



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE
ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE**

Ing. Edson Tomás Raymundo Ixim

Asesorado por el Mtro. Ing. Rubén Alfredo Cerón Suchini

Guatemala, octubre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE
ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. EDSON TOMÁS RAYMUNDO IXIM

ASESORADO POR EL MTRO. ING. RUBÉN ALFREDO CERÓN SUCHINI

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Ing. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez.

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Ing. Aurelia Anabela Cordova Estrada
DIRECTOR	Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Benedicto Estuardo Martínez Guerra
SECRETARIO	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:

IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, con fecha 8 de agosto del 2020.

Ing. Edson Tomás Raymundo Ixim



USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101 - 24189102

DTG. 537.2021.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE**, presentado por el **Ingeniero Edson Tomás Raymundo Ixim**, estudiante de la **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, octubre de 2021.

AACE/cc



Guatemala, octubre de 2021

LNG.EEP.OI.038.2021

En mi calidad de Director 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:

“IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE”

presentado por **Edson Tomás Raymundo Ixim** quien se identifica con carné **999002304** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados**; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”



Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 25 de febrero 2021.

M.Sc. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

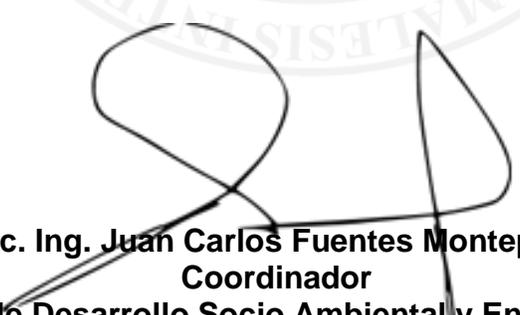
M.Sc. Ingeniero Álvarez Cotí:

Por este medio informo que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL** del trabajo de graduación titulado: **“IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE”** del estudiante **Edson Tomás Raymundo Ixim** quien se identifica con número de carné 999002304 del programa de **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos 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.

Atentamente,


M.Sc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Área de Desarrollo Socio Ambiental y Energético
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería USAC



Guatemala, 28 octubre 2020

Ingeniero M.Sc.
Edgar Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería USAC
Ciudad Universitaria, Zona 12

Distinguido Ingeniero Álvarez:

Atentamente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que como asesor de trabajo de graduación del estudiante Edson Tomás Raymundo Ixim, Carné número 200915176, cuyo título es "**IDENTIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE MERCADO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE OFERTA FIRME EFICIENTE**", para optar al grado académico de Maestro en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados, he procedido a la revisión del trabajo propuesto y cumple con los objetivos planteados.

En tal sentido, en calidad de asesor doy mi anuencia y aprobación para que el estudiante Edson Tomás Raymundo Ixim, continúe con los trámites correspondientes.

Sin otro particular, me es grato suscribirme de usted.

Atentamente,



Ing. Rubén Alfredo Cerón Suchini
M.Sc. Gestión Industrial
Asesor

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por permitirme culminar una meta más en mi vida.
Mi esposa	Karla Garcia, por su apoyo incondicional durante este proceso de estudios.
Mi hijo	Fabián Raymundo, por ser mi motor de vida e inspiración.
Mis padres	Vilma Ixim y Pedro Raymundo, por su ejemplo y apoyo.
Mis hermanas	Ana y Vilma Raymundo por influir de manera positiva a mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	<i>Alma mater</i> , por todo el conocimiento recibido durante mi proceso de formación.
Escuela de Estudios de Postgrados de la Facultad de Ingeniería	Por brindar la oportunidad de acceder a estudios específicos de la Gestión de Mercados Eléctricos
Mi asesor	Mtro Ing. Rubén Cerón, por su colaboración y dirección en mi trabajo de graduación.
Primera Cohorte	Por ser un grupo unido y el ejemplo de las siguientes generaciones.
Grupo de maestría	Byron Quelex, Dennys Carmajá, Rafael Ávila y Mauro Santizo; por su apoyo incondicional y momentos compartidos durante el proceso de formación.

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. MARCO REFERENCIAL.....	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Estructura de los mercados de electricidad.....	5
2.1.1. Modelo centralizado, estructura verticalmente integrada.....	6
2.1.2. Modelo descentralizado, estructura horizontal desconcentrada	7
2.2. Tipos de mercados de electricidad	8
2.2.1. Mercado de precios	8
2.2.2. Mercados de costos.....	9
2.3. Mercados mayoristas de electricidad	11
2.3.1. España	12
2.3.2. Colombia.....	13
2.3.3. Perú	14

2.4.	Factores que influyen en la inversión en generación de electricidad	15
2.4.1.	Contratos de largo plazo	15
2.4.2.	Incertidumbre	16
2.4.3.	Políticas energéticas	16
3.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	19
3.1.	Revisión de la asignación de OFE y factores de carga	23
3.2.	Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores	24
3.3.	Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores	24
3.4.	Técnicas de análisis de información.....	25
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	27
4.1.	OFE asignada y factores de carga	27
4.2.	Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores	30
4.3.	Agentes generadores respaldado energía en el mercado a término	33
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	37
5.1.	Potencia máxima y asignación de OFE.....	37
5.2.	Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores	38
5.3.	Agentes generadores respaldado energía en el mercado a término	40
	CONCLUSIONES.....	43

RECOMENDACIONES.....	45
REFERENCIAS	47
APÉNDICES	51

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Modelo de datos.....	21
2.	Asignación de OFE	27
3.	Comparación Oferta Firme Asignada con Potencia Máxima	28
4.	Potencia Máxima reconocida como OFE	29
5.	Operación en tiempo real – energía generada por tecnología	29
6.	Factores de carga por tipo de tecnología	30
7.	Energía generada vs. energía vendida en el mercado a término, años 2018 y 2019	31
8.	Energía generada vs. energía vendida en el mercado a término, detalle mensual 2018	31
9.	Energía generada vs. energía vendida en el mercado a término, detalle mensual 2019	32
10.	Porcentajes de energía generada vs. energía mercado a término.....	33
11.	Energía vendida en el mercado a término vs. energía vendida mercado de oportunidad, detalle mensual 2018	34
12.	Energía vendida en el mercado a término vs. energía vendida mercado de oportunidad, detalle mensual 2019	35
13.	Porcentajes mensuales compras en el mercado de oportunidad.....	36
14.	Caso 1: energía generada y compras mercado de oportunidad	39
15.	Caso 2: energía generada y compras en el mercado de oportunidad..	40
16.	Caso 3: energía generada vs. ventas en el mercado de oportunidad ..	41

TABLAS

I.	Variables e indicadores.....	22
II.	Operacionalización de variables	22

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
I	Corriente eléctrica
E	Energía
GWh	Gigavatio por hora
kV	Kilo voltios
MW	Megavatios
MWh	Megavatios por hora
R	Resistencia eléctrica
S	Segundos
<i>t</i>	Tiempo
P	Potencia eléctrica
V	Voltaje
%	Porcentaje

GLOSARIO

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	Es el ente encargado de la administración y coordinación del Mercado Mayorista.
Agente generador	Generador con potencia máxima mayor a cinco megavatios.
Año estacional	Es el período de doce (12) meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del año siguiente o el que defina en el futuro la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a propuesta del Administrador del Mercado Mayorista, para efectos de la programación de largo plazo.
Comisión	Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), establecida de acuerdo con la Ley General de Electricidad (LGE).
Contratos a término	Es el conjunto de transacciones de compraventa de electricidad pactados a plazo entre agentes del Mercado Mayorista (MM) mediante contratos.
Despacho	Se refiere al despacho económico de carga que realiza el AMM.

Generador	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
Mercado a término	En este mercado los agentes del mercado mayorista y grandes usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos.
Mercado de desvíos de potencia	Mercado donde se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la potencia firme de los Participantes Productores.
Mercado mayorista	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
Mercado <i>Spot</i>	Es el mercado de oportunidad, donde se realiza el conjunto de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.
Oferta Firme (OF)	Es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su potencia máxima y de su disponibilidad, o la relacionada con las transacciones internacionales.

Oferta Firme Eficiente (OFE)	Es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o transacción internacional puede comprometer en contratos para cubrir la demanda firme que se calcula en función de su OF y de la eficiencia económica.
Operador de mercado	Es el encargado de operar libremente el mercado mayorista, de conformidad con la ley y sus reglamentos.
Participante productor	Para propósitos de coordinación operativa y comercial se denomina así a los generadores, comercializadores e importadores.
Potencia firme	Es la potencia comprometida en contratos para cubrir demanda firme.
Potencia máxima	Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.
Señales de mercado	Son las características con las que cuenta el Mercado Mayorista para atraer las inversiones y definir sus formas de contratación.
Sistema Nacional Interconectado (SNI)	Porción interconectada del sistema eléctrico nacional.

Subsector eléctrico	Conforma el sector energético de Guatemala y es el encargado del suministro de energía eléctrica.
Transmisión	Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Unidad generadora	Máquina utilizada para la producción de electricidad.

RESUMEN

El presente trabajo analiza las señales que brinda la metodología de asignación de OFE del mercado mayorista de Guatemala, específicamente a los agentes generadores y su aplicación dentro de las operaciones de compra y venta del mercado mayorista de electricidad.

El objetivo fue determinar si la metodología busca garantizar el abastecimiento de la demanda de energía a partir de la asignación de potencia firme, para esto se analizaron los resultados de OFE por tipo de tecnología, en donde se incluye la generación hidroeléctrica, geotérmica, térmica, cogeneración, interconexiones internacionales y motores reciprocantes. Las centrales solares y eólicas no se incluyen dentro del análisis, ya que no cuentan con OFE asignada según la normativa vigente. El análisis se realiza en tres años estacionales y se verifican los resultados de las ventas en el mercado a término de los agentes generadores, además de sus compras en el mercado de oportunidad de la energía para abastecer sus compromisos contractuales.

Con los resultados obtenidos se determinaron los porcentajes de asignación de OFE con respecto a sus potencias máximas, se observó que las oportunidades de contratación a partir de dicha asignación son amplias, identificando casos en los cuales se respalda la energía por medio del MOE hasta en un 92 %, teniendo un impacto en los generadores que sí cuentan con la energía generada y no tienen oportunidades de acceder al mercado de contratos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

- Contexto general

El subsector eléctrico de Guatemala realiza una actividad de suma importancia para el país, el abastecimiento de energía eléctrica es una actividad prioritaria y tiene la característica que se debe garantizar en todo momento. Luego de las reformas y el establecimiento de la Ley General de Electricidad, se da la apertura a la inversión privada y como resultado de los planes de expansión en la generación y transmisión, se instalaron plantas de generación y líneas de transmisión en el país. Hablando específicamente de la actividad de generación, dentro de sus servicios que pueden ser remunerados está la potencia y la energía, para esto el mercado mayorista cuenta con el mercado a término, el mercado de oportunidad y el mercado de desvíos de potencia.

Los generadores, para optar a realizar contratos en el mercado a término con contratos de potencia y energía, deben contar con Oferta Firme Eficiente (OFE), la cual es la potencia que pueden garantizar durante un año estacional tomando en cuenta su eficiencia económica. La garantía en la disponibilidad de potencia se verifica durante las cuatro horas de la demanda máxima, en teoría esto obedece a que, si se garantiza la demanda máxima, es decir, el máximo requerimiento de potencia, se garantiza el requerimiento durante todo el día.

Esta condición se cumple cuando los factores de carga de la demanda son bajos, para condiciones de demanda de energía eléctrica con factores de carga altos, el requerimiento de energía es mayor y la disponibilidad máxima de potencia ya no se debe garantizar únicamente para cuatro horas, sino durante

más horas del día. Si esto no ocurre, durante algunos periodos del día existe la posibilidad de no contar con generación disponible para abastecer los requerimientos de la demanda, aunado a esto, se crea una volatilidad muy alta en los precios de la energía.

El riesgo aumenta cuando el sistema es predominantemente hidroeléctrico, ya que está sujeto a efectos como el fenómeno del niño, los cuales impactan en la disponibilidad de la energía primaria para esta tecnología. De esta forma y en el largo plazo ante la falta de inversión en generación de energía eléctrica por las señales de mercado que se brindan, el abastecimiento de la demanda se podría ver limitado.

- Descripción del problema

En los últimos años se ha visto el aumento de la participación del mercado de oportunidad dentro del mercado a término, derivado de las opciones de contratación que se brindan a partir de la OFE asignada, por ejemplo: se da la opción de vender una potencia firme sin importar que el generador cuente con la energía asociada a esa potencia ya que puede comprarla en el mercado de oportunidad. Esto hace que el mercado de oportunidad ya no sea un mercado de cierre para la energía sino un mercado con alta participación con la idea que es un mercado infinito de energía disponible.

Cuando se habla de capacidad instalada del parque generador guatemalteco se refiere a la capacidad de los equipos instalados, la cual en esos términos aproximadamente “duplica” la demanda del país, esto es posible de verificar en el documento de capacidad instalada que publica el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, el cual indica que la capacidad efectiva al sistema es de 3,441 MW (Administrador del Mercado Mayorista, 2019) y la

programación de largo plazo estima que la demanda máxima proyectada para el presente año estacional es de 1824 MW (Administrador del Mercado Mayorista, 2019).

En la realidad, la capacidad de generación de energía eléctrica es dependiente de la disponibilidad de energía primaria con la que se cuente en determinado periodo de tiempo, en el caso de la disminución de energía eléctrica con costo variables de generación económicos, existe un impacto en los costos operativos del sistema, ya que el abastecimiento de demanda se encarece por esta falta del recurso y la entrada de generación con costos variables de generación más altos. La metodología de asignación de OF ha brindado señales que deben ser analizadas y discutidas, indudablemente esto influye en el incentivo para la construcción de nuevas plantas de generación o bien mantener la generación que ya está instalada en el SNI, esta última parte de la generación, bastante desmotivada en los recientes años, hasta llegar al punto de retirar generación del parque generador.

Considerando esto, el riesgo es grande, ya que se trata del abastecimiento de la demanda del país el cual es primordial para su desarrollo.

- Formulación del problema

Para el desarrollo de la investigación se plantearon las siguientes interrogantes:

- Pregunta central

¿La asignación de OFE plantea una señal de mercado que busca garantizar la disponibilidad de energía para el abastecimiento de la demanda del SNI?

- Preguntas auxiliares
 - ¿La asignación de OFE está de acuerdo con la disponibilidad de energía de los agentes generadores que cuenta con la OFE asignada?
 - ¿La energía disponible es suficiente para respaldar el mercado de contratos?
 - ¿Existen generadores que brindan la energía firme con limitaciones en el mercado a término?
- Delimitación del problema

El análisis se realiza para la actividad de generación de Guatemala, incluyendo las importaciones provenientes de México y se suscribe a la metodología de asignación de OFE, tomando en cuenta la energía firme que aportan al SNI.

Para la determinación de la energía firme se consideran las tecnologías de generación que dentro de la normativa del mercado mayorista tienen la opción de contar con asignación de OFE. Para el presente estudio no se consideran las tecnologías de generación que no cuentan con OFE asignada, las cuales son la generación eólica y solar. La generación solar no se considera dentro de la normativa de asignación de OFE por no contar con la garantía del suministro de energía y para el caso de las centrales eólicas, la normativa contempla que para contar con OFE asignada, se utilizará la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico y el resultado del ejercicio es una asignación de cero megavatios.

Para el estudio no se considera el evento de la pandemia de COVID-19 por ser un evento atípico y fuera del alcance inicialmente planteado.

OBJETIVOS

General

Determinar si la metodología de asignación de OFE brinda las señales de mercado que promueven la disponibilidad de energía firme en el SNI.

Específicos

1. Comparar la asignación de OFE con sus factores de carga haciendo la clasificación de la generación por tipo de tecnología.
2. Determinar la exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores para el cubrimiento de sus contratos.
3. Identificar casos en donde se brinda energía firme para abastecer contratos de terceros, por falta de oportunidades de contratación.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El presente estudio cuenta con un enfoque mixto, con el fin de obtener un panorama completo de la metodología de asignación de OFE, desde los resultados de asignación por tipo de tecnologías de generación, hasta la determinación de casos de contratación en la comercialización de energía en el mercado mayorista de electricidad.

Para la investigación se adoptó un diseño no experimental, ya que las variables del mercado eléctrico de Guatemala que se analizaron no son manipulables por el investigador.

Tomando en cuenta los objetivos planteados se considera que la presente investigación es del tipo histórica con un alcance descriptivo, ya que se analizaron resultados pasados hasta la actualidad, los cuales fueron la disponibilidad real de energía eléctrica en el SNI y se especifican las características de generación por tecnología.

Las variables que se analizaron fueron potencia máxima, OFE asignada, energía generada, energía vendida en el mercado a término y energía neta del mercado de oportunidad dentro del contexto de la operación y comercialización del parque generador de Guatemala, las variables expuestas son numéricas continuas, observables y con nivel de medición de razón.

Las técnicas de análisis de la información utilizadas fueron:

- Comparativa para los resultados de OFE asignada y factores de carga.

- Distribución de frecuencias para la representación de ventas en el mercado a término y participación del mercado de oportunidad.

La investigación se desarrolló en 5 fases, las que se describen brevemente a continuación:

- Fase 1: revisión documental donde se realizó la búsqueda de información y antecedentes relacionados con el tema de investigación.
- Fase 2: gestión y recolección de información, donde se realizó la recopilación de datos públicos relacionados con la operación y comercialización de energía de los agentes generadores y creación del modelo de datos para análisis.
- Fase 4: con el método analítico, se verifican los resultados de la comercialización de energía y la intervención del mercado de oportunidad dentro del mercado a término.
- Fase 5: con los métodos analítico y de observación se identificaron casos de agentes generadores que respalda energía en el mercado de oportunidad con limitaciones en su contratación.

INTRODUCCIÓN

Debido a la importancia que existe en la garantía del suministro de la demanda de energía eléctrica que existe en el país se realizó el análisis de las señales de mercado que existen a partir de la metodología de asignación de OFE para los agentes generadores.

Para el escenario del mercado mayorista de Guatemala, los agentes generadores pueden vender su potencia y energía en contratos a partir de la asignación de OFE, esta asignación se realiza anualmente por el operador del mercado tomando en cuenta la disponibilidad y eficiencia económica de las plantas de generación instaladas en el parque generador. La modelación del despacho se realiza a partir de pronósticos.

Como resultado de la metodología de asignación de OFE, los generadores pueden establecer contratos en el mercado a término, que consisten en acuerdos entre partes, en los casos en donde no se cuente con OFE asignada, pueden realizar contratos de energía únicamente sin poder contratar su potencia. Podrían existir casos de generadores que no cuentan con OFE asignada y no cuentan con contratos de energía generada, en donde la energía inyectada únicamente interactúa con el mercado de oportunidad.

En el presente estudio, tomando en cuenta la asignación de OFE que ha recibido cada planta de generación, se verificó la cantidad de energía que garantizan con energía propia para respaldar sus contratos los agentes generadores y la intervención que tiene el mercado de oportunidad cuando no cuentan con energía generada propia.

En casos de tecnologías de generación renovables, la disponibilidad de energía será cuando dispongan de la energía primaria para su uso y las tecnologías de generación no renovables, garantizan la disponibilidad de energía a partir de contratos de abastecimiento de combustible que cubran el año estacional de operación.

La energía inyectada al sistema eléctrico de tecnologías renovables prácticamente será recibida por el despacho de generación, por tener costos variables de generación bajos, por su parte la inyección de energía de las energías no renovables dependerá de sus costos de combustibles y el apilamiento del despacho económico de generación. Estas características son tomadas en cuenta para definir un criterio de disponibilidad de energía.

El informe final del trabajo está compuesto por cinco capítulos: el primero establece el marco referencial que muestra el establecimiento de los mercados mayoristas de electricidad y sus diferentes características para la garantía del suministro eléctrico. El segundo capítulo muestra a detalle los conceptos que son establecidos dentro del mercado mayorista de electricidad de Guatemala para establecer la asignación de OFE.

El capítulo tres contiene el desarrollo de la investigación definiendo el modelo utilizado para la recopilación y análisis de datos. El capítulo cuatro muestra los resultados de la metodología de asignación de OFE y los resultados de las transacciones en el mercado mayorista de los agentes generadores. Para finalizar, en el quinto capítulo se realiza la discusión de resultados obtenidos.

1. MARCO REFERENCIAL

El sector eléctrico español, colombiano y peruano son antecedentes importantes para el desarrollo del presente trabajo de investigación. El documento de regulación para la competencia en el sector eléctrico español presenta la discusión y hasta cierto punto justifica una serie de propuestas de modificación del modelo regulatorio y de organización de la competencia del sector eléctrico español. Se realiza un análisis de la evolución durante las últimas dos décadas y brevemente explica el modelo que ha optado España a partir de 1996, indicando aspectos positivos y negativos del modelo.

Se aborda el tema de por qué abrirse a la competencia en la generación y comercialización; derivado de muchas experiencias se han encontrado diferentes dificultades en donde los modelos suelen adecuarse correctamente durante los primeros años, y que a largo plazo se evidencian efectos negativos no deseados o distorsiones en donde se aconseja primero realizar la revisión de muchos parámetros del modelo antes de dar paso a un modelo nuevo (Atienza y De Quinto, 2003).

Se utiliza como antecedente el artículo de Julio E. Villareal y María Córdoba de la Rosa que indica que asegurar la confiabilidad en el sector eléctrico ha sido siempre una preocupación central de todo diseño de política del sector. No obstante, para sistemas predominantemente hidráulicos como lo es el colombiano, que opera en la zona ecuatorial americana, el reto de garantizar la confiabilidad puede ser incluso mayor toda vez que fenómenos climatológicos como El Niño pueden producir desajustes importantes del lado de la oferta que dificultan el logro del equilibrio real entre demanda y oferta.

De este modo, se requiere una estructura regulatoria muy específica para garantizar la existencia de unidades de generación de respaldo que entren a operar en épocas de hidrología crítica. Este artículo estudia el nuevo cargo de confiabilidad propuesto por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), y en particular, sus características, así como los incentivos en él establecidos para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico en condiciones de hidrología extrema. El diseño del nuevo sistema promueve la confiabilidad del sector en periodos de escasez e incentiva nuevas instalaciones en generación de respaldo, cumpliendo así con su objetivo central. No obstante, el diseño del instrumento podría mejorarse, incluyendo explícitamente una penalidad por incumplimiento, con el propósito de desestimular la entrada al mercado de energía firme de jugadores con bajos niveles de confiabilidad, o de especuladores (Villareal y Córdoba de la Rosa, 2008).

El proceso de la liberalización en el sector eléctrico, así como en otras industrias de red, se basa en la idea de que la competencia es fuente de eficiencia. El artículo de Xavier Vives aborda las dificultades para introducir competencia en el sector eléctrico, su interacción con la regulación. Se plantea la especificidad del sector y las consecuencias que tiene para el mecanismo competitivo en los mercados mayorista y minorista.

Entre temas profundos, se destaca: ¿Hasta qué punto es válido el análisis tradicional de competencia para el sector eléctrico?, ¿Cuál es el impacto del grado de concentración en el mercado mayorista en la eficiencia?, ¿Cómo influye el grado de integración vertical en el nivel de competencia?, ¿Bajo qué condiciones es eficiente introducir competencia en la comercialización? ¿Cuál es el papel de la política de defensa de la competencia y cómo se relaciona con el regulador?, ¿Cuáles son los factores que mitigan el poder de mercado?, ¿Cómo se puede analizar si las fusiones van a ir en detrimento o a favor de la eficiencia

productiva y el consumidor? y ¿Es compatible el consumo a tarifa con la competencia en el mercado mayorista? (Vives, 2006).

El trabajo de Fidel Castro-Rodríguez y Georges Siotis simula con datos del sistema eléctrico español para cuantificar el alcance del efecto directo de poder de mercado sobre la inversión en nueva capacidad de generación. Además, se describe el mecanismo regulatorio de incentivo a la inversión diseñado por las autoridades españolas y se analiza su influencia sobre las decisiones de inversión de las empresas eléctricas.

Las simulaciones muestran que los niveles de capacidad instalada en un marco descentralizado con empresas con poder de mercado son significativamente inferiores a los necesarios para garantizar la cobertura de la demanda. Además, se muestra que el mecanismo de incentivos a la inversión propuesto por las autoridades españolas resulta ineficaz y altamente costoso (Castro-Rodríguez y Siotis, 2010).

El mercado eléctrico colombiano es similar al guatemalteco ya que tiene un componente hidroeléctrico importantes, por esta razón ha venido enfrentando dificultades con la ocurrencia del fenómeno El Niño, por ejemplo, en los años 2015-2016 que evidenciaron fallas en el diseño del mercado. El trabajo de Mónica Flórez, Beatriz Gómez y John García hace un referenciado internacional de diferentes tipos de diseño de mercados eléctricos enfocado principalmente a los mecanismos utilizados para garantizar la suficiencia en capacidad de generación, describe la problemática actual y hace algunas recomendaciones para el mercado colombiano con base en las ventajas, desventajas y adaptabilidad evidenciadas en los mercados analizados de Nord Pool, Alberta, PJM, Chile, Brasil y Panamá (Flórez, Gómez y García, 2016).

2. MARCO TEÓRICO

A continuación, se revisan las estructuras que se han implementado en los mercados de electricidad de distintos países, además algunos tipos particulares de mercados de electricidad que surgen por las necesidades de actualización de estos. Los países que se incluyen como referencia son España, Colombia y Perú, ya que son países que cuentan con altos parámetros de eficiencia y han marcado tendencia en países que aún están en proceso de desregularización.

2.1. Estructura de los mercados de electricidad

Los mercados de electricidad son establecidos en distintas estructuras dependiendo de las necesidades que desean cubrir, el común denominador es garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. En algunos casos los gobiernos asumen la responsabilidad de ser los principales inversores para garantizar la garantía del suministro eléctrico, en otros casos, se opta por liberar el sector eléctrico buscando que inversionistas privados asuman este papel y en este sentido, los estados se encargan de dar la suficientes garantías y certeza que motive la estabilidad de las inversiones. Siempre existirán riesgos dependiendo de la regulación que se establezca:

De una regulación intervencionista exhaustiva y una participación pública directa en las empresas del sector, se evoluciona hacia un modelo formado por empresas de capital privado y regido por reglas de libre mercado. La búsqueda de competencia y de eficiencia en el desarrollo de la actividad lleva a la necesidad de segmentar la industria y terminar con la integración

vertical, liberalizando aquellas parcelas que mejor lo permitan. (Millán, 1999, p. 9)

A continuación, se presentan estructuras de mercados de electricidad que son importantes conocer para el desarrollo del presente estudio:

2.1.1. Modelo centralizado, estructura verticalmente integrada

En los inicios de la electricidad, las inversiones las realizaba el sector privado, en el año 1930 inicia el detrimento en el abastecimiento de electricidad para las ciudades e industria, por esta razón en la mayoría de los países, los gobiernos toman la iniciativa desde los años 1940 hasta finales de la década de 1970, los cuales pusieron programas agresivos de electrificación. Electrobras en Brasil, Endesa en Chile, Electroperú en Perú, ISA en Colombia, CFE en México, Edelca en Venezuela y Ende en Bolivia estaban entre las compañías eléctricas que se crearon en esa época. Las empresas estatales construyen grandes embalses, centrales hidroeléctricas y líneas de transmisión. La inversión privada continúa, pero en menor proporción (Rudnick, 1998).

Una estructura verticalmente integrada es entonces, donde el estado asume la responsabilidad de garantizar el suministro de electricidad como un servicio público, asequible para todos y según lo indica Millán (1999) “en este grupo se encuentran aquellos países en los que el Estado ha constituido una empresa pública, verticalmente integrada, que asume toda la actividad eléctrica o un porcentaje muy importante de la misma -siempre superior al 75 % u 80 %-” (p. 46). Con esta estructura la responsabilidad de planificar la capacidad futura y brindar el suministro eléctrico para todos los consumidores existe por medio de la administración pública.

En la mayoría de los países, los monopolios eléctricos integrados verticalmente de propiedad estatal no lograron gestionar adecuadamente el negocio de la electricidad y por diversos problemas técnicos y financieros se volvieron endémicos (Rudnick, 1998).

2.1.2. Modelo descentralizado, estructura horizontal desconcentrada

El modelo de estructura horizontal busca la separación de actividades que lo hacen más competitivo. Las actividades de transmisión y distribución continúan como monopolios naturales que operan bajo un régimen regulado de concesión, la generación y comercialización se libera con un cambio de concepción reguladora que motiva la competencia articulada por contratos bilaterales entre la oferta y la demanda (Rodríguez, 1999).

Existe gran cantidad de experiencias positivas con este tipo de estructura, que incluyen aumento en las inversiones privadas, sistemas mejor administrados con menores pérdidas y precios bajos. También existen casos en donde los sistemas lograron proporcionar la suficiente electricidad para cubrir la demanda (Arango, Dyner, y Larsen, 2006).

Esta estructura les introduce competencia a los sectores eléctricos específicamente y como resultado requiere una continua y activa vigilancia por parte de las autoridades reguladoras y de competencia (Rodríguez, 1999). El proceso de liberalización en el sector eléctrico se base en la idea de que la competencia es la fuente de eficiencia, el aumento de eficiencia se considera esencial para afrontar los retos del suministro de electricidad (Vives, 2006).

2.2. Tipos de mercados de electricidad

Los mercados de electricidad se organizan de diversas maneras, pueden ser del día en adelante, horaria e intradiaria y en los cuales participa la oferta y la demanda. El caso estará centrado específicamente en la generación y comercialización, haciendo una clasificación por el tipo de ofertas que presentan al mercado de electricidad.

2.2.1. Mercado de precios

En este mercado de energía no regulado, los generadores y comercializadores presentan sus ofertas en términos de cantidad y precio, con las ofertas recibidas en cada periodo, el operador de mercado construye una curva de oferta y demanda y determina el precio del mercado el cual es uniforme para todas las transacciones del mercado (Vives, 2006).

En este tipo de mercado el poder de mercado debe ser equilibrado, Vives (2006) define este concepto como “la capacidad de la empresa productora para elevar los precios por encima del coste marginal” (p. 3) e indica que los dos factores más importantes que hacen al sector eléctrico susceptible al poder de mercado son los siguientes:

- La oferta es relativamente inelástica debido a que la electricidad no es almacenable.
- La demanda a corto plazo es inelástica ya que los consumidores se enfrentan a un precio regulado independiente del consumo, particularmente los domésticos.

2.2.2. Mercados de costos

Para este tipo de mercado de energía, no regulado, los mercados de electricidad garantizan el pago de la producción de energía mediante el pago de sus costos de generación y para hacerlo atractivo a la inversión se crea un pago por capacidad. Según Vives (2006) “la introducción de obligaciones de capacidad y de pagos asociados puede restaurar los incentivos correctos a invertir” (p. 7).

Fabra (2007), indica que:

La experiencia en los mercados liberalizados de electricidad ha puesto de manifiesto que aquellos en los que sólo se retribuye a la energía (los denominados, *energy-only markets*) no inducen inversiones óptimas, y sugiere la conveniencia de retribuir, no sin prescindir de mecanismos mercantiles, el servicio que aporta la capacidad por el mero hecho de existir y estar disponible.

Detrás de la incapacidad de los mercados eléctricos para generar el sobredimensionamiento óptimo se encuentran las particularidades de la electricidad; porque no se puede almacenar; porque su consumo es estacional e inelástico al precio, porque el mix de generación del sistema está determinado por la inexistencia de libertad de entrada en tecnologías extraordinariamente relevantes (hidroeléctrica y nuclear) y muy condicionado en el resto de las tecnologías por diversas causas insalvables; porque para su producción han de concurrir —como consecuencia de lo anterior— diversas tecnologías de costes dispares en proporciones completamente ajenas al mercado, y porque su provisión en sistema le confiere al suministro eléctrico la doble naturaleza de bien (o servicio) privado y público. (p. 65)

Derivado de lo anterior y según la experiencia, se verifica que en un mercado mayorista con remuneración operativa no brinda los suficientes incentivos para invertir en capacidad para periodos de demanda alta. Brindar obligaciones de capacidad y recibir pagos por asociados restaura los incentivos correctos a invertir (Vives, 2006).

El mercado eléctrico de Guatemala es un mercado de costos, para lo cual el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (1998) en su artículo 35 indica lo siguiente:

Para el Despacho, los Generadores con plantas hidroeléctricas semanalmente indicarán su potencia disponible y los aportes de agua previstos; para las plantas con embalse de regulación anual, indicarán el volumen de agua o el nivel del embalse y la cantidad de energía semanal que tienen disponible, para que el Administrador del Mercado Mayorista pueda calcular el valor del agua según la metodología descrita en las Normas de Coordinación; asimismo, durante la primera semana del mes de noviembre deberán enviar al Administrador del Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las proyecciones mensuales de los aportes y la generación mensual prevista para el período de noviembre a junio. Los Generadores con plantas térmicas semanalmente indicarán su potencia disponible, su existencia de combustible y anualmente declararán la metodología para el cálculo de sus costos variables. Los importadores semanalmente indicarán en su declaración, la cantidad de energía y potencia ofrecidas y la metodología para el cálculo del costo variable correspondiente. (p. 75)

Y con la declaración de los costos variables de generación el AMM realiza el despacho de generación, minimizando el costo operativo total.

2.3. Mercados mayoristas de electricidad

En este modelo de mercado no existe tratamiento privilegiado para los generadores que forman parte de un monopolio verticalmente integrado, sino todos participan compitiendo en condiciones iguales, para que de esta forma se promueva la desintegración vertical. En este modelo los generadores compiten para vender su energía a las empresas distribuidoras o a grandes consumidores. Este modelo permite a los generadores comprar en un mercado de oportunidad sus faltantes de energía con el fin de cumplir sus compromisos contractuales (Dammert, García, y Molinelli, 2010).

Distintos países latinoamericanos que cambiaron de un modelo verticalmente integrado y pasaron a un modelo liberalizado, procedieron a cambiar sus marcos regulatorios en los cuales separan explícitamente las actividades de generación, transmisión y distribución, dando lugar a la competencia. Algunos países definieron la cuarta actividad que es la comercialización (Rudnick, 1998).

Vives (2006) indica que España no es una excepción en el proceso liberalizador y en 1997 introduce competencia en generación de forma parcial, una transición en la comercialización y mantiene tarifas reguladas en transmisión y distribución.

A continuación, se presentan algunos países que han sido pioneros en implementar su mercado mayorista de electricidad:

2.3.1. España

España libera su sector eléctrico en 1997 mediante la Ley del Sector Eléctrico y con la Ley de Hidrocarburos en 1998 crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) con el objetivo de regular el gas, petróleo y la electricidad. En España la producción se organiza como un grupo de diversos mercados horarios en donde el central es el mercado diario en el cual participan empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y los consumidores elegibles. Los generadores presentan ofertas en térmicos de cantidad y precio y el operador se encarga de optimizar todas las ofertas para cubrir la curva de demanda, para el cual se establece un precio marginal que es uniforme para todas las transacciones del mercado, además los generadores tienen la posibilidad de hacer contratos bilaterales físicos (Vives, 2006).

Navarro (2004) indica que:

El mercado mayorista de generación está formado por un mercado físico y por un mercado financiero. El mercado físico a su vez está compuesto por un mercado organizado y por un mercado libre. El mercado organizado de generación está conformado por el mercado diario (*pool*), el mercado intradiario y por los mercados de operación, mientras que en el mercado libre se realizan los contratos bilaterales físicos. En el mercado financiero se pueden realizar contratos para cobertura de la volatilidad de los precios de la electricidad (contratos por diferencias, contratos a plazos (*forward*), contratos de opciones y futuros). (p. 6)

La operación económica del mercado está a cargo del Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) y la gestión técnica es realizada por el Operador del Sistema (REE) (Bazán Navarro, 2004), como se ha verificado los mercados

mayoristas establecen instituciones que se encargan de realizar las gestiones de administración del mercado, lo cual será común encontrar en los países con mercados mayoristas de electricidad.

En España, todos los consumidores tienen la oportunidad de elegir a su suministrador o pueden elegir quedarse con la tarifa regulada que les corresponda. La tarifa se establece por medios administrativos del Gobierno. A pesar de tener la posibilidad de contar con un suministrador, para el 80 % de los consumidores el comercializador es la empresa distribuidora (Vives, 2006).

2.3.2. Colombia

En Colombia según García y Pérez (2005) “la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario final requiere cuatro actividades encadenadas consecutivamente que van desde la generación, transmisión y distribución, hasta la comercialización” (p. 133) y en cuanto a las transacciones mencionan que:

Para los agentes de mercado, el marco regulatorio establece la separación de los usuarios en dos categorías desde el lado de la demanda: usuarios regulados y usuarios no regulados. La diferencia radica en que para el primero las tarifas son establecidas por la Comisión Reguladora mediante fórmula tarifa general y en el mercado regulado el contrato se establece de forma bilateral con el comercializador de energía definiendo libremente los precios de venta. (p. 134)

El mercado mayorista colombiano permite las transacciones mediante contratos bilaterales o en la bolsa de energía, tienen las modalidades de “pague lo contratado, pague lo demandado y pague lo consumido” (García y Pérez, 2005, p. 135).

Los comercializadores y distribuidores proveen la electricidad a los usuarios regulados, las cuales deben solicitar y dar oportunidad a los agentes interesados para que presenten ofertas de cubrimiento a la demanda de su mercado regulado (García Rendón y Pérez Botero, 2005).

2.3.3. Perú

En Perú, con la reforma del año 1992, Dammert *et al.* (2010) indican que:

Se adoptó el modelo de competencia mayorista, pero con precios regulados, en la modalidad de *pool* obligatorio, pues se optó por la desintegración vertical, la libre entrada a la actividad de generación y un despacho centralizado. en 2006 se introdujo un cambio importante estableciéndose que los precios mayoristas surgirían de las licitaciones de los contratos de las distribuidoras entre todos los generadores para un período de transición, se estableció que el precio de compra para la energía de las distribuidoras destinada al servicio público se calcule sobre la base de una ponderación de los contratos firmados a precios calculados por el regulador y los contratos firmados a precios obtenidos en las licitaciones. (p. 81)

El mercado mayorista está conformado por el mercado de corto plazo o mercado spot en el que participan sólo generadores y el mercado de contratos a plazo donde los generadores suministran a distribuidoras y grandes consumidores o usuarios libres (Okumura, 2015).

En Perú la demanda se encuentra legalmente constituida por dos tipos de Usuarios; Regulados y Libres. La diferencia es que los primeros se encuentran bajo un régimen de regulación de precios por la potencia y energía consumida,

imposibilitando la capacidad de negociar con el suministrador y los usuarios libres pactan libremente los términos contractuales. A efecto de calificar a los usuarios se define que los usuarios cuya demanda sea menor a 200kW son usuarios regulados y los usuarios que estén entre 200 kW y 2500 kW pueden elegir entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre (Okumura, 2015).

2.4. Factores que influyen en la inversión en generación de electricidad

En los mercados de electricidad existen distintos factores que se identifican a continuación como influyentes para motivar o desmotivar las inversiones en generación de energía eléctrica.

2.4.1. Contratos de largo plazo

Los mercados competitivos incluyen adicionalmente al mercado de oportunidad de la energía, mercados de contratos bilaterales entre partes, es decir generación y demanda. En este sentido, el mercado de oportunidad funciona únicamente como un mercado de cierre donde se liquidan los sobrantes y faltantes del contrato bilateral existente. Según Ibarburu (2001) el interés de los mercados activos será mayor cuando:

- La tecnología de generación es más intensa en capital y la tasa de crecimiento del mercado es alta, generando un requerimiento continuo de inversiones en generación.
- La aleatoriedad de los precios es mayor.
- Los riesgos de desabastecimiento para los compradores son mayores. (p. 17)

Este tipo de contratos aparecen cuando la aleatoriedad de la disponibilidad de energía eléctrica es alta, por ejemplo, cuando las características del sistema eléctrico son predominantemente con recursos hidráulicos.

2.4.2. Incertidumbre

Las inversiones en generación de energía eléctrica son intensivas en capital, además que los periodos de construcción dependiente de la tecnología que se utilicen pueden ser en periodos largos de construcción. Estas características aumentan la incertidumbre de las inversiones y aunque este factor está presente en otras industrias Castro-Rodríguez (2010) indica que:

Aunque este es un factor presente en otras industrias donde se producen grandes inversiones en un entorno de fuerte variabilidad de precios (por ejemplo, petróleo o gas natural), el escaso desarrollo de instrumentos de cobertura de riesgo en el mercado eléctrico como la contratación a plazo, la contratación bilateral o los mercados de futuros, aconsejan que, al menos en una primera etapa, se introduzca algún mecanismo que complemente al mercado y reduzca la incertidumbre que puede poner en peligro la seguridad de suministro de un servicio esencial para la sociedad. (p. 143)

2.4.3. Políticas energéticas

En algunos casos, países con mercados liberalizados en la actividad de generación, establecen políticas energéticas que brinda una idea para dirigir las inversiones, aunque esta intervención se pretenda sea mínima para evitar distorsionar la libre competencia en los mercados de electricidad. La relación entre las políticas energéticas y la inversión en generación se realiza por medio de los distribuidores como figuras intermediarias como garantía de las

inversiones, en la cual ya interviene el Regulador. Sánchez Jiménez (2012) menciona ciertas características en las cuales interviene el regulador para subastas de nuevos participantes:

- El regulador es el encargado de seleccionar la capacidad y el tipo de potencia que necesita ser instalada en el sistema.
- El regulador controla el precio del mercado.
- Las nuevas empresas estarán dispuestas a realizar la inversión sólo en momentos donde el regulador establezca una subasta para nuevas instalaciones. (p. 23)

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Para lograr los objetivos propuestos en la presente investigación, se adoptó un diseño no experimental, ya que las variables del mercado eléctrico de Guatemala que se analizaron no son manipulables por el investigador. El estudio está enfocado en la generación de energía eléctrica del parque generador de Guatemala, incluyendo las importaciones de energía de México.

Se considera que la presente investigación es del tipo histórica con un alcance descriptivo, ya se analizaron resultados pasados hasta la actualidad, los cuales fueron la disponibilidad real de energía eléctrica en el SNI y se especifican las características de generación por tecnología.

La investigación se inicia con la recolección de información pública disponible del AMM, el cual como ente operador del mercado publica y pone a disposición de todos en su página web.

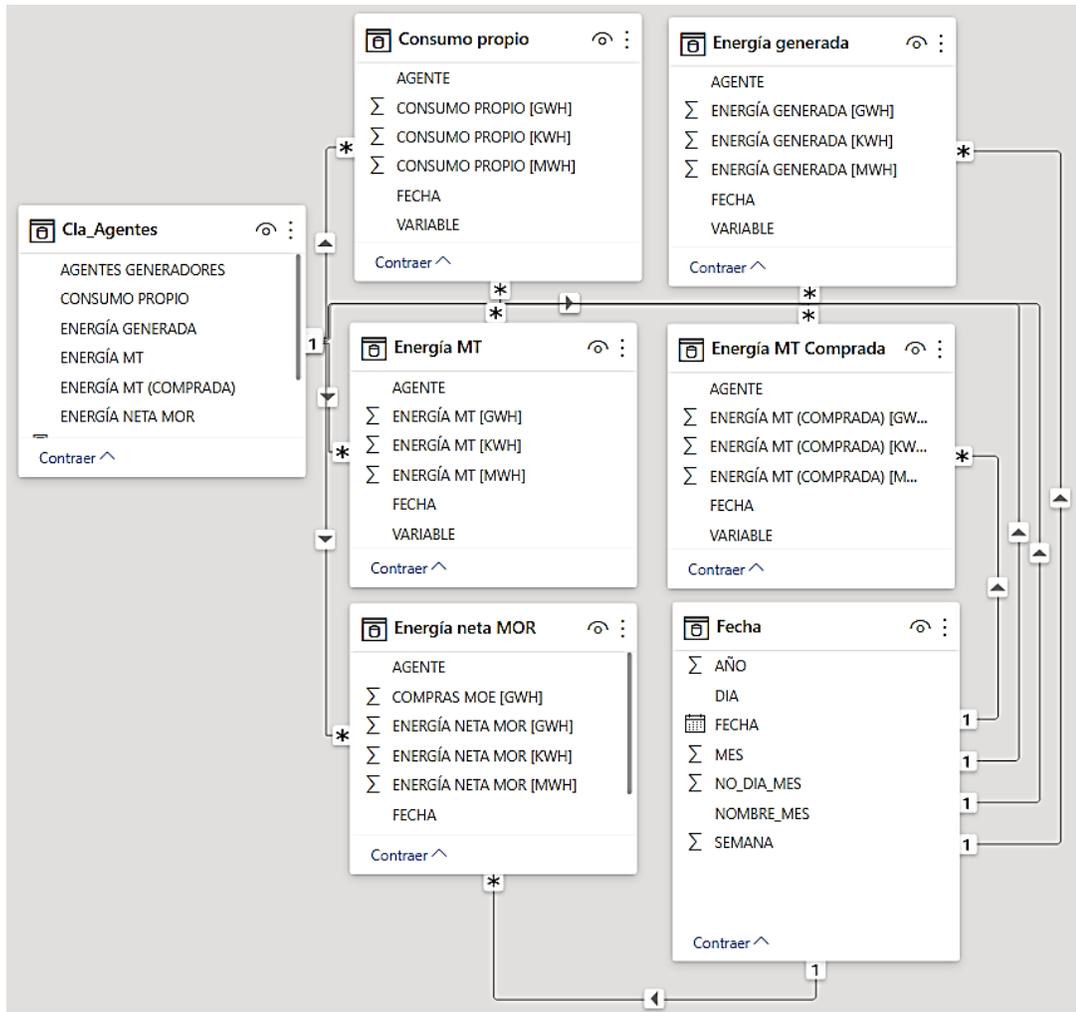
Los datos que se recolectaron fueron los siguientes:

- Potencia disponible: tomada del informe del programa de despacho diario.
- Energía generada: publicada en los informes estadísticos anuales del AMM.
- Comercialización de energía: esta información se obtuvo de los informes de transacciones económicas del AMM.
- Oferta firme eficiente asignada: documento publicado anualmente por el AMM, distinguido por centrales de generación.

La información descargada se normalizó para ser utilizada dentro de un modelo datos elaborado en las herramientas Power Query y Power Pivot, las dos herramientas son complementos de Microsoft Excel y PowerBi, las cuales permitieron la conexión automática de todos los datos relacionados con las variables especificadas por medio de relaciones lógicas y establecimiento de gráficos. La información de entradas son los datos recolectados del AMM y la información de salida son gráficos que se presentan en histogramas y polígono de frecuencias. Por ejemplo, se establece un rango de fechas, las cuales relacionan la energía generada, la energía en el mercado a térmico y la energía del mercado de oportunidad por cada agente, realizando filtros que permiten seleccionar a cada uno de ellos y de esa manera verificar los resultados obtenidos de una forma rápida.

El modelo de datos completo se muestra a continuación:

Figura 1. Modelo de datos



Fuente: elaboración propia, realizado con PowerBi.

La presente investigación evidenció la verdadera disponibilidad de energía en el SNI y con esto se generó una discusión en los cambios que ha tenido el comportamiento del sistema eléctrico en el transcurso del tiempo, esta información es de interés para los sectores que participan en el mercado mayorista de Guatemala, los cuales buscan el desarrollo y estabilidad en el subsector eléctrico.

Tabla I. Variables e indicadores

CRITERIO/VARIABLE	NUMÉRICA		OBSERVABLE	NIVEL DE MEDICIÓN
	DISCRETA	CONTINUA		
Oferta Firme Eficiente Asignada	✓		✓	De Razón
Capacidad Instalada		✓	✓	De Razón
Factor de Carga		✓	✓	De Razón
Potencia Máxima	✓		✓	De Razón
Energía Generada		✓	✓	De Razón

Fuente: elaboración propia.

Las variables se operacionalizaron de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla II. Operacionalización de variables

VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADORES	OPERACIONALIZACIÓN
Oferta firme	Capacidad de generación	Disponibilidad de generación	Resultados de asignación de OFE por tecnología
Capacidad instalada	Capacidad de generación	Por central/por tecnología	Capacidad instalada del SNI
Factor de carga	Temporalidad	Por central/por tecnología	Generación en operación en tiempo real por tipo de tecnología
Potencia máxima	Capacidad de generación	Por central	Capacidad máxima por central de generación
Energía generada	Temporalidad	Por central	Inyección de energía al SNI

Fuente: elaboración propia.

3.1. Revisión de la asignación de OFE y factores de carga

Se utilizó el método de observación y analítico para verificar la asignación de OFE haciendo la clasificación por tipo de tecnología, con un histórico de tres años estacionales que fueron 2017-2018, 2018-2019 y 2019-2020. Con esta asignación se realizó una comparación con la potencia máxima registrada por tipo de tecnología, de esta manera se obtuvo los porcentajes de reconocimiento de potencia como OFE disponible para pactar en contratos del mercado a término.

Para la potencia máxima utilizada se toman en cuenta los resultados de las pruebas de potencia máxima vigentes en cada año estacional, haciendo la clasificación por central y tipo de tecnología.

Luego de recolectar la información se procesó en tablas, figuras y gráficos para facilitar su análisis. Se realizaron los cálculos de los factores de carga de las centrales generadoras instaladas haciendo la clasificación por tipo de tecnología.

Se tomaron los históricos de generación real del SNI, con esta información se obtuvieron los factores de carga por tipo de tecnología, la fórmula de factor de carga es la siguiente:

$$FC = \frac{ENERGÍA REAL}{POTENCIA MÁXIMA * TIEMPO} * 100 \quad (\text{ECUACIÓN I})$$

3.2. Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores

Con el método analítico se verifican los resultados de la comercialización de energía de los agentes generadores. De los resultados obtenidos de la asignación de OFE se considera esta información como la disponible para establecer contratos en el mercado a término del mercado mayorista de electricidad, con la información de los informes de transacciones económicas se obtuvieron los porcentajes de compras y ventas en el mercado de oportunidad.

A partir de estos porcentajes de compras y ventas en el mercado de oportunidad, se establece la exposición de los agentes a este mercado y se verifican las temporalidades que existen por los distintos tipos de tecnología que están instalados en el parque generador del país.

3.3. Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores

Con el método analítico y observación se identificaron los casos de agentes generadores que respaldan energía en el mercado de oportunidad, es decir que cuentan con ventas a este mercado sin contar con la posibilidad de hacer una contratación en el mercado a término por su cuenta, por tener limitaciones en su asignación de OFE.

Para este análisis se evalúan tipos de contratación que se realizan dentro del mercado a término y las aproximaciones que existen a los perfiles de generación.

3.4. Técnicas de análisis de información

- Comparativa
 - Se clasificaron los generadores que participan en el mercado mayorista de electricidad y se compararon los porcentajes de asignación de OFE con respecto a su potencia máxima.
 - Se compararon los factores de carga obtenidos por tipo de tecnología de generación de energía eléctrica.
- Distribución de frecuencias
 - Se utilizó histogramas para representar la disponibilidad de energía horaria en el mercado mayorista de electricidad.
 - Se utilizó el polígono de frecuencias para comparar la OFE asignada con la capacidad instalada por tipo de tecnología.

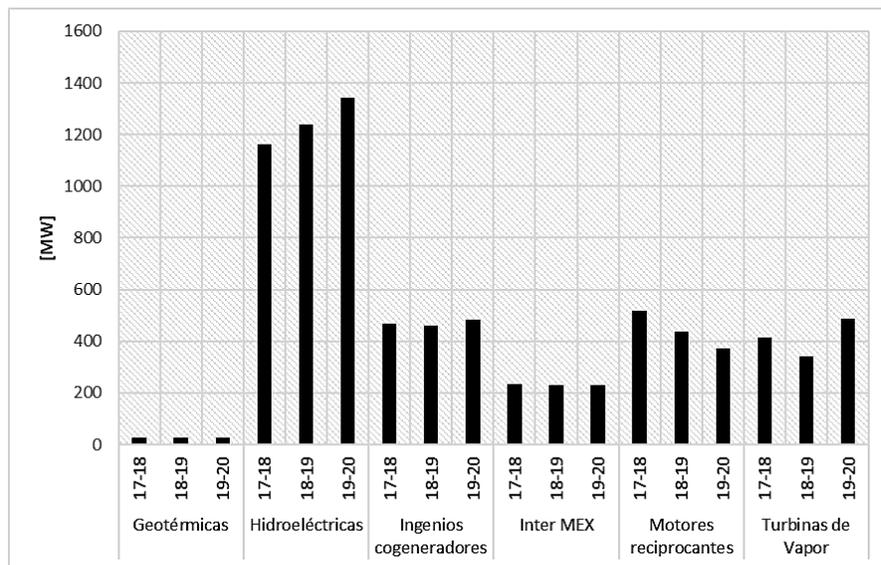
4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se detallan los resultados obtenidos del modelo de datos elaborado.

4.1. OFE asignada y factores de carga

Se verifica la asignación de OFE haciendo la clasificación por tecnología, la asignación se realiza durante cada año estacional por el operador del mercado y se muestra a continuación:

Figura 2. Asignación de OFE

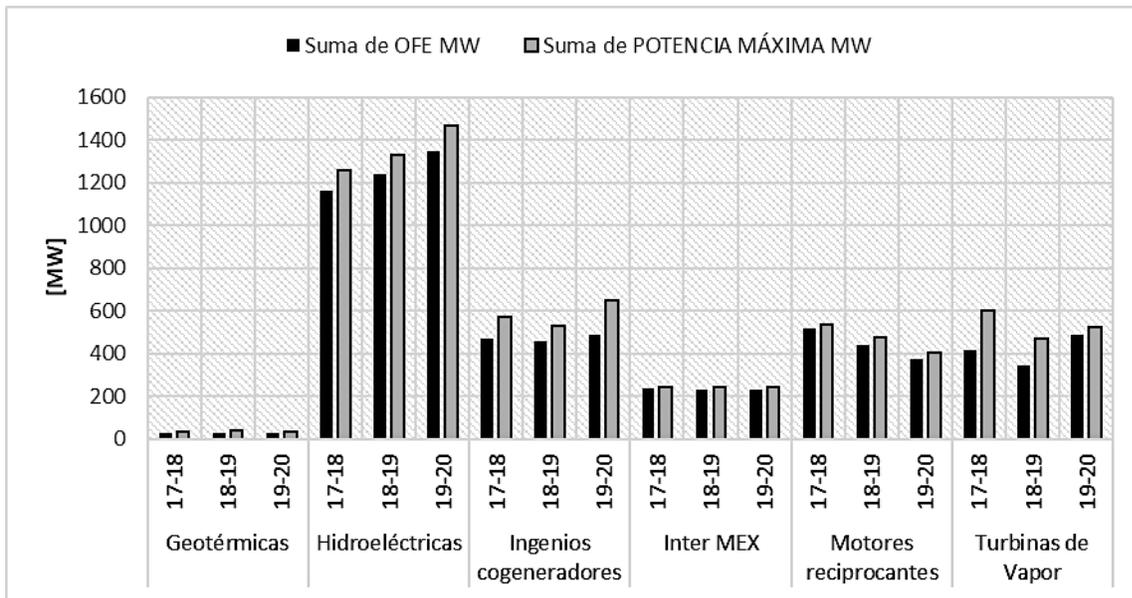


Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.

Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

Con base en los resultados de las pruebas de potencia máxima se comparan con los resultados de OFE asignada:

Figura 3. **Comparación Oferta Firme Asignada con Potencia Máxima**

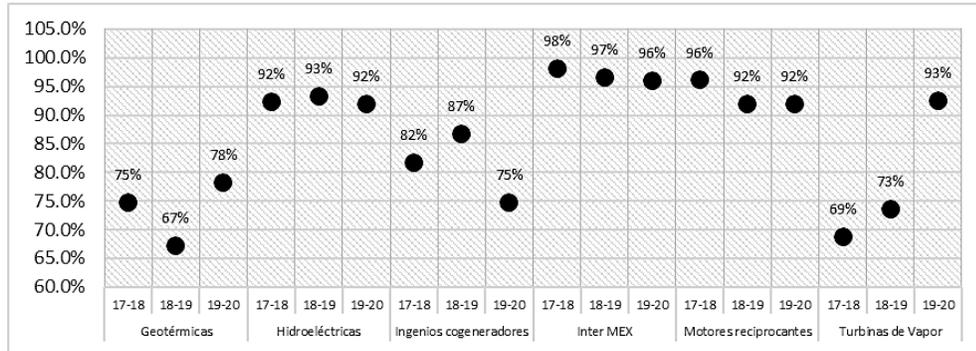


Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.

Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

De los gráficos anteriores, se obtienen los porcentajes de asignación de OFE en función de la potencia máxima, clasificados por tipo de tecnología:

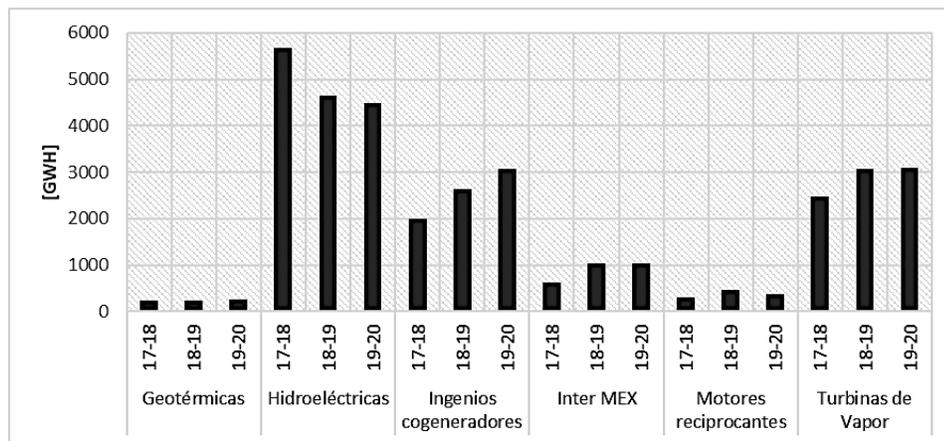
Figura 4. **Potencia Máxima reconocida como OFE**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.
 Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

Con base en los resultados del despacho económico de la operación en tiempo real del Mercado Mayorista de electricidad se presentan la energía generada por tipo de tecnología.

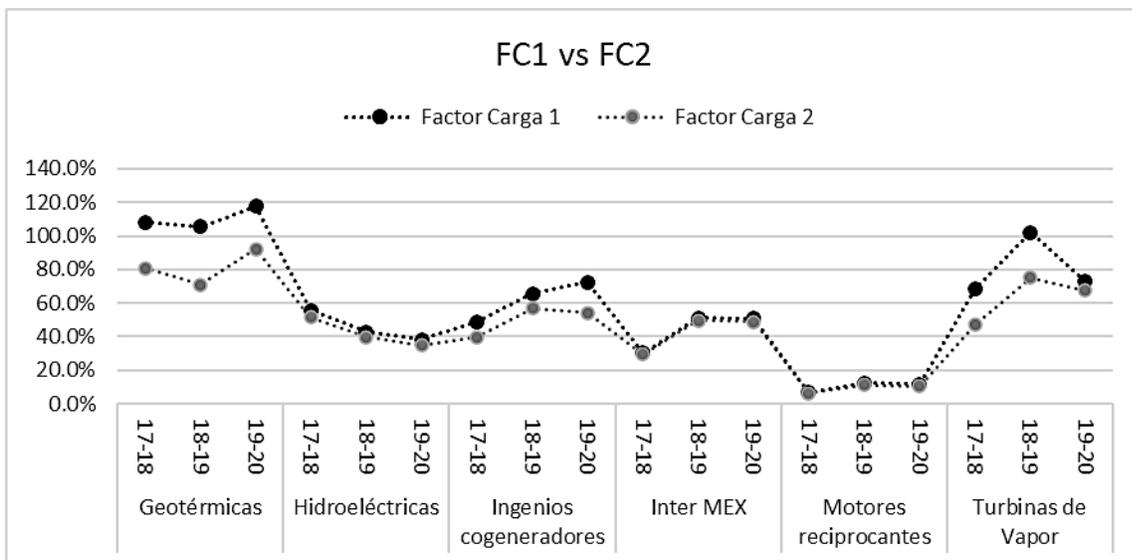
Figura 5. **Operación en tiempo real – energía generada por tecnología**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.
 Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

A partir de los resultados de la energía generada y potencia máxima es posible obtener los factores de carga por tipo de tecnología. Los factores de carga se calculan en función de la OFE asignada (factor carga 1) y potencia máxima (factor carga 2), los cuales se presentan a continuación:

Figura 6. Factores de carga por tipo de tecnología



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.

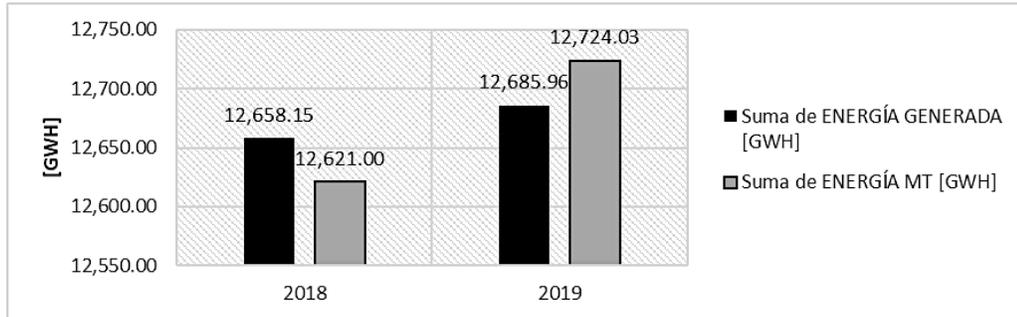
Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

Del detalle de los datos que sirvieron para fuente de los resultados se presenta en los apéndices del trabajo.

4.2. Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores

Con los resultados de los informes de transacciones económicas del AMM se recolectan los datos correspondientes a la generación por agente generador.

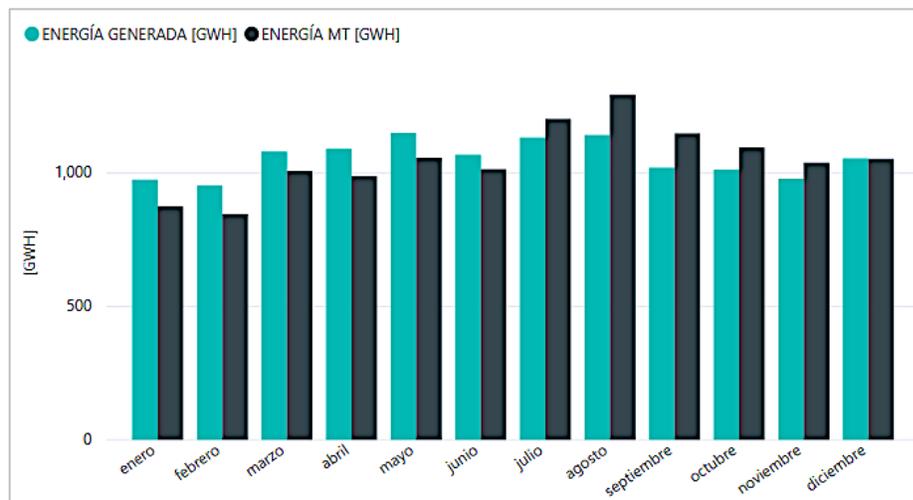
Figura 7. **Energía generada vs. energía vendida en el mercado a término, años 2018 y 2019**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*. Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

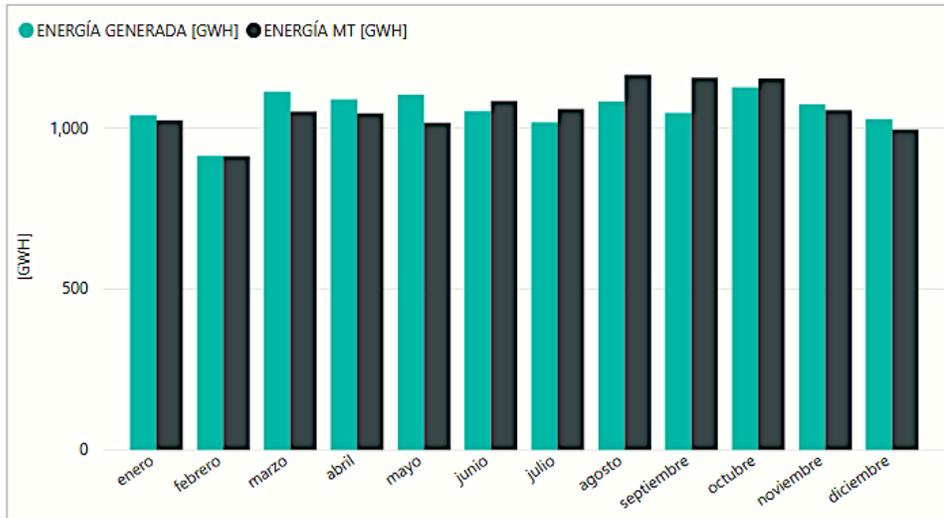
De forma general se compara la energía generada con la energía vendida en el Mercado a Término.

Figura 8. **Energía generada vs. energía vendida en el mercado a término, detalle mensual 2018**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*. Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

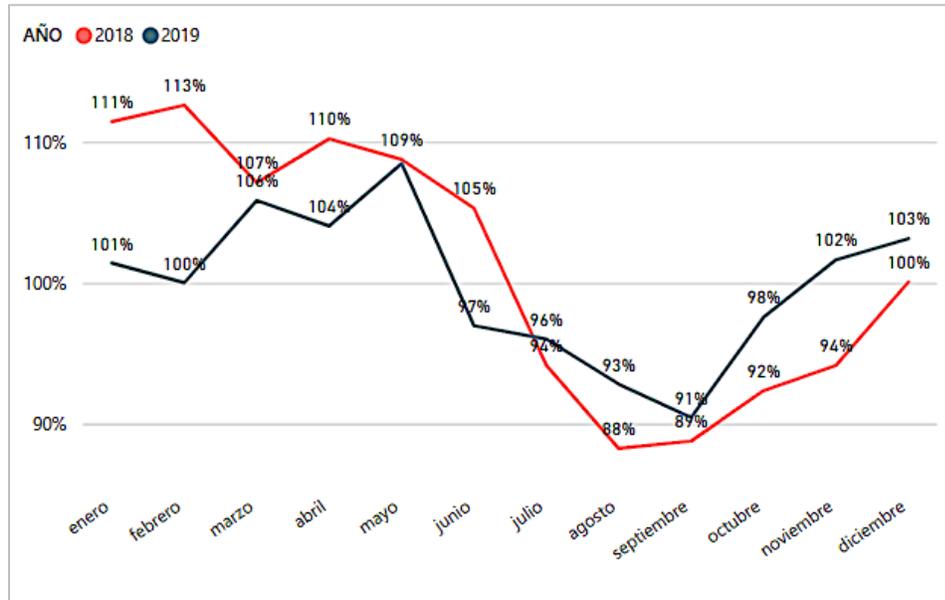
Figura 9. **Energía generada vs. energía vendida en el mercado a término, detalle mensual 2019**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*. Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

A partir de la figura 8 y 9 se obtienen los porcentajes de energía generada con respecto a la energía comprometida en el mercado a término.

Figura 10. **Porcentajes de energía generada vs. energía mercado a término**

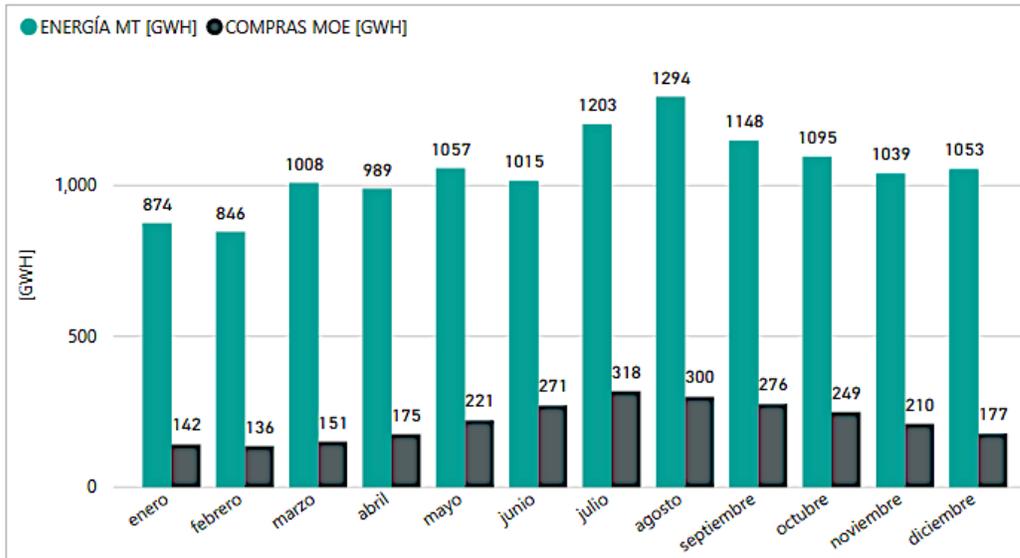


Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.
 Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

4.3. **Agentes generadores respaldado energía en el mercado a término**

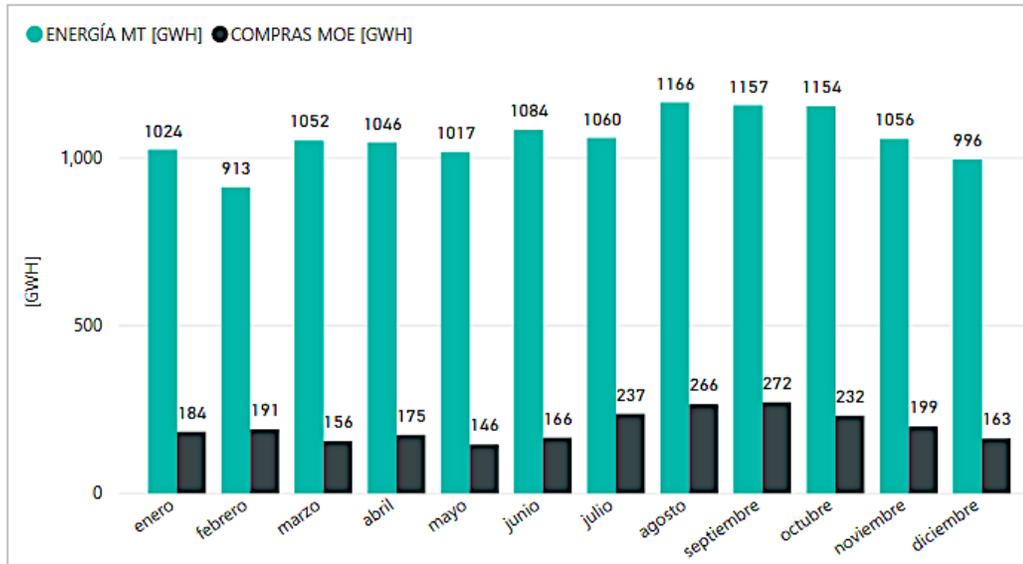
A continuación, se muestran la energía vendida en el mercado a término y la energía vendida en el mercado de oportunidad de forma general.

Figura 11. **Energía vendida en el mercado a término vs. energía vendida mercado de oportunidad, detalle mensual 2018**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.
 Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

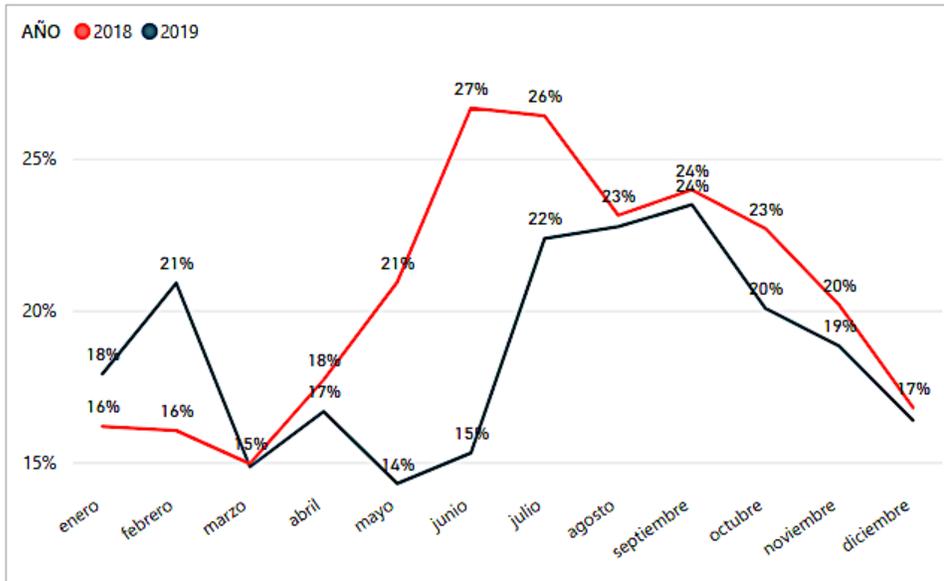
Figura 12. **Energía vendida en el mercado a término vs. energía vendida mercado de oportunidad, detalle mensual 2019**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.
Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

A partir de los resultados de la figura 11 y 12 se obtienen los porcentajes de compras en el mercado de oportunidad con respecto a las ventas en el mercado a término de los agentes generadores.

Figura 13. **Porcentajes mensuales compras en el mercado de oportunidad**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM, (*Resultados de Operación, 2020*)

Para acceder a la herramienta de análisis, es posible ingresar a la hoja de presentación del modelo de datos disponible en línea indicada en el apéndice del trabajo de investigación.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Potencia máxima y asignación de OFE

Las potencias máximas identificadas y clasificadas por tipo de tecnología de generación muestran que la capacidad instalada predominante en el SNI es la generación hidroeléctrica, seguidas por las turbinas de vapor e ingenios cogeneradores.

La generación hidroeléctrica depende de la variabilidad climática, esto se refleja en sus resultados de sus factores de carga obtenidos en los tres años analizados, la asignación de OFE es la misma para todo el año estacional, es decir que cuenta con la posibilidad de contratarse hasta ese valor de potencia sin contar con la energía propia para abastecer sus compromisos contractuales de energía, tomando esa energía del mercado de oportunidad. En este sentido es importante mencionar que contando con una capacidad instalada de generación hidroeléctrica de aproximadamente 1,400 MW tendrá como resultado que el impacto en la variabilidad climática tendrá efectos en la disponibilidad de energía de esta tecnología y por lo tanto en el aumento en las compras de energía para abastecer sus contratos en el mercado a término.

Los porcentajes de reconocimiento de potencia máxima como OFE alcanzan para la generación hidroeléctrica hasta el 93 % y con factores de carga que se aproximan al 40 %, para este tipo de tecnología de generación se considera que no tuvo limitaciones en el despacho económico.

La energía geotérmica por su tipo de tecnología y costo es una planta base del SNI, esto se refleja en sus factores de carga de hasta el 92 % y con reconocimientos de potencia como OFE entre el 67 y 78 %, lo cual es un caso contrario a las hidroeléctricas planteado desde estos términos.

La asignación de OFE se realiza de forma anual y es variable cada año, dentro de la asignación de OFE no se considera el hecho que existan centrales generadoras que ya cuentan con contratos establecidos en licitaciones de largo plazo con las empresas de distribución, lo cual es relevante ya que si una central generadora resulta con OFE disminuida por ser desplazada en el despacho, tendría afectaciones económicas en la gestión del proyecto de generación porque tendría que comprar esa OFE disminuida para honrar su contrato de largo plazo.

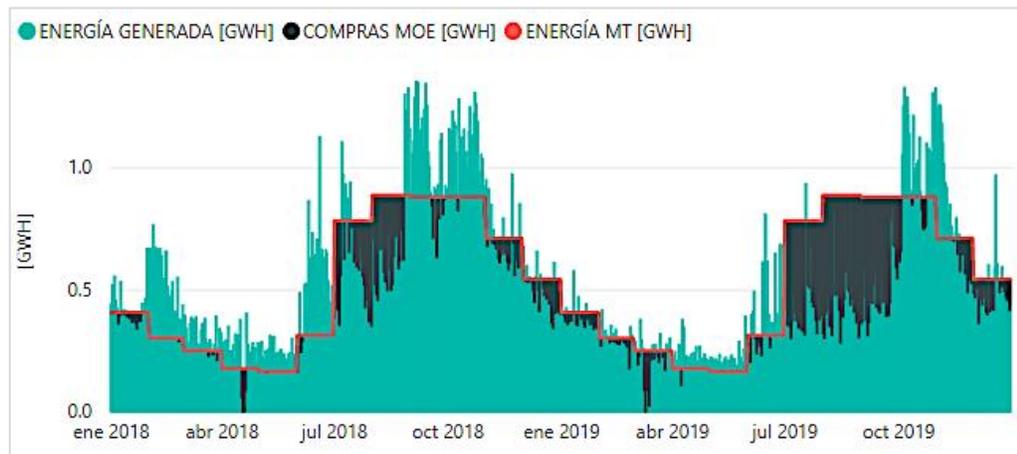
5.2. Exposición al mercado de oportunidad de los agentes generadores

Se verifica la situación comercial de los agentes generadores a partir de los resultados de los informes de transacciones económicas, lo cual refleja una alta participación del mercado de oportunidad en el mercado a término, esto no se refleja en los resultados generales presentados en la Figura 10, en donde en el primer semestre se obtienen valores de energía generada mayores a la energía comprometida en contratos del mercado a término.

Los porcentajes de compras en el mercado de oportunidad varían según el mes que se evalúe, esto refleja una estacionalidad dependiendo de la disponibilidad de los recursos de generación para los casos de la generación hidroeléctrica y la generación de los cogeneradores.

Se verifican casos de agentes específicos que interactúan en el mercado de oportunidad:

Figura 14. **Caso 1: energía generada y compras mercado de oportunidad**

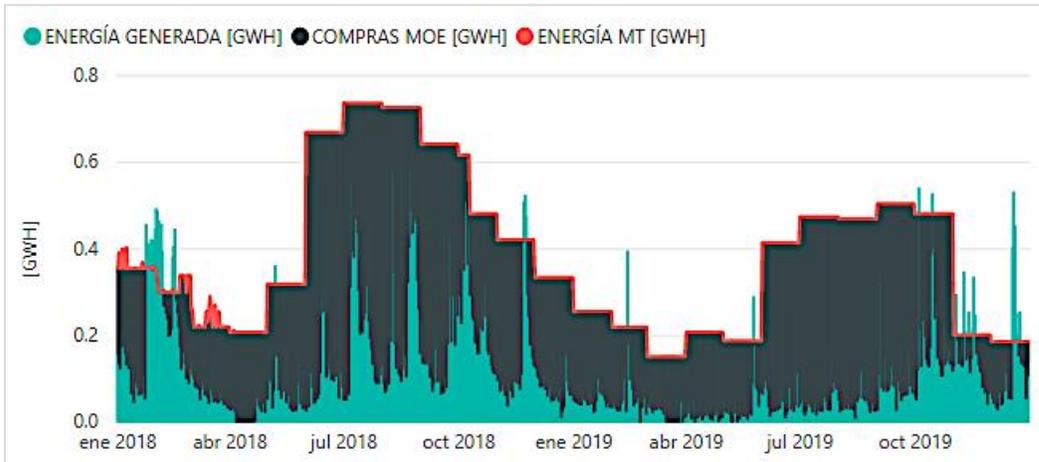


Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*. Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

En la figura anterior es posible verificar cómo la contratación de energía en el mercado a término sigue un patrón de disponibilidad de energía generada propia y los desbalances en los pronósticos se cubren del mercado de oportunidad teniendo como resultados un 16 % de compras y un 15 % de ventas.

Para el siguiente caso se presenta una situación en donde el mercado de oportunidad tiene una alta participación en la garantía de los compromisos contractuales del agente.

Figura 15. **Caso 2: energía generada y compras en el mercado de oportunidad**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*. Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

Para el caso del agente generador anterior, se evidencia la contratación en el mercado a término en momentos en donde no cuenta con la energía generada propia, para lo cual utiliza el mercado de oportunidad para abastecer sus contratos en un total de 71 % del periodo de evaluación. En este sentido el agente generador, tomó la señal que, si cuenta con la potencia asignada como OFE, tiene la opción de entrar al mercado de la energía y buscar contratos de esta en el mercado a término sin necesidad de generarla.

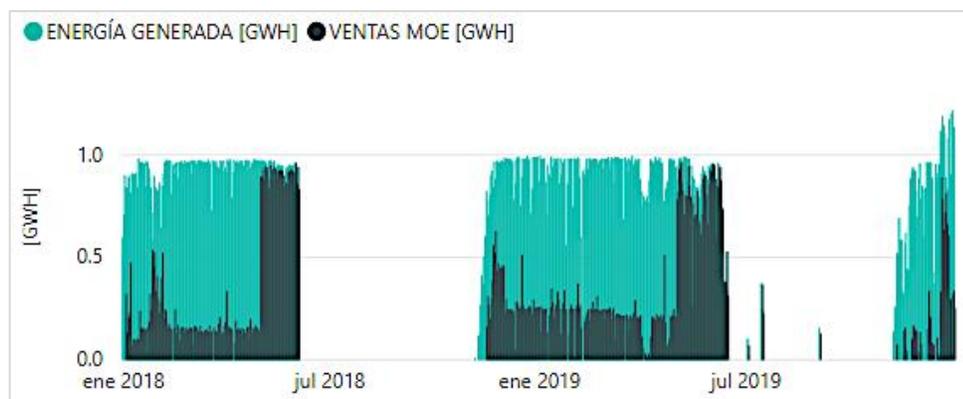
5.3. Agentes generadores respaldado energía en el mercado a término

Los datos demuestran que existen agentes generadores que comprometen energía en el mercado a término sin contar con la energía generada y respaldan esta energía del mercado de oportunidad, visto desde la otra perspectiva, esto quiere decir que existen agentes que en ese momento están vendiendo su

energía generada al mercado de oportunidad porque no tienen contratos de energía en el mercado a término.

Para corroborar esta información, fue necesario entrar al detalle de las ventas de energía al mercado de oportunidad de cada uno de los agentes generadores para lo cual se identificó el siguiente caso.

Figura 16. **Caso 3: energía generada vs. ventas en el mercado de oportunidad**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*. Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

Los resultados permiten comprobar que existen casos dentro de los agentes generadores que respaldan la energía del mercado a término de terceros, esto varía de forma mensual, por ejemplo, se refleja para el caso del agente 3 de la Figura 16. en el mes de mayo de 2018 vendió prácticamente el 95 % de su energía generada al mercado de oportunidad. Los meses de julio y septiembre del año 2019 no se consideraron ya que representan pruebas de potencia máxima, en donde la energía inyectada por normativa es vendida en el MOE.

CONCLUSIONES

1. La OFE es una señal de contratación de corto plazo, ya que su asignación se realiza de forma anual dependiente del despacho de generación pronosticado, lo cual genera incertidumbre para la inversión que es a largo plazo y no garantiza la disponibilidad de energía en el parque generador del SNI para el abastecimiento de la demanda.
2. La metodología de asignación de OFE brinda oportunidades de contratación de potencia con energía asociada para un año estacional a las distintas tecnologías de generación que no están relacionadas específicamente con su disponibilidad de energía en el SNI.
3. Existen agentes generadores que venden energía en el mercado a término sin contar con la propia energía generada, haciendo que el mercado de oportunidad sea un mercado de especulación y no un mercado de desviaciones de energía, tomando del mercado de oportunidad hasta un 92 % para el abastecimiento de sus contratos de energía para el periodo de análisis.
4. Se identificaron casos de agentes generadores con ventas en el mercado de oportunidad mayores a sus ventas en el mercado a término, reflejando ventas en el mercado de oportunidad de hasta 96 % de su energía generada limitados en el mercado a término por la sobre contratación de otros agentes generadores que no cuentan con esa energía para el periodo de análisis.

RECOMENDACIONES

1. Que el operador de mercado verifique el riesgo existente por el uso excesivo del mercado de oportunidad para abastecer contratos de energía del mercado a término.
2. Que las reglas de mercado aprobadas por el regulador promuevan que el mercado de oportunidad sea un mercado de desvíos de energía y no un mercado de especulación, por el riesgo de falta de energía disponible en el SNI.
3. Que la señal que debe buscar el operador y regulador de mercado garantice las operaciones en el mercado a término con energía propia y no con energía de terceros que se encuentran limitados en oportunidades de negocio de su energía producida.
4. Para nuevos trabajos de investigación de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, se recomienda realizar el análisis de la parte del consumo, es decir a los agentes consumidores y específicamente de las distribuidoras que acceden al mercado de oportunidad para abastecerse de energía y el impacto que esto representa a las tarifas de los consumidores finales.

REFERENCIAS

1. Acuerdo gubernativo 299-98. Congreso de la República de Guatemala. (25 de mayo 1998). Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Diario de Centro América, Guatemala, Guatemala. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=35AMM-reglamento-amm.pdf
2. Administrador del Mercado Mayorista. (2019). *Programación de largo plazo*. Guatemala: Autor. Recuperado de: https://www.amm.org.gt/pdfs2/programas_despacho/03_PROGRAMAS_DE_LARGO_PLAZO/2019-2020/02_PLP20190501_VD.pdf
3. Administrador del Mercado Mayorista. (2019). *Resultados de Operación*. Guatemala: Autor. Recuperado de: https://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145
4. Administrador del Mercado Mayorista. (2020). *Resultados de Operación*. Recuperado de: https://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145
5. Arango, S., Dyner, I., y Larsen, E. (septiembre, 2006). Lessons from deregulation: understanding electricity markets in South America. *Utilities Policy*. 14 (3). 196-207. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2006.02.001>.

6. Atienza, L., y de Quinto, J. (octubre, 2003). Regulación para la competencia en el sector eléctrico español. Documento de trabajo 10/2003, Recuperado de: <https://www.fundacionalternativas.org/laboratorio/documentos/documentos-de-trabajo/regulacion-para-la-competencia-en-el-sector-electrico-espanol>
7. Bazán Navarro, C. E. (abril, 2004). Análisis de la competencia en un mercado mayorista de electricidad: el caso de España. Documento de trabajo 2004-04, 6-7. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/4999076_Analisis_de_la_competencia_en_un_mercado_mayorista_de_electricidad_el_caso_de_Espana
8. Castro-Rodríguez, F., y Siotis, G. (junio, 2010). El efecto del poder de mercado sobre la inversión en generación en mercados eléctricos liberalizados. *Cuadernos económicos de ICE* 79, 140-159. Recuperado de: <http://fcastro.webs.uvigo.es/papers/EI%20Efecto%20del%20PoderMercado%20sobre%20Inversion-ICE10.pdf>
9. Dammert, A., García Carpio, R., y Molinelli, F. (2010). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima, Perú: Fondo editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Recupero de: <https://files.pucp.education/departamento/economia/LDE-2008-02.pdf>

10. Fabra, N. (septiembre, 2007). La electricidad: mercado, inversiones y garantía de suministro. *Secretaría General Técnica*, (364), 63-75. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/10016/5013>
11. Flórez Estrada, M. P., Gómez Duque, B. M., y García Rendón, J. J. (agosto, 2016). Análisis comparativo de diferentes esquemas de suficiencia en generación eléctrica: Algunas reflexiones para el mercado eléctrico en Colombia. *Center for Research in Economics and Finance*, (16-18), 1-32. Recuperado de: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2826110#
12. García Rendón, J. J., y Pérez Botero, S. (abril, 2005). Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano. *Ecos de Economía*, 9(20), 129-156. Recuperado de: <http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ecos-economia/article/view/1977/1986>
13. Ibarburu, M. (agosto, 2001). Regulación en los mercados eléctricos competitivos. *UR. FCS-DE*, 8(1). Recuperado de: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/1938>
14. Millán Navarro, R. (1999). *Los mercados de futuros de electricidad*. Madrid, España: S.L. Civitas ediciones. Recuperado de: <https://docplayer.es/2375284-Los-mercados-de-futuros-de-electricidad-rocio-millan-navarro.html>
15. Okumura Suzuki, P. A. (julio, 2015). El mercado mayorista de electricidad en el Perú. *THEMIS-Revista de derecho*, (68), 261-277.

Recuperado de:
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5727627>

16. Rodríguez Romero, L. (enero, 1999). Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español. *Economistas*, 82 , 121-132. Recuperado de: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/4474?show=full#preview>
17. Rudnick, H. (diciembre, 1998). Latin American deregulation processes / Latin American Experience. *IEEE Power Engineering Review*, 18(12), 10-12. Recuperado de: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/deregulation98.pdf>
18. Sánchez Jiménez, J. A. (2012). *Sistemas Eléctricos. Pagos por capacidad vs mercados de capacidad* (Tesis de licenciatura). Universidad Carlos III de Madrid, España. Recuperado de: <https://core.ac.uk/reader/30046680>
19. Villareal, J., y Córdoba de la Rosa, M. (diciembre, 2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia. *Ingeniería e Investigación*, 28(3), 105-115. Recuperado de: <https://www.redalyc.org/pdf/643/64328316.pdf>
20. Vives, J. (julio, 2006). El reto de la competencia en el sector eléctrico. *IESE Occasional Papers*, 13(6) 1-16. Recuperado de: <https://blog.iese.edu/xvives/files/2012/01/OP-06-13-El-reto-de-la-competencia-en-el-sector-el%C3%A9ctrico.pdf>

APÉNDICES

Apéndice 1. **Código QR para acceso a herramienta de análisis**



Fuente: elaboración propia, realizado con generador de códigos QR (2021). *Códigos QR*.

Recuperado de: <https://www.codigos-qr.com/generador-de-codigos-qr/>

Apéndice 2. Energía y potencia máxima por tecnología

CLASIFICACIÓN	AÑO ESTACIONAL	Suma de OFE MW	Suma de POTENCIA MÁXIMA MW	Suma de ENERGÍA GWH	FC1	FC2
Geotérmicas	17-18	26.3161	35.232	249.87635	108.39%	80.96%
Geotérmicas	18-19	26.4048	39.276	244.4834	105.70%	71.06%
Geotérmicas	19-20	25.7018	32.849	264.984125	117.69%	92.09%
Hidroeléctricas	17-18	1160.4701	1257.745	5667.619575	55.75%	51.44%
Hidroeléctricas	18-19	1240.2891	1329.797	4645.099875	42.75%	39.88%
Hidroeléctricas	19-20	1344.5459	1463.626	4489.75005	38.12%	35.02%
Ingenios cogenera	17-18	466.3006	570.337	1992.813325	48.79%	39.89%
Ingenios cogenera	18-19	459.3329	529.928	2643.2962	65.69%	56.94%
Ingenios cogenera	19-20	484.7307	648.016	3070.2302	72.30%	54.09%
Inter MEX	17-18	235.668	240	621.445	30.10%	29.56%
Inter MEX	18-19	231.876	240	1041.006	51.25%	49.52%
Inter MEX	19-20	230.352	240	1028.265	50.96%	48.91%
Motores reciproca	17-18	516.5797	537.5345	302.364175	6.68%	6.42%
Motores reciproca	18-19	437.0136	475.6995	473.490725	12.37%	11.36%
Motores reciproca	19-20	371.5173	404.2241	373.29935	11.47%	10.54%
Turbinas de gas	18-19	73.6567	75.771	3.08645	0.48%	0.46%
Turbinas de Vapo	17-18	412.8033	600.471	2468.586325	68.27%	46.93%
Turbinas de Vapo	18-19	343.2485	467.007	3073.490975	102.22%	75.13%
Turbinas de Vapo	19-20	486.1223	525.038	3104.72365	72.91%	67.50%

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación.*

Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

Apéndice 3. Reconocimiento de potencia por tecnología

CLASIFICACIÓN	AÑO ESTACIONAL	Suma de OFE MW	Suma de POTENCIA MÁXIMA MW	Reconocimiento de Potencia
Geotérmicas	17-18	26.3161	35.232	74.69%
Geotérmicas	18-19	26.4048	39.276	67.23%
Geotérmicas	19-20	25.7018	32.849	78.24%
Hidroeléctricas	17-18	1160.4701	1257.745	92.27%
Hidroeléctricas	18-19	1240.2891	1329.797	93.27%
Hidroeléctricas	19-20	1344.5459	1463.626	91.86%
Ingenios cogeneradores	17-18	466.3006	570.337	81.76%
Ingenios cogeneradores	18-19	459.3329	529.928	86.68%
Ingenios cogeneradores	19-20	484.7307	648.016	74.80%
Inter MEX	17-18	235.668	240	98.20%
Inter MEX	18-19	231.876	240	96.62%
Inter MEX	19-20	230.352	240	95.98%
Motores reciprocantes	17-18	516.5797	537.5345	96.10%
Motores reciprocantes	18-19	437.0136	475.6995	91.87%
Motores reciprocantes	19-20	371.5173	404.2241	91.91%
Turbinas de gas	18-19	73.6567	75.771	97.21%
Turbinas de Vapor	17-18	412.8033	600.471	68.75%
Turbinas de Vapor	18-19	343.2485	467.007	73.50%
Turbinas de Vapor	19-20	486.1223	525.038	92.59%

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del AMM. *Resultados de Operación*.

Consultado el 18 de octubre de 2020. Recuperado de: <https://www.amm.org.gt>.

