar la competencia en las actividades de generación y comercialización de los servicios de electricidad” (Nuñez y Figueroa, 2017, p. 5) y la propuesta está en torno a la liberalización del mercado que según la ley está vigente pero no se ha cumplido.

Basado en la Tabla 10., se observó que para el funcionamiento del MEE en Honduras y Guatemala, ambas regulaciones cuentan con la ley y reglamento respectivo. Sin embargo cuando se analiza la Tabla 11., se pudo observar que en cuanto a las NTS emitidas por la CNEE y la CREE, se encontró que de las 11 normas en Guatemala, 2 de ellas existe en Honduras relacionadas a los temas de calidad distribución y calidad transmisión, una se desarrolla parcialmente que es la de generación distribuida y UAEE, porque no cuenta aún con la norma de generación distribuida, 4 se desarrollan de forma parcial en el ROM pero sin norma técnica y cuatro de ella no cuentan con información específica en la regulación hondureña.

Adicionalmente la Tabla 12., mostro que en Guatemala las NTS de coordinación del AMM, operador del MM, están divididas en NCC y NCO, sin embargo en Honduras las normas desarrollan ambos temas de forma simultánea.

Con estos resultados se encontró que, de las 15 normas de coordinación comercial, 8 normas se desarrollan en ambas normativas en temas de despachos de carga, oferta y la demanda firme, desvíos en potencia, precio de oportunidad de electricidad, pérdidas en transmisión, costos mayoristas, liquidación y facturación, y el mercado contractual o a término.

Seguidamente también se observó que 4 normas relacionada con los sobrecostos de unidades generadores; cargos de servicios complementarios; habilitación comercial para operar MM; y desconexiones del SIN y suspensiones se desarrolla parcialmente en el ROM. Sin embargo, la norma técnica de liquidaciones de peaje se desarrolla completamente en el reglamento de tarifas. Por lo cual existe riesgo en la aplicación de la LGIE, lo que provoca que sea necesario un estudio normativo que provea de la información especializada principalmente en el funcionamiento del MM.

Además, no hay desarrollo en temas de factores de pérdidas nodales porque Honduras cuenta con un sistema multimodal de transmisión lo cual lo vuelve más complejo, pero si es necesaria una norma sobre la exportación e importación de energía ya que no se encuentra desarrollada dentro la documentación emitida por el regulador para que se pueda incentivar estas transacciones por medio de un procedimiento claro y sin vacíos normativos. También es necesario que se desarrollen normas técnicas en los temas que se encuentran en el ROM para proveer documentos más especializados en el tema.

En concordancia con la Tabla 13., se puede observar que, de las 5 NCCs de Guatemala, en Honduras se encuentra desarrolladas 3 de ellas en los argumentos de coordinación o programación operativa de transmisión, auditorias y calidad en transmisión.

4.4 ¿Cómo mejorar el mercado de electricidad de Honduras enfocado en la reducción de los precios de la energía eléctrica?

En concordancia con todos los resultados anteriores se encontró que Honduras cuenta con un déficit de producción energética que provoca una inseguridad en el provisión energética, esto está impulsado por las limitaciones técnicas en la infraestructura de transporte y generación para generar, transportar y alimentar la demanda, las pérdidas energéticas que provocan pérdidas financieras para la ENEE, el crecimiento descontrolado de la demanda promedio cercano al cuatro por ciento, una gestión en la facturación que no crece a un ritmo más rápido que la demanda energética y costos de tarifa que dependen principalmente de costos altos de generación. Han provocado que sea un mercado muy deficiente.

Esto sumada con las restricciones en la LGIE para la inversión privada de no poder superar la inversión nacional, la falta de la separación del monopolio de la ENEE, las restricciones a los consumidores calificados para que puedan acceder a contratos directos con los generadores y las compras de energía directa sin licitación han provocado que se limite el crecimiento de la oferta en generación, la inversión en expansión de transporte y generación entre otros.

Por último, faltan muchas normativas específicas que den claridad a las reglas del funcionamiento del MEE, muchas cosas se están realizado bajo justificación técnica, pero sin referencia en la normativa del país, se cuenta con menos del 50 % de las normas especializadas que cuenta Guatemala y por lo tanto se requiere realizar muchas recomendaciones que puedan aportar al desarrollo del MEE y por tanto del SSEE en Honduras.

5. PROPUESTA DE RECOMENDACIONES EL MEE DE HONDURAS

El SEE de Honduras cuenta con muchas deficiencias, técnicas, administrativas, regulatorias y financieras entre otras, por lo cual se realizan una serie de recomendaciones que pueden ayudar a contribuir a la mejora del SEE de Honduras. Se espera que esto pueda ayudar a incentivar nuevos estudios más específicos en cada sección recomendada.

Cada propuesta puede variar de acuerdo con las diferentes características de los MEE y el mercado, puede tener ajustes de acuerdo con los factores internos y externos, pero hay que reconocer de que se busca mejorar la eficacia de metodología y la gestión del MEE de Honduras. Se necesita del apoyo de todos los organismos gubernamentales relacionados, los entes reguladores y operadores del MM, los agentes del MEE y la población en general como usuario del servicio de energía. La concientización de la población en los temas energéticos puede ayudar a una aplicación de los procesos más amigable y efectiva.

5.1 Normas técnicas sugeridas

El desarrollo de la regulación es fundamental para poder lograr que el MEE de Honduras se desarrolle, estas deben proveer las reglas claras del juego para así poder lograr las mejoras en el mercado desde la parte regulatoria. Para su realización se tomó como base el esquema regulatorio de SEE de Guatemala, dado que es un sistema con una normativa muy robusta y es un ejemplo para seguir a nivel regional.

Tabla 16.*Justificación y alcance de las NTs de la CREE sugeridas*

NTs de Coordinación	Observaciones
Norma de Estudio de Acceso al Sistema de Transporte	Establecer la información dentro de los estudios de los SEE para nuevas instalaciones y autorizaciones al CREE, mostrando el proceso a seguir para un satisfactorio acceso a la infraestructura de transporte en los interesados o agentes
Norma de Estudio de Acceso y uso de la capacidad de Transporte	Dado que se encuentra desarrollado parcialmente en el ROM es necesario crear una norma técnica que cumpla provea la información completa para establecer la clase de estudio eléctrico necesarios para solicitar el acceso al sistema de transporte y el contenido los estudios en mención.
Norma de Seguridad de Presas	Dada la importancia de las hidroeléctricas en el MEE es necesario, al igual que su construcción certifique la seguridad personal y de los bienes cuando se construyen obras con embalses.
NTs de Diseño y operación de las instalaciones de Distribución	Existen normas creadas por la ENEE, pero se recomienda que se establezcan los requerimientos de diseñar y operar de los circuitos de distribución con base a estudios más especializados realizados bajo la supervisión de la CREE
NTs de Diseño y operación del Sistema de Transporte	Esta información se encuentra parcialmente desarrollada en el ROM, por lo cual es necesario que se cree una norma técnica donde se establezcan los requerimientos para el diseño y operación de infraestructura de transporte mediante un estudio más específico.
NTs para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable	Actualmente existe una norma técnica para usuarios autoprodutores, pero es necesario establecer las prácticas que deben desempeñar los GDR y las compañías distribuidoras. En relación con conexión, operación, control y comercialización de electricidad producida por medio de origen renovables
NTs para la Expansión del sistema de Transmisión	Dada la importancia de estos planes para permitir la entrada a nuevos generadores, se debe establecer todos los criterios, metodologías y procedimientos para elaborar estos planes. Esto como guía para el desarrollo de las obras y definir los procedimiento y requisitos para obtener las autorizaciones que permitan desarrollar las obras.
Normas Empresa Eléctrica (Acometidas)	Debe definir todos los requerimientos técnicos de las nuevas infraestructuras que se deben conectar a la compañía distribuidora para conciliar los aspectos de desarrollo y las responsabilidades del distribuidor y del usuario.
Norma Técnica de Conexión	Se deben establecer todos los procedimientos, disposiciones y lineamientos que deben verificar las instalaciones para que se permita su acceso y uso de la infraestructura de transporte.

Nota. Justificación de las normas propuestas. Elaboración propia, realizado con Excel

Asimismo, con respecto a regular las actividades de MM a cargo del operador del mercado CND se muestran a continuación las normas de coordinación comercial y operativa que permitan tener mayor claridad en la aplicación objetiva de la LGIE mediante procedimientos y reglas claras. Seguidamente se muestran las NCCs y NCOs sugeridas:

Tabla 17.*Normas de coordinación operativa y comercial sugeridas*

NCCs y NCOs	Observación
NCC-5 Sobrecostos de Generadoras Forzadas	Se desarrolla en el ROM. se recomienda que se pueda especializar más el tema para tener los procedimientos que puedan dar claridad a su aplicación.
NCC-8 Cargos por Servicios Complementarios	Se desarrolla parcialmente en el ROM. Pero se recomienda el desarrollo complementario de una norma sobre la reserva rodante regulante (regulación primaria de frecuencia) obligatoria para los generadores, la reserva rodante operativa (secundaria de frecuencia), la reserva rodante, control de reactivo y tensión, arranque en negro y demanda interrumpible.
NCC-9 Liquidación del Peaje	Es necesario que se cree una norma técnica que complemente la información dentro del Reglamento de Tarifas existente.
NCC-10 Exportación e Importación de Energía Eléctrica	Debe presentar todo lo relacionado con las transacciones de exportación e importación energética en especial porque Honduras cuenta con tres puntos de conexión regional con Guatemala, Nicaragua y El Salvador. Para lograr una armonía y ser compatibles con las disposiciones del MER o de los países.
NCC-14 Habilitación Comercial para Operar en el MM	Se desarrolla en el ROM. Pero es necesario complementar con una Norma que establezca las características del sistema y quipos de medición que se utilizaran para liquidar las transacciones comerciales en MM. Se deben establecer requisitos y procedimiento para las transacciones económicas de los grandes usuarios y las transacciones con el MER
NCC-15 Desconexión del SIN, Suspensión de Operaciones	Se encuentra en el ROM que a su vez se relaciona con 8 normas técnicas (contratos, Inspección y Verificación, Potencia Firme, Medición Comercial, Mantenimientos, Programación de la Operación, Servicios complementario y Liquidaciones). Una norma podría complementar al establecer los procedimientos y órganos competentes para las desconexiones de instalación en el SIN, suspensión de operación y des habilitación de los participantes del MM con el objetivo de mantener la seguridad operativa, garantizar el suministro y la liquidez del mercado.
NCO-1 Base de Datos	Es importante que exista una norma que reúna completamente los requisitos más importantes para que se pueda evaluar el cumplimiento de pautas técnicas y operativas para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia operativa. Relacionado a los datos de diseño y parámetros de respuesta de los generadores; datos de las subestaciones; líneas de transporte; ajustes de controles y protecciones de los generadores y de las subestaciones; curvas de demanda y representantes de los agentes.
NCO-3 Coordinación de Servicios Complementarios	Debe incluir todos los criterios de coordinación para los servicios complementarios con la finalidad de poder mantener la calidad de servicio. Se necesita que se desarrollen los procedimientos para las reservas operativas, regulación de frecuencia, arranque en negro, control de potencia reactiva y tensión y la demanda interrumpible.

Nota. Justificación de las normas de coordinación comercial y operativa sugeridas. Elaboración propia, realizado con Excel.

En concordancia con las normas de Guatemala se puede observar que estas se encuentran ordenadas de acuerdo al tipo de coordinación y el encargado el agente supervisor y operador del sistema, esto crea una mejor orden y claridad

al momento de aplicar los procedimientos descritos en la norma, por lo cual se recomienda que se busque mantener un orden lógico dentro de la creación de las normas en Honduras y que estas puedan complementar y desarrollar estudios más especializados de la información obtenida dentro de los reglamentos y por tanto de la LGIE.

Es importante mencionar que también se deben considerar otras normas dadas las condiciones del MEE de Honduras que cuenta con sistemas aislados es necesario considerar una norma técnica para los sistemas aislados donde se muestren los procedimientos para la operación, generación y distribución de energía. Dado que son sistemas donde se genera y distribuye la energía por encontrarse en lugares de menor extensión territorial y aislados, además es necesario que se establezcan los requerimientos para estos sistemas de modo que se puedan realizar los cálculos de tarifas, mantener la calidad y confiabilidad del servicio y satisfacer de forma justa las necesidades del usuario final.

También es necesaria una norma que regule el alumbrado público, para complementar los procedimientos establecidos en el Reglamento de Alumbrado Público, relacionado con el servicio público de alumbrado en el SEE de Honduras, que permita un adecuado funcionamiento sostenible de este servicio. Se indican las obligaciones que deben cumplir los usuarios y distribuidoras, la calidad de la iluminación, resolución de conflictos y anomalías entre otros.

Dado el auge en las energías generadas mediante fuentes renovables, y los retos que traen por su variabilidad, los sistemas de acumulación de energía son importantes para proveer de potencia firme a estos tipos de generación o para uso de los UAEE, por lo cual la importancia de la creación de una norma técnica de sistemas de almacenamiento energético que muestre todos los procedimientos de solicitud, instalación, operación y mantenimientos.

5.2 Recomendaciones sobre la regulación del MEE, Honduras

Se recomienda que se puedan realizar las gestiones necesarias para cumplir el artículo 29 de la LGIE para que se realice la separación administrativa, técnica y financiera en unidades de generación, transporte y distribución. Esto para garantizar que las empresas puedan desarrollarse individualmente ante deficiencias de alguna de las tres y puedan invertir en la mejora de sus sistemas.

Además, abriría la opción de que nuevos generadores, transportistas y distribuidores privados puedan inscribirse de acuerdo con el artículo 6 de la misma Ley. Al tener mayor competencia en un sistema con reglas claras se pueden obtener mejores ofertas de energía más barata, mejor calidad de la energía, reducción en las interrupciones para mejorar la confiabilidad, la reducción de los racionamientos de carga y otros beneficios como la rápida atención del cliente. Dado que hay más ofertas estas pueden traer más beneficios siendo siempre reguladas por la CREE de modo que se cumplan las normas y se penalice su incumplimiento.

Posteriormente se propone eliminar la restricción en el artículo 3 del Decreto No. 46-2022 del 16/05/2023, en el cual se menciona que la inversión de empresas privada no puede superar la inversión pública, dado que esto limita la oferta de inversión en el SEE. Guatemala y Chile son subsectores de energía donde la liberalización del MEE han permitido que exista seguridad de abastecimiento, mejor calidad del producto técnico y el desarrollo regulatorio. Además, se propone que se modifique el valor mínimo de la demanda pico para poder ser considera como un consumidor calificado al valor anterior de 450 kW, Esto permitiría que los usuarios con un consumo considerable puedan comprar electricidad de forma directa a otros productores, lo cual incentivaría la oferta de generación, transporte y distribución.

5.3 Compras de energía y potencia en Honduras

Todas las compras de energía se recomiendan mediante licitación pública, dado que según la ley la compra de energía mediante otro procedimiento implicaría que posiblemente no se encuentren los precios más bajos y adicionalmente la CREE no reconocerá el valor completo para ser recuperado mediante tarifa, sino que realizara un estudio de cuál es el precio basado en características de la central como antigüedad y tecnología de producción entre otros. Lo cual implica que si la CREE determina que se compró a un precio muy alto, la diferencia no será recuperada mediante tarifa y esto influirá de forma negativa en las finanzas de la ENEE.

Una subasta de energía renovable en algunos países ha significado una mejora en la reducción de los precios de la energía, utilizando la competencia buscando el menor precio promedio que puedan dar los generadores que buscan adjudicarse el contrato a corto o largo plazo, regido por las propuestas de ofertas, evaluación de los participantes con sus ofertas y la fijación de los precios. Guatemala, México, Brasil, Perú, Uruguay, El Salvador y Argentina entre otros, han realizado este tipo de subastas de energía renovables y según los gráficos de los resultados de las subastas se ha observado una disminución en los precios de las tecnologías de generación eólica y solar principalmente (Blanco, 2019).

Esto representa una oportunidad de mejora a aplicar en Honduras como mecanismo para obtener precios más bajos de generación de energía que dado que representa el 70 % de los costos de la tarifa promedio de electricidad, podría ayudar a reducir el costo final de la electricidad.

CONCLUSIONES

1. Se evidenció de que la demanda energética crece de forma lineal y que sus porcentajes de crecimiento promedio es cercanos al 3.95 %, esto proyecta sobrecargas en infraestructura de transporte entre 2023 y 2027. Además, las pérdidas energéticas se proyectan que llegaran al 38 % en 2027, dado que el crecimiento porcentual relativo de la facturación de energía crece un 27 % más lento que la demanda, esto aumenta la brecha de energía perdida. Los costos para producir energía representan aproximadamente el 70 % de los costos tarifarios promedios lo cual indica que su mejora ayudaría a reducir los costos de la electricidad.
2. No se ha ejecutado la separación administrativa y financiera de los rubros de transporte, generación y distribución de la ENEE, esto impacta en la reducción de la inversión debido a las altas pérdidas de electricidad en Distribución. Dado que la inversión privada en generación es aproximadamente 5 veces mayor que la pública, limitarla implicaría la reducción de la inversión privada en infraestructura y la oferta de producción de electricidad. Por otra parte, aumentar el requisito para ser consumidor calificado a una potencia máxima a 5 MW, hace que menos del 1 % de los usuarios puedan acceder a comprar energía directamente bajo precios y condiciones libremente pactadas que los puedan beneficiar.
3. Guatemala cuenta con un marco regulatorio más especializado que Honduras, muchos temas en Honduras son desarrollados parcialmente en el ROM o en el Reglamento de Tarifas sin una norma especializada en temas como el estudio del acceso al transporte y a su capacidad;

seguridad en presas; el diseño, construcción y operación de las instalaciones de la RT y RD; generación distribuida; expansión de la RT; Inversión en la RD; norma de las compañías distribuidoras para las nuevas infraestructuras y los procedimientos de las conexiones a la RT; sobrecostos de las unidades generadoras forzadas, costos de servicios complementarios, entre otros.

4. Realmente se sigue comprimiendo el mercado aun cuando no se tienen los recursos para suplir las necesidades de inversión en infraestructura de transporte y distribución, nuevas plantas generadoras, mejorar las fallas en los sistemas, mejorar la calidad del suministro entre otros. Las compras directas de energía sin licitaciones públicas internacionales han impulsado el aumento de los precios de la tarifa de electricidad, por lo tanto, un modelo liberalizado que cumpla los requerimientos según ley traería mejores beneficios para los usuarios finales bajo mecanismos de compra de electricidad como licitaciones públicas o subastas inversas traería mejores beneficios en la reducción de los precios de la tarifa de electricidad.

RECOMENDACIONES

1. Reducir los costos de generación mediante licitaciones públicas internacionales, eliminar las compras directas de energía y crear un ambiente atractivo para la inversión en el que se respeten las condiciones pactadas a los inversionistas. Además, se recomienda realizar un proceso de disminución de pérdidas de electricidad acompañado de leyes más estrictas contra el hurto de electricidad. Además, que se invierta en la infraestructura eléctrica mediante planes de expansión supervisados para asegurar su cumplimiento.
2. Separar el CND de la ENEE, al igual que los rubros de transporte, generación y distribución como empresas independientes funcional, administrativa y financieramente. Adicionalmente se recomienda reconsiderar el valor para que los usuarios puedan ser consumidores calificados a un valor menor cercano a los 500 kW de demanda máxima y no limitar la inversión privada, considerando que hay poca inversión pública entre 2013-2022.
3. Desarrollar el marco regulatorio del SSEE de Honduras para complementar y dar claridad en temas como el estudio del acceso y de la capacidad del sistema de transporte; la seguridad en las presas; el diseño y operación de las infraestructuras de transporte y distribución; generación distribuida; expansión la RT; procedimientos de las conexiones a la RT; sobrecostos de la generación forzada, exportación e importación de electricidad, habilitación de la operación del CND y coordinación de servicios complementarios entre otros.

4. Permitir un modelo de mercado liberalizado con entes independientes tanto funcional como financieramente para asegurar que el mercado se desarrolle en un ambiente con reglas claras y seguridad jurídica, donde más usuarios puedan ser consumidores calificados, para incentivar la entrada de nuevas compañías distribuidoras y transportistas privadas a competir con las empresas nacionales, compras de electricidad mediante licitaciones públicas internacionales y usar la herramienta de las subastas inversas de energías renovables para ayudar a reducir los precios de electricidad, mejorar la inversión en la infraestructura eléctrica, seguridad del suministro con planes de expansión de generación y transporte, regulación en calidad de energía y por tanto la satisfacción del usuarios.

REFERENCIAS

Acuerdo CREE-077. (3 de julio de 2020). CREE. Diario la Gaceta No. 35,302. Honduras. <https://www.tsc.gob.hn/web/leyes/Acuerdo-CREE-077.pdf>

Asociación Hondureña de Energía Renovable., (2019). *¿Por qué Honduras debe tener un Mercado Abierto Energético?* <https://aherhn.org/por-que-honduras-debe-tener-un-mercado-abierto-energetico/#:~:text=Sabemos%20que%20al%20abrir%20el,que%20es%20b%C3%A1sico%20e%20importante.>

Banco Central de Honduras. (2022). *Honduras en cifras 2019-2021.* <https://www.bch.hn/estadisticos/GIE/LIBHonduras%20en%20cifras/Honduras%20en%20Cifras%202019-2021.pdf>

Banco Mundial. (2022). *Honduras: panorama general.* <https://www.bancomundial.org/es/country/honduras/overview>

Batalla, J. y Jove, E. (2019). *Mercados eléctricos ante la transición energética: diseño y retos de futuro.* https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97_10.pdf

Blanco, A. (2019). *Subastas de Energías Renovables en América Latina.* <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2019/Sep/Colombia/Presentation-on-the-renewable-energy-investment-landscape-in-Latin-America-Alfonso->

Blanco-

OLADE.PDF?rev=5d483bcb98ab45f49859c0796794be91&hash=2DC3E4B7D5525BA30286AB6681C73D53

CNEE. (1998). *Reglamento del Administrados del Mercado Mayorista.*

<https://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/Reglamento%20del%20AMM.pdf>

CNEE. (2008a). *Norma de Coordinación Comercial No. 1.*

<https://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/ncc01.pdf>

CNEE. (2008b). *Norma de Coordinación Comercial No. 4.*

<https://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/ncc04.pdf>

CNEE. (2008c). *Norma de Coordinación Comercial No. 13.*

<https://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/ncc13.pdf>

CNEE. (2013). *Marco Legal del Subsector Eléctrico de Guatemala Compendio de Leyes y Reglamentos.* <https://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>

Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1997). *Reglamento de la Ley General de Electricidad.* <https://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelaLGE2014.pdf>

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. (2020). *Norma Técnica del Mercado de Oportunidad [Acuerdo CREE-072]. (2020).*

<https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Norma-T%C3%A9cnica-del-Mercado-El%C3%A9ctrico-de-Oportunidad.pdf>

CREE. (2018). *Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad NT-MEO.*

<https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Resoluci%C3%B3n-CREE-75-Norma-de-operacion-del-mercado-de-oportunidad.pdf>

CREE. (2019). *La Expansión del Sistema Eléctrico Hondureño. Tegucigalpa.*

<https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/CREE-Expansi%C3%B3n-del-Sistema-El%C3%A9ctrico-Hondure%C3%B1o.pdf>

CREE. (2022). *Ley General de la Industria Eléctrica. Recopilación de la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reformas.*

https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/LGIE-versi%C3%B3n-consolidada_CREE_jul_2022.pdf

CREE. (2023a). *Autorización y Registro de Consumidores Calificados.*

<https://www.cree.gob.hn/autorizacion-y-registro-de-consumidores-calificados/>

CREE. (2023b). *Empresas del sector inscritas 30072021.*

<https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Empresas-del-sector-inscritas-30072021.pdf>

CREE. (2023c). *Sistemas Aislados.* <https://www.cree.gob.hn/sistemas-aislados/>

Decreto No. 46-2022. (16 de mayo de 2023). CREE. La Gaceta No. 35,924.

Honduras. https://www.tsc.gob.hn/web/leyes/Decreto_46-2022.pdf

Empresa Energía Honduras. (2016). *Somos EEH*.
<https://www.eeh.hn/es/ipaginas/ver/9/>

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (2023). *Boletines Estadísticos 2013-2023*. <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>

Espinasa, R., Balza, L., Hinestrosa, C., y Sucre, C. (enero de 2017). *Dossier energético: Honduras*. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/dossier-energetico-honduras>

Fenés, G. (2022). *Honduras ratifica que limitará el despacho de la generación renovable variable*. <https://www.energiaestrategica.com/honduras-ratifica-que-limitara-el-despacho-de-la-generacion-renovable-variable/>

Flores, M. (2019). *Eficiencia e intensidad energética en Honduras, subsector eléctrico: Antecedentes y situación actual*. <https://doi.org/10.24197/trim.17.2019.93-109>

Flores, W. (2017). *El sector energético de Honduras: diagnóstico y política energética*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/47332>

Flores, W. y Pineda, G. (2022). *Social Inclusion in Energy Regulation of Honduras: A necessary analysis [Inclusión Social en la Regulación de Honduras: un análisis necesario]*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/47332>

Gomez, G., Meza, C., Nora, G., Rojas, J. y Garcia, L. (2023). *The Central American Power System: Achievements, Challenges, and Opportunities for a Green Transition [Sistemas de Potencia en C.A: Logros, retos y*

oportunidades para una transición verde]. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/11/4328>

Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity* [Haciendo que la competencia funcione en electricidad]. https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Hunt_Making_Compensation_Work.pdf

Instituto Nacional de Estadística (2022). Estadísticas INE. <https://www.ine.gob.hn/V3/>

Meraz, P., Flores, W. , Chamorro, H. R., Aguilon, J., Soroudi, A., Gonzalez, F., Sood y Martinez, W. (2021). *Renewable Energy and Economic Dispatch Integration Within the Honduras Electricity Market* [Energia Renovables y la Integracion del Despacho Economico Dentro del Mercado de Electricidad de Honduras]. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-33-6753-1_1

Ministerio de Energía y Minas. (2022). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052*. https://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/2022-2052/Plan_de_Expansion_del_Sistema_de_Transporte_2022%20%E2%80%93202052.pdf

Muñoz, F. (2021). *Hacia un diseño de mercado consistente con un Chile carbono neutral por Francisco Muñoz en e-RIAC*. <http://generadoras.cl/documentos/presentaciones/hacia-un-diseno-de-mercado-consistente-con-un-chile-carbono-neutral-por-francisco-munoz-en-e-riac>

Núñez, J., y Figueroa, M. (2017). *Liberalization of the honduran electricity market: A review of the current process* [Liberalización del Mercado de Electricidad Hondureño: Una Revisión del Proceso Actual. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8278538/authors#authors>

Operador del Sistema. (2022). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*. https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Plan-Indicativo-de-Expansion-de-Generacion_2022-2031.pdf

Reglamento de Operación Del Sistema y Administración del Mercado Mayorista [ROM]. CREE. Diario la Gaceta No. 35,302. Honduras. <https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/REGLAMENTO-DE-OPERACION-DEL-SISTEMA-Y-ADMINISTRACION-DEL-MERCADO-MAYORISTA.pdf>

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2020). *Agenda de Energía Honduras 2019-2021*. https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/ver_documento.php?uid=ODEzMzg2ODkzNDc2MzQ4NzEyNDYxOTg3MjM0Mg==

Sergent, A. (2022). *Los mercados eléctricos a la hora de la transición energética en perspectiva comparada*. https://www.researchgate.net/publication/361376150_Los_mercados_electricos_a_la_hora_de_la_transicion_energetica_en_perspectiva_comparada

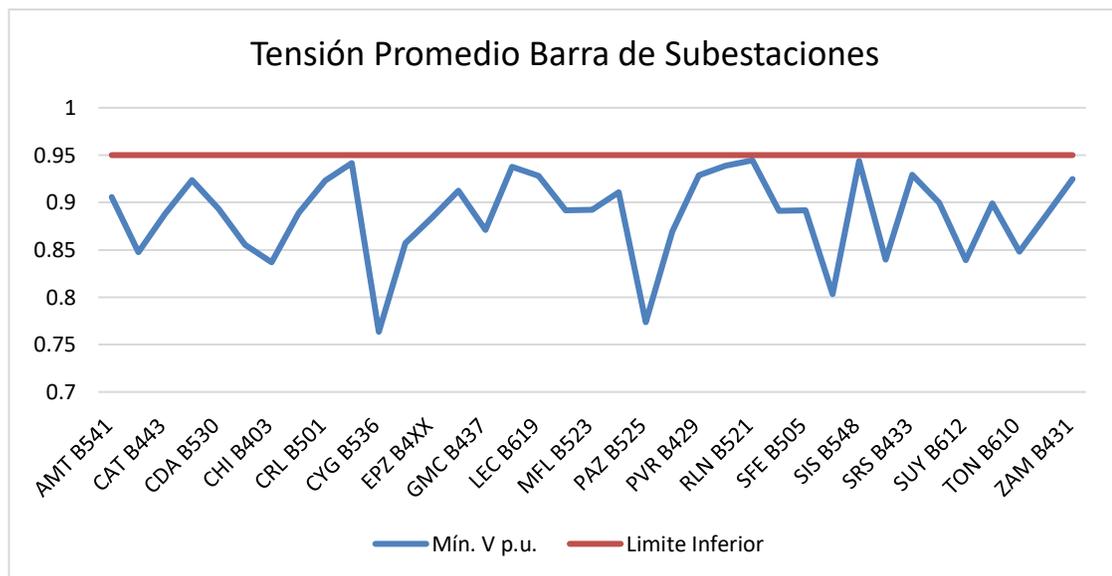
Urizar, C. (2018). *Importancia del mercado energético integrado en la sostenibilidad de la industria*. <http://www.andi.hn/wp-content/uploads/2018/12/PPT-ANDI-Carmen-Ur%C3%ADzar-Guatemala.pdf>

APÉNDICES

Como parte de los apéndices, se muestra a continuación la figura que resume las barras de las subestaciones con baja tensión para la proyección a 2027:

Apéndice 1.

Tensión promedio p.u. proyectada en barras de subestaciones a 2027



Nota. Tensión promedio proyectada en barras de subestaciones. Obtenido de ODS (2022). Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031. (<https://www.cree.gob.hn/planes-de-expansion-del-sistema-electrico-nacional/>), consultado el 15 de marzo de 2023. De dominio público.

Esto indica los problemas de subtensión que afectan al MEE de Honduras y pueden traer consecuencias negativas a la satisfacción del cliente.