



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NCC-13,
PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD POR
PARTE DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE
MANTENIMIENTO**

M.A. Ing. Derik Estuardo Alvarado Ayala

Asesorado por la M.A. Ing. Luis Manuel Pérez Archila

Guatemala, noviembre 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NCC-13,
PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD POR
PARTE DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE
MANTENIMIENTO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**M.A. ING. DERIK ESTUARDO ALVARADO AYALA
ASESORADO POR M.A. ING. LUIS MANUEL PÉREZ ARCHILA**

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, NOVIEMBRE 2023

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	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

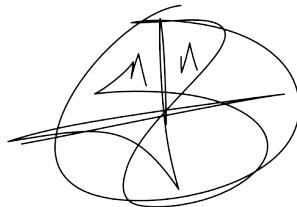
DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera (a. i.)
DIRECTORA	Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Carlos Alfredo Boj de León
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NCC-13,
PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD POR
PARTE DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE
MANTENIMIENTO**

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



M.A. Ing. Derik Estuardo Alvarado Ayala

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.754.2023

El Decano 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 Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **PROUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NCC-13, PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE MANTENIMIENTO**, presentado por: **M.A. Ing. Derik Estuardo Alvarado Ayala**, 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



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DECANO a.i.
Facultad de Ingeniería

Decano a.i.

Guatemala, noviembre de 2023

JFGR/gaoc



Guatemala, noviembre de 2023

LNG.EEP.OI.754.2023

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:

**“PROPIUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN
COMERCIAL NCC-13, PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL
MERCADO DE OPORTUNIDAD POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES
PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE MANTENIMIENTO”**

presentado por **M.A. Ing. Derik Estuardo Alvarado Ayala** 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 MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NCC 13, PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE MANTENIMIENTO** del estudiante **Derik Estuardo Alvarado Ayala** quien se identifica con número de carné **200113316** del programa de Maestría En Gestión 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
Maestría En Gestión De Mercados Electricos Regulados
Escuela de Estudios de Postgrado



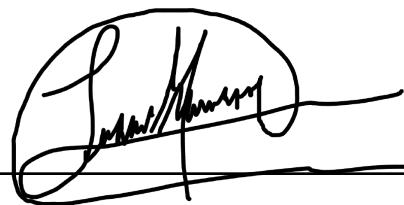
Guatemala, 27 de julio de 2023

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: "**PROUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NCC-13, PARA DISMINUIR LA COMPRA DE ENERGÍA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES DURANTE LOS PERÍODOS DE MANTENIMIENTO**" del estudiante **Derik Estuardo Alvarado Ayala** del programa de **Maestria En Gestión De Mercados Electricos Regulados** identificado(a) con número de carné 200113316.

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



Ing. Luis Manuel Pérez Archila
Ingeniero Electricista
Colegiado 11,492

Msc. Ing. Luis Manuel Pérez Archila

Colegiado No. 11492

Asesor de Tesis

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	A él sea todo el honor y toda la gloria.
Mi familia	Por su apoyo, motivación y sobre todo por ser la alegría de mi vida.
Mis padres	Por sus incontables esfuerzos y sacrificios para darme amor y educación. Dios los bendiga siempre.
Mis suegros y cuñado	Aura Marina Marroquín (q. d. e. p.) y Sergio Santa Cruz (q. d. e. p.) y mi cuñado Sergio Santa Cruz (q. d. e. p.), por su amor, apoyo, enseñanzas e incontables y hermosos recuerdos. Siempre los extrañaré.
Mis hermanos	Alejandro y Cecilia Alvarado, por su apoyo incondicional.
Familia y amigos	

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la <i>alma mater</i> que permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme los conocimientos que me permitieron realizar este trabajo de graduación.
Hidroeléctrica El Cóbano	Por brindarme los recursos y la información necesaria para realizar este trabajo de investigación.
Mis amigos	Por acompañarme durante la carrera.
Mi asesor	M.A. Ing. Luis Manuel Pérez Archila, por guiarme con amplio conocimiento y experiencia durante el trabajo de graduación.
Directores y gerentes de Hidroeléctrica El Cóbano	Quienes bondadosamente me ayudaron a lo largo de la investigación.
Familia y amigos en general	

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XIX
OBJETIVOS	XXV
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXVII
INTRODUCCIÓN.....	XXIX
1. ANTECEDENTES.....	1
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1. El ME de Guatemala	3
2.1.1. Marco institucional.....	4
2.1.2. Marco legal.....	7
2.1.3. Mercado de oportunidad	8
2.1.4. Mercado a término.....	9
2.1.5. Tipos de contrato en el ME nacional	10
2.1.5.1. Contrato por diferencias con curva de carga.....	10
2.1.5.2. Contratos de potencia sin energía asociada.....	11
2.1.5.3. Contratos de opción de compra de energía	12

2.1.5.4.	Contratos por diferencias por la demanda faltante	14
2.1.5.5.	Contratos existentes	15
2.1.5.6.	Contratos de energía generada	15
2.1.5.7.	Contratos de reserva de potencia.....	16
2.1.5.8.	Contrato de respaldo de potencia.....	16
2.1.5.9.	Contrato de respaldo de energía generada	17
2.2.	Contratos en el mercado eléctrico global.....	17
2.2.1.	Mercado SPOT en el ámbito global.....	18
2.2.2.	Mercado a término en el ámbito global	20
3.	PRESENTACIÓN DE DATOS.....	23
3.1.	Cálculo del monto de energía comprada al mercado SPOT durante los períodos de mantenimiento.....	23
3.2.	Valorización del monto de energía comprada al mercado SPOT durante los periodos de mantenimiento.....	31
3.2.1.	Variación de los precios del SPOT.	33
3.3.	Cálculo del efecto de las compras de energía sobre las garantías operativas.....	37
3.3.1.	Cálculo de garantía operativa	39
3.3.2.	Ánálisis de sensibilidad	45
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	49
4.1.	¿Cómo se puede disminuir la compra de energía al mercado SPOT por parte de los participantes productores durante los períodos de mantenimiento?	49

4.2.	¿Cuál es el incremento en el monto de compras de energía al mercado SPOT de los participantes productores durante los paros por mantenimiento?	51
4.3.	¿Cuál es el efecto de las compras de energía en el mercado SPOT durante los mantenimientos sobre las garantías requeridas para operar en el mercado mayorista?	53
4.4.	¿Qué modificación es necesaria en la normativa del ME nacional para permitir la compraventa de energía entre participantes productores y disminuir la compra de energía al mercado de oportunidad durante los paros por mantenimiento?.....	56
4.5.	Propuesta de modificación	58
CONCLUSIONES		61
RECOMENDACIONES		63
REFERENCIAS.....		65
APÉNDICES.....		69
ANEXOS.....		75

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Árbol del problema.....	XXIII
Figura 2.	Marco institucional.....	5
Figura 3.	Marco institucional y agentes del mercado	6
Figura 4.	Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala.....	7
Figura 5.	Gráfica de contrato de diferencia con curvas de carga.....	11
Figura 6.	Gráfica de contrato de potencia sin energía asociada	12
Figura 7.	Descripción gráfica de contrato de opción de compra de energía.....	13
Figura 8.	Funcionamiento de contrato por diferencias por la demanda faltante.....	14
Figura 9.	Gráfica de contrato de energía generada.	15
Figura 10.	Contrato de respaldo de potencia.....	16
Figura 11.	Respaldo de potencia.....	17
Figura 12.	Contrato de respaldo de energía generada	18
Figura 13.	Mercado a término argentino	22
Figura 14.	Gráfico de energía comprada en el mercado SPOT por mantenimientos.....	31
Figura 15.	Monto de compra de energía períodos 2018-2022.....	32
Figura 16.	Gráfica de precios de energía del mercado de oportunidad (USD/MWh).....	34
Figura 17.	Rangos de variación del precio SPOT 2018 – 2022 (USD/MWh).....	36

Figura 18.	Representación del cálculo de garantía preoperativa según NCC-12 del AMM.....	40
Figura 19.	Cálculo de montos máximos promedio y promedio de los últimos 12 meses	42
Figura 20.	Ánálisis de incremento de garantía.....	47

TABLAS

Tabla 1.	Empresas con contratos por diferencias con curva de carga adjudicadas en licitaciones.....	24
Tabla 2.	Datos de adjudicación de empresas generadoras en licitaciones del PEG	24
Tabla 3.	Código nemónico de identificación de participantes productores.	26
Tabla 4.	Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos programados en 2018.....	27
Tabla 5.	Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2019.....	28
Tabla 6.	Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2020.....	29
Tabla 7.	Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2021.....	29
Tabla 8.	Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2022	30
Tabla 9.	Energía comprada al mercado SPOT por mantenimiento del 2018 al 2022 (kWh).....	30
Tabla 10.	Valorización de energía comprada al mercado de oportunidad del 2018 al 2022.....	32

Tabla 11.	Análisis de los precios de energía del mercado de oportunidad 2018 a junio 2022.....	34
Tabla 12.	Análisis estadístico de los precios SPOT.....	35
Tabla 13.	Valorización de la energía promedio anual comprada al mercado SPOT	37
Tabla 14.	Registros históricos de saldos deudores en dólares de los Estados Unidos	41
Tabla 15.	Resultados de iteración y recálculo de garantía.....	46
Tabla 16.	Promedio anual de energía comprada al mercado SPOT 2018- 2022.....	50
Tabla 17.	Promedio anual de valorización de energía comprada al mercado SPOT.....	52
Tabla 18.	Valorización de la energía con variabilidad de enero a diciembre de 2022.....	53

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
USD	Dólar estadounidense
USD/KW-mes	Dólares por kilovatio mes
USD/MWh	Dólares por megavatio hora
h	Horas
KV	Kilovoltio
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio hora.
MW	Mega vatio
MWh	Megavatio hora
%	Porcentaje
P	Potencia
Q	Quetzales
W	Vatio

X

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista. Es el ente encargado de la administración y coordinación del Mercado Mayorista.
CMCP	Costo marginal de corto plazo. Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El valor del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía es aplicable en el nodo del Sistema Nacional Interconectado en el que se ubica la Unidad Generadora Marginal.
CSERLP	Contratos de suministro de energía renovable a largo plazo. Se refiere a acuerdos contractuales de compra y venta de bloques de energía y potencia proveniente de fuentes de energía renovable.
DF	Demanda firme. Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada distribuidor o gran usuario, en el año estacional correspondiente.

ITE	Informe de transacciones económicas, publicado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) mensualmente.
ME	Mercado eléctrico. Es el ámbito en el cual se realizan transacciones de compra-venta de energía y potencia a corto, mediano y largo plazo.
MM	Mercado Mayorista de Electricidad. Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y alargo plazo entre agentes del mercado.
MOE	Mercado de oportunidad de la energía. Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.
NCC	Normas de Coordinación Comercial. Son el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista, y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que tienen por objeto garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.
NCC-4	Norma de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista – Precio de oportunidad de la energía.

NCC-12	Norma de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista – Procedimiento de liquidación y facturación.
NCC-13	Norma de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista – Mercado a término.
OFE	Oferta firme eficiente. Es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o transacción internacional puede comprometer en contratos para cubrir demanda firme que se calcula en función de su oferta firme y de la eficiencia económica de la central generadora o transacción internacional con respecto al conjunto de centrales generadoras instaladas en el Sistema Nacional Interconectado y transacciones internacionales.
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista.
SNI	Sistema Nacional Interconectado. Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.
SPOT	Precio del mercado de oportunidad de la energía. Es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, establecido por el

Administrador del Mercado Mayorista como resultado
del despacho.

RESUMEN

Una actividad necesaria para todas las centrales de generación es la planificación y ejecución de mantenimientos, de manera que se incremente la disponibilidad, confiabilidad y se maximice la generación de energía. Sin embargo, para las centrales de generación que cuentan con contratos del mercado a término con comercializadoras o distribuidoras, la energía comprometida que no se genera durante estos períodos debe ser comprada al mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales.

Cuando los participantes productores del mercado de electricidad realizan paradas por mantenimiento se ven expuestos a la variabilidad del mercado de oportunidad ya que la normativa vigente no permite la compraventa de energía entre participantes productores, lo cual afecta considerablemente la estructura de costos de mantenimiento de las centrales de generación.

Este estudio se enmarca desde una perspectiva del sector eléctrico nacional y como afecta el contexto de la generación de energía. Se busca identificar los principales factores que contribuyen a disminuir las compras de energía al mercado de oportunidad por parte de las centrales de generación durante los períodos de mantenimiento.

Se analizan principalmente los estudios publicados en relación con las herramientas existentes a nivel global para la contratación de potencia y energía. Así mismo, estudios que abordan las relaciones comerciales entre agentes de un mercado eléctrico y la utilización de garantías para asegurar el cumplimiento de los compromisos contractuales en los mercados eléctricos globales.

Posteriormente se realiza el planteamiento del problema y su formulación con un análisis exhaustivo del contexto en que se desarrollan las principales incidencias del problema observado. En este caso el problema se analiza desde el punto de vista comercial y normativo.

Para la obtención de datos, se identificaron agentes generadores participantes en ME, con contratos con alta exposición a los precios del mercado SPOT. Para cada generador identificado, se calcularon los montos de energía comprada durante los períodos de mantenimiento, así como la valorización de dicha energía en dólares americanos, para un horizonte de cinco años. Los registros de información se extrajeron de los informes de transacciones económicas (ITE) publicados mensualmente por el administrador del mercado mayorista AMM.

Así mismo, se analizó utilizando estadística descriptiva, la variabilidad de los precios del mercado de oportunidad y como afectan los montos de energía comprados durante los mantenimientos. De igual manera se realizó un análisis de sensibilidad para determinar como la compra de energía afecta las garantías necesarias para operar en el mercado eléctrico.

Derivado del análisis de datos, se determinó que los participantes productores están expuestos a la alta variabilidad de los precios del mercado, ya que para un mismo volumen de energía los montos de compra en dólares americanos pueden variar de 1.50 % a 411.66 %, en caso de la variabilidad de los precios del mercado SPOT de 2022. Valuando el mismo volumen de energía al valor del precio máximo y mínimo del período.

Como una nueva herramienta para proteger a los generadores de la alta variabilidad de los precios del mercado SPOT, se propone la modificación de la

norma NCC-13, para incluir dos figuras contractuales entre participantes productores, que permitan las transacciones de compra venta de energía entre estos. Dicha modificación a la normativa vigente proveerá a los productores de figuras contractuales que disminuirá los montos de compra de energía durante las realización de sus mantenimientos mayores, al establecer acuerdos contractuales a mediano y largo plazo con precios topes de energía.

La existencia de más herramientas para realizar transacciones de energía y potencia provee a los generadores de una herramienta para disminuir sus costos financieros e incentivar la inversión en el subsector.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Cuando un participante productor del ME guatemalteco tiene compromisos contractuales con otro agente del sector, este debe proveer físicamente la energía y potencia especificada en el contrato de compra – venta de energía y potencia o en su defecto comprar la energía faltante en el mercado de oportunidad para cumplir los compromisos de entrega establecidos en el contrato.

Contexto general

Si un participante productor debe realizar mantenimientos programados durante varios días, debe recurrir a la compra de energía al mercado de oportunidad para cumplir con los requerimientos del contrato. La normativa actual que rige el mercado a término no contempla una figura de contrato en la cual participantes productores puedan pactar libremente compraventa de energía y potencia.

El contexto laboral en el que me desempeño (participante productor hidroeléctrico), he identificado el incremento de los costos de mantenimiento, por altas compras de energía al mercado de oportunidad durante los períodos de mantenimiento, lo cual afecta directamente las finanzas de la empresa y por ende el desempeño general de la organización. Las compras de energía en el mercado de oportunidad exponen al participante productor a la variabilidad de los precios en función del agente que margine en determinado momento.

Descripción del problema

Durante los períodos de mantenimiento, los participantes productores deben exponerse al riesgo que provee la alta variabilidad de los precios del mercado de oportunidad de energía, esto debido a la necesidad de cumplir con diversos compromisos contractuales previamente adquiridos.

Según la última publicación de información estadística preliminar del segundo trimestre de 2022 AMM, (2022), la oferta de energía producida por Hidroeléctricas, con una participación en la matriz energética del país del 43 %, se ve afectada por las condiciones hidrológicas existentes en la región, así como por los precios de materias primas y combustibles a nivel global, lo cual ejerce un efecto directo sobre la alta variabilidad de los precios SPOT.

El conjunto de estos factores afecta directamente las distintas tecnologías que integran nuestra matriz energética, los costos de producción y por ende el precio determinado por medio del agente productor que margine en un período específico.

Actualmente no existe un mecanismo en el cual un participante productor pueda protegerse de la exposición al riesgo de la variabilidad de los precios del mercado de oportunidad, ya que no puede realizar compras – ventas de energía con otro participante productor durante períodos de mantenimiento.

En la normativa vigente se establece que el funcionamiento del mercado a término no define una figura contractual mediante la cual se pueda pactar libremente curvas de carga con o sin potencia asociada entre participantes productores.

Recientemente el AMM, contrató un estudio con la empresa Synex, en el cual se evalúa la necesidad de una actualización regulatoria del mercado mayorista de Guatemala. En el informe final proporcionado, el consultor hace énfasis en la necesidad de evaluar nuevas opciones de contratos entre agentes productores ya que no existe motivo para impedir la existencia de nuevas modalidades de contrato (Synex, 2020).

Formulación del problema

Los costos de mantenimiento constituyen un rubro esencial en los esquemas financieros de las centrales de generación. Uno de los factores que contribuyen al aumento de dichos costos es el efecto directo de los precios del mercado SPOT.

Así mismo los altos costos de mantenimiento, representan un factor importante en la toma de decisión de nuevas inversiones a nivel local en el sector eléctrico. Es de importancia identificar los factores que contribuyen a disminuir los costos de mantenimiento de las centrales de generación, especialmente en términos de normativa que facilite las operaciones de compraventa de energía entre participantes productores. Debido a lo anteriormente expuesto, se plantea el siguiente problema:

Altas compras de energía al mercado de oportunidad por parte de los participantes productores durante los períodos de mantenimiento.

Esto lleva a plantear la pregunta principal de este estudio: ¿Qué modificación es necesaria en la normativa del ME nacional para permitir la

compra – venta de energía entre participantes productores y disminuir la compra de energía al mercado de oportunidad durante los paros por mantenimiento?

Para resolver el problema planteado es necesario responder las siguientes preguntas:

Pregunta central

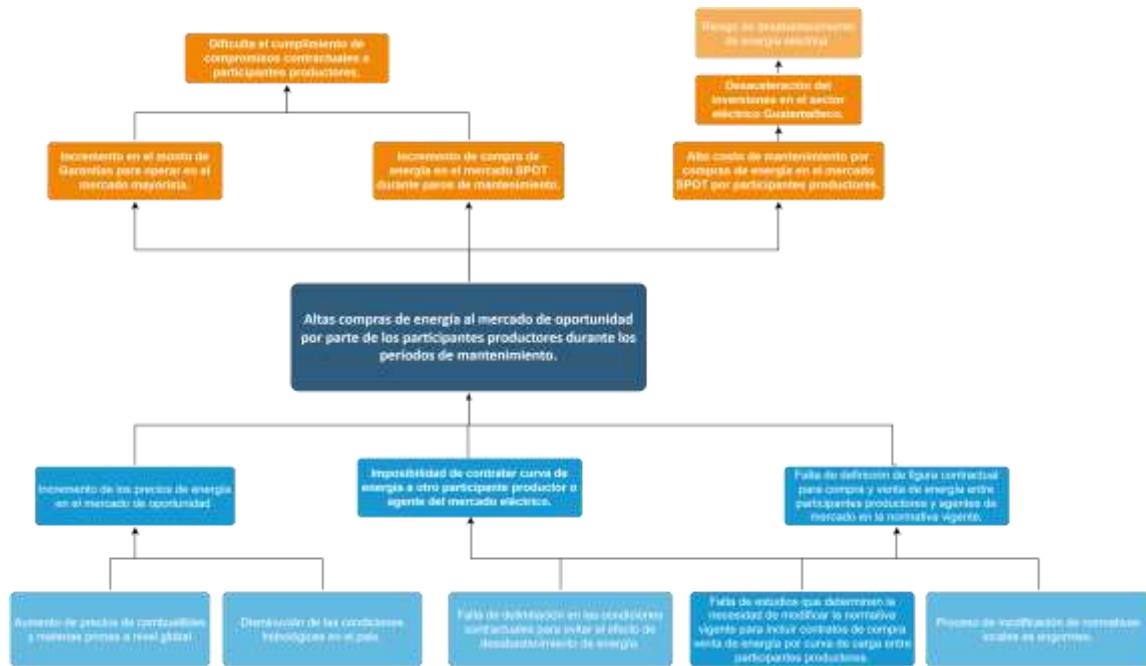
¿Qué modificación es necesaria en la normativa del ME nacional para permitir la compraventa de energía entre participantes productores y disminuir la compra de energía al mercado de oportunidad durante los paros por mantenimiento?

Preguntas auxiliares

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

- ¿Cómo se puede disminuir la compra de energía al mercado SPOT por parte de los participantes productores durante los períodos de mantenimiento?
- ¿Cuál es el incremento en el monto de compras de energía al mercado SPOT de los participantes productores durante los paros por mantenimiento?
- ¿Cuál es el efecto de las compras de energía en el mercado SPOT durante los mantenimientos sobre las garantías requeridas para operar en el mercado mayorista?

Figura 1.
Árbol del problema



Nota. A través de la imagen se presenta el problema, causas y consecuencias. Elaboración propia, realizado en Microsoft Visio.

OBJETIVOS

General

Generar una propuesta de modificación de la norma de coordinación comercial NCC-13 “Mercado a Término” que contribuya a disminuir la compra de energía al mercado de oportunidad por participantes productores durante los períodos de mantenimiento.

Específicos

1. Identificar los factores que contribuyen a disminuir las compras de energía al mercado SPOT por parte de los participantes productores, durante los períodos de mantenimiento.
2. Establecer el valor de las compras de energía al mercado SPOT de los participantes productores, durante los paros por mantenimiento.
3. Determinar el efecto de las compras de energía en el mercado SPOT durante mantenimientos sobre las garantías requeridas para operar en el mercado mayorista.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

Esta investigación se constituyó por un diseño de investigación no experimental, ya que no se realizaron ensayos de laboratorio para identificar o determinar la información necesaria para el cumplimiento de los objetivos del estudio, así mismo, no se realizó manipulación de variables en laboratorio.

El alcance de la investigación es del tipo descriptivo, ya que se estudiaron las características de caso y analizó el estado del arte respecto al tema.

Al haber desarrollado este trabajo de investigación se proporcionó al sector eléctrico guatemalteco de una herramienta a los participantes productores para evitar la exposición al riesgo que representa el mercado de oportunidad, por medio de la propuesta de un nuevo tipo de contrato, que permitirá establecer la compraventa de energía entre participantes productores.

Se trabajará con técnicas cuantitativas y cualitativas, por lo que el enfoque del estudio propuesto es del tipo mixto.

Desde una perspectiva de técnicas cuantitativas se abordó este trabajo de investigación, ya que se estudiaron estadísticamente los valores de las compras de energía al mercado de oportunidad por parte de los participantes productores del mercado eléctrico nacional, así mismo se analizó el impacto sobre el cálculo requerido por el AMM de las garantías para operar. También se aborda el caso de estudio desde una perspectiva cualitativa ya que se desarrolló una exhaustiva investigación documental para determinar el estado del arte sobre el tema.

Debido a que se desarrollaron descripciones del fenómeno estudiado y analizaron específicamente las características de los factores que ejercen influencia sobre el caso de estudio, esta investigación se clasifica en términos de alcance del trabajo de investigación del tipo descriptivo.

INTRODUCCIÓN

En esta investigación se realiza un análisis exhaustivo de los costos de mantenimiento de las centrales generadoras, así mismo evalúa desde el punto de vista económico y comercial, las incidencias de estos sobre las compras de energía al mercado de oportunidad.

Se abordan inicialmente estudios existentes sobre el mercado a término, con un análisis de su utilización a nivel global, los tipos de contratos existentes en otros países y las garantías utilizadas para asegurar el cumplimiento de estos. Así mismo se analiza desde el punto de vista normativo la legislación vigente, los tipos de contratos y los mecanismos de utilización de garantías en el MM de electricidad de Guatemala.

Por otro lado, se plantea el problema en un contexto nacional, con un análisis desde el punto de vista comercial y normativo, se describen las características que validan la persistencia de este en el mercado eléctrico nacional y como este afecta a los distintos participantes del subsector eléctrico.

Se analizan los volúmenes de energía que los generadores deben comprar cuando realizan mantenimientos mayores necesarios para asegurar el funcionamiento eficiente de la central a largo plazo. Así mismo se valora la energía al precio del mercado de oportunidad y se identifica el impacto de las compras de energía sobre las garantías necesarias para operar en el mercado.

A través del análisis de datos realizado, se demuestra como la alta variabilidad de los precios del mercado SPOT, afecta considerablemente las

compras de energía durante la realización de mantenimientos y como los productores necesitan establecer contratos a mediano y largo plazo para protegerse de la alta volatilidad ante las condiciones cambiantes del mercado eléctrico.

Debido a que actualmente no existe en la normativa vigente, figuras contractuales que permitan la compra y venta de energía entre participantes productores, se propone la modificación de la norma NCC-13, para incluir dos nuevos tipos de contrato que permitan las transacciones de compra venta de energía y potencia entre generadores, de manera que el productor pueda protegerse de la alta volatilidad de los precios del mercado, durante la ejecución de sus mantenimientos mayores.

La importancia de esta investigación radica en que, a nivel nacional, no se han realizado estudios que fundamenten de manera específica propuestas para modificar la normativa vigente, en cuanto a nuevos tipos de contrato. La propuesta de contrato para que los participantes productores puedan comprar energía durante las paradas de mantenimiento para evitar su exposición al riesgo del mercado, provee al generador de una herramienta que utilizada adecuadamente, protege al productor de incrementos abruptos de los precios del mercado SPOT, de manera que se mejora la libertad con las que se realizan las transacciones en el mercado, con disminución de costos financieros lo cual fomenta o incentiva la inversión en nuevas plantas de generación.

1. ANTECEDENTES

Actualmente existen trabajos de investigación que estudian las distintas relaciones de comercialización entre agentes en un ME, así como las condiciones que rigen los acuerdos bajo los cuales se llevará a cabo el vínculo comercial y las garantías necesarias para asegurar que los convenios se cumplan.

Se aborda la necesidad de modificar la normativa vigente en el estudio Evaluación sobre la necesidad de actualización regulatoria del mercado mayorista de Guatemala, para incluir nuevas opciones de contratos entre agentes productores. El estudio analiza desde una perspectiva técnica la propuesta de cambios para incluir nuevos tipos de contratos que puedan ser firmados entre agentes del mercado (Synex, 2020).

Por otra parte, en la tesis doctoral *Los contratos en el ME* Sobre, (2002), explora desde la perspectiva legal, los cambios ocurridos en la industria eléctrica en las últimas décadas, los efectos de la desregulación de los mercados eléctricos en países con alta intervención del estado y cómo ha evolucionado la necesidad de contrataciones entre los distintos agentes en estos mercados. El trabajo de investigación aborda, las herramientas desarrolladas para llevar a cabo las distintas negociaciones contractuales.

Flash (2020), aborda la contratación de energía y potencia por medio de fuentes de energía renovable y su beneficio como herramienta para proveer estabilidad a las nuevas inversiones. El autor realiza una investigación bibliográfica sobre los distintos tipos de contratos PPA existentes, sus principales características y obligaciones, así como el concepto de garantías de origen.

Conrads y Berner (2020), abordan desde una perspectiva económica, el comportamiento intrínsecamente variable del ME chileno y el efecto ejercido por la variación de los precios en la negociación de condiciones contractuales.

Respecto al tema de aseguramiento del cumplimiento de las relaciones contractuales establecidas previamente por participantes del mercado, se han publicado varios estudios que analizan desde la perspectiva económica financiera, las herramientas existentes para asegurar el cumplimiento bilateral de las condiciones pactadas y por ende disminuir el riesgo de incumplimiento.

Maradey y Pantoja (2017), publicaron el artículo titulado *Evaluación de las garantías requeridas para cubrir los riesgos en los mercados de futuros de energía eléctrica*. Analiza el objetivo principal de la existencia de acuerdos contractuales en el mercado a término, que es la minimización a la exposición a la variabilidad de aspectos económicos en el ME y su efecto sobre los precios del mercado SPOT.

Lo más relevante para el presente estudio de investigación del trabajo titulado *La Electricidad, mercado, inversiones y garantía de suministro*, Fabra, 2020) es su análisis de la variabilidad de las energías renovables y su impacto sobre los mercados de energía y potencia. Así mismo el autor analiza la incertidumbre y certidumbre de los pagos y la necesidad de cubrir por medio de garantías como herramienta para prever la volatilidad de los mercados.

Varias cláusulas incluidas normalmente en contratos PPA, son estudiadas por Araya (2017), en el contexto de ME, ya que analiza la influencia de esta cláusula sobre la determinación del despacho de las unidades generadoras.

2. MARCO TEÓRICO

Las actividades comerciales relacionadas a energía y potencia se realizan en el ME, este tiene la característica especial de que sus productos no pueden ser almacenados, por lo que debe existir un equilibrio en tiempo real entre oferta y demanda.

2.1. El ME de Guatemala

El ME actual se inicia en 1996, con la promulgación del Decreto No. 93-96 "Ley General de Electricidad". Con la creación de esta ley se crea también el marco institucional del subsector eléctrico de Guatemala. El ME de Guatemala posee una estructura de mercado de tipo mercado mayorista regulado, que cuenta con varios participantes, descritos a continuación:

- Generadores
- Transportistas
- Distribuidores
- Comercializadores
- Grandes usuarios

Este tipo de mercado se basa en costos, ya que sus agentes generadores deben declarar sus costos variables. Estos costos pueden ser auditados por el ente operador y el ente regulador.

En este mercado de electricidad se realizan transacciones de energía, potencia, servicios complementarios y servicios de transporte de energía

eléctrica. En el ME pueden realizarse transacciones en el mercado SPOT o en el mercado a término (contratos).

Se realiza en el ME un despacho del tipo económico, ya que se utiliza la oferta de energía y potencia disponible para suministrar la demanda del sistema en un período determinado con el mínimo coste de operación.

2.1.1. Marco institucional

El marco institucional del subsector eléctrico está conformado por tres entidades descritas en la LGE, las cuales se mencionan a continuación:

Ministerio de Energía y Minas: según se indica en la LGE en su artículo 3 lo siguiente:

El Ministerio de Energía y Minas, en adelante el Ministerio, es el órgano del estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la LGE y su reglamento para el cumplimiento de sus obligaciones. (Decreto 93-96 LGE, art. 3)

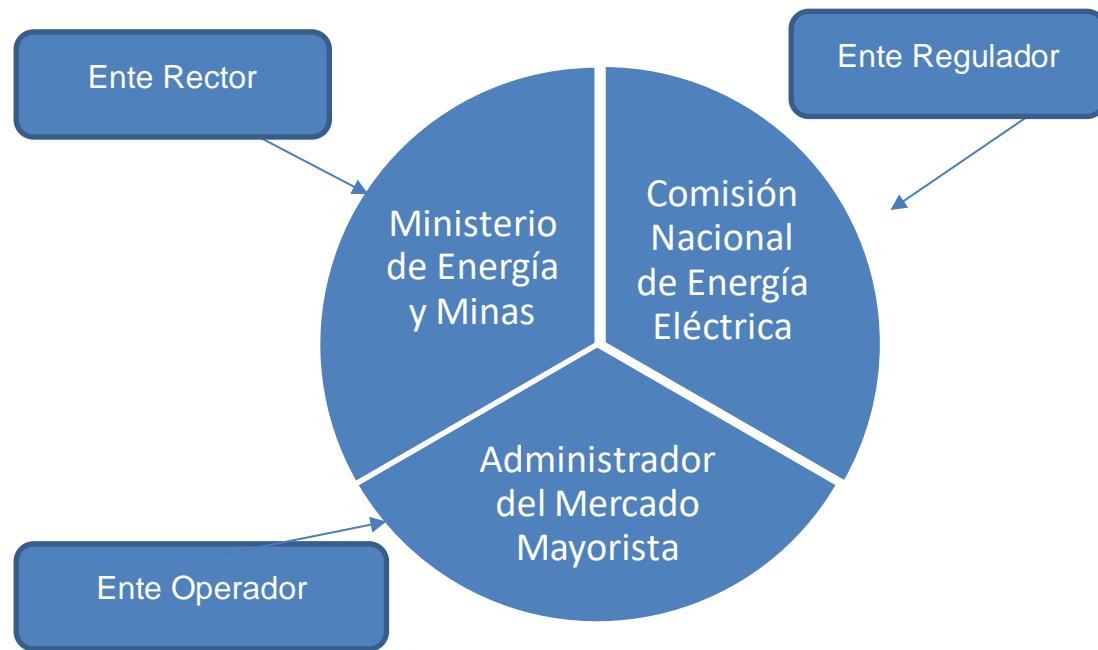
Comisión Nacional de Energía Eléctrica: se crea en la LGE, que indica lo siguiente: “Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como un órgano técnico del ministerio. La comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones” (Decreto 93-96 LGE, art. 4).

Administrador del Mercado Mayorista (AMM): se crea como una institución privada, no lucrativa, asignándosele las funciones siguientes:

- Coordinar la operación de las centrales de generación, interconexiones internacionales y activos de transporte, minimizando el costo para las operaciones del MM.
- Asignación de los precios del mercado SPOT y garantizar el suministro de energía eléctrica y la seguridad del SNI (Decreto 93-96 LGE, art. 44).

Figura 2.

Marco institucional



Nota. Marco institucional del subsector eléctrico guatemalteco. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

La LGE establece en su artículo 7, la separación de funciones de la actividad eléctrica y establece las figuras de los participantes del ME en:

- Generadores
- Transportistas
- Comercializadores

- Distribuidores

Grandes Usuarios

Figura 3.

Marco institucional y agentes del mercado



Nota. Marco institucional del subsector eléctrico y agentes del mercado. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Así mismo, el reglamento de la LGE en su artículo 39, establece la distribución de los agentes del ME, esta separación tiene como objetivo el evitar acciones monopólicas por parte de los participantes.

2.1.2. Marco legal

Enmarcado bajo un conjunto de leyes, reglamentos y normas que establecen las bases para su funcionamiento, se encuentra el subsector eléctrico de Guatemala.

Figura 4.

Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala



Nota. Marco regulatorio del subsector eléctrico guatemalteco. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

La Constitución Política de la República de Guatemala, como ley suprema, fue creada en 1985 por la asamblea nacional constituyente y reformada en 1993. En ella se encuentran plasmados los derechos fundamentales y las obligaciones de sus habitantes.

Se establecen los mecanismos que rigen y monitorean las actividades del ME en la LGE Decreto No. 93-96, conformado por las actividades de generación, distribución, comercialización, transporte y consumo de energía.

Fue creado mediante el Acuerdo Gubernativo 256-97, el reglamento de la LGE el cual sienta las bases para la adecuada aplicación de la LGE, así mismo el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) se aprueba mediante el Acuerdo Gubernativo 299-98, el cual constituye el reglamento específico que regula el funcionamiento del AMM.

2.1.3. Mercado de oportunidad

Un mercado de oportunidad es aquel donde se liquidan las operaciones de compra y venta de energía que no están previamente establecidas en acuerdos contractuales, con términos especialmente negociados. En relación con este mercado el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) establece lo siguiente:

Un mercado de oportunidad o mercado SPOT, existe para la realización de las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido de forma horaria. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible. (RAMM, Acuerdo Gubernativo 299-98, art. 4)

El procedimiento para la realización del cálculo del precio SPOT se establece en la *Norma de coordinación comercial NCC-4 Precio de la Oportunidad de la Energía*.

2.1.4. Mercado a término

Se realiza en este, la contratación entre agentes o grandes usuarios, estableciendo volúmenes, precios y plazos acordados entre los interesados. Así mismo, en estos convenios se establecen libremente los términos de sus acuerdos contractuales.

Estos convenios deben cumplir con lo indicado por la ley y sus reglamentos, así mismo la coordinación de los aspectos comerciales y operativos será realizada por el AMM.

En relación con este mercado, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) en su artículo 4, inciso b), indica lo siguiente:

“b) Un Mercado a Término, para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la Ley serán considerados como pertenecientes al Mercado a Término. Los contratos del Mercado a Término deberán de estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley y sus reglamentos, y su coordinación comercial y operativa será realizada por el Administrador del Mercado Mayorista. Estos

contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes. (RAMM, Acuerdo Gubernativo 299-98, art. 4)

2.1.5. Tipos de contrato en el ME nacional

La NCC-13 “Mercado a Término”, establece los tipos de contrato existentes en el ME del subsector eléctrico guatemalteco. La normativa establece que los participantes consumidores deben contar con acuerdos contractuales de potencia para cubrir con OFE sus requerimientos de “demanda firme”. Así mismo los generadores pueden celebrar acuerdos de “compra de reserva de potencia” para honrar sus acuerdos contractuales de venta de potencia a consumidores.

2.1.5.1. Contrato por diferencias con curva de carga

Tipo de convenio contractual en el que las partes acuerdan un volumen de potencia a contratar para el abastecimiento de DF mientras esté vigente el contrato. Esta potencia no debe superar la OFE del proveedor.

Así mismo el generador se obliga a proveer una curva de demanda horaria de energía durante el plazo del acuerdo contractual. (NCC-13, numeral 13.4.1)

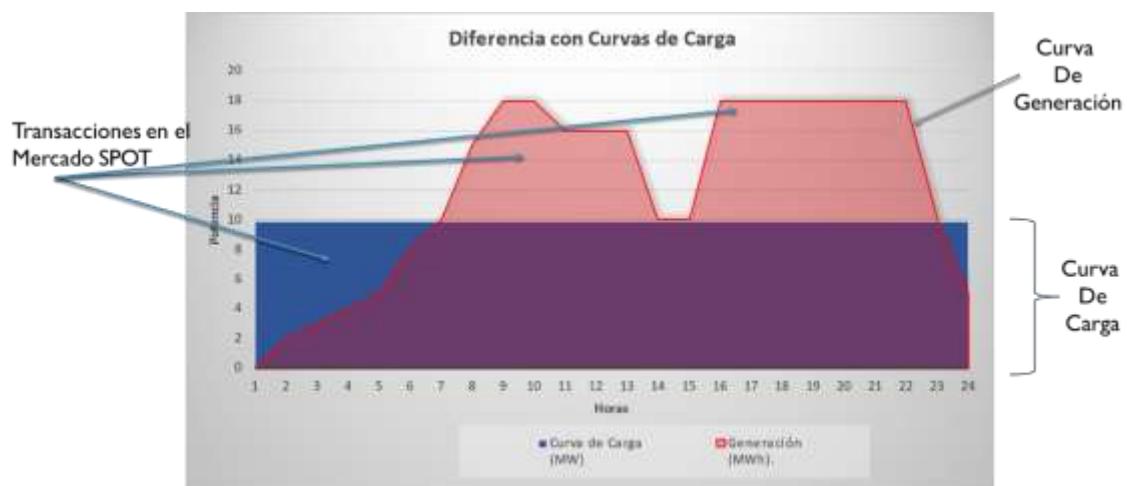
El volumen de energía establecido de manera horaria es asignado al consumidor según el acuerdo contractual y disminuida de la parte productora del contrato. Así mismo el vendedor u oferente puede respaldarse al contratar a otro productor potencia para honrar sus compromisos contractuales.

Es importante denotar que el volumen de energía horaria acordado puede ser abastecida por parte del generador con su propia generación o con la compra del volumen faltante en el mercado SPOT.

A continuación, se muestra un ejemplo gráfico del contrato de diferencia con curvas de carga.

Figura 5.

Gráfica de contrato de diferencia con curvas de carga



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de diferencia con curva de carga. Los excedentes o faltantes son liquidados en el mercado de oportunidad de la energía. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

2.1.5.2. Contratos de potencia sin energía asociada

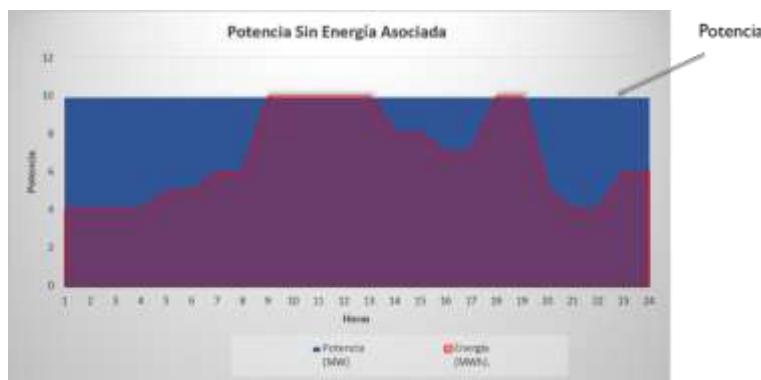
Acuerdo contractual que establece que las partes pactan una cuota de potencia para abastecer DF durante el plazo del contrato. El consumidor puede comprar la energía necesaria en el mercado SPOT.

En este tipo de acuerdo contractual el proveedor ofrece únicamente una cantidad de potencia, parte de su OFE. Sin embargo, la energía asociada a dicha potencia no forma parte del contrato, por lo cual el productor puede vender dicha energía en el mercado SPOT o comprometer en un “contrato de energía generada”.

Se ilustra un contrato de “potencia sin energía asociada” para una duración de 24 hrs. en el siguiente gráfico:

Figura 6.

Gráfica de contrato de potencia sin energía asociada



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de potencia sin energía asociada.
Elaboración propia, con Microsoft Excel.

2.1.5.3. Contratos de opción de compra de energía

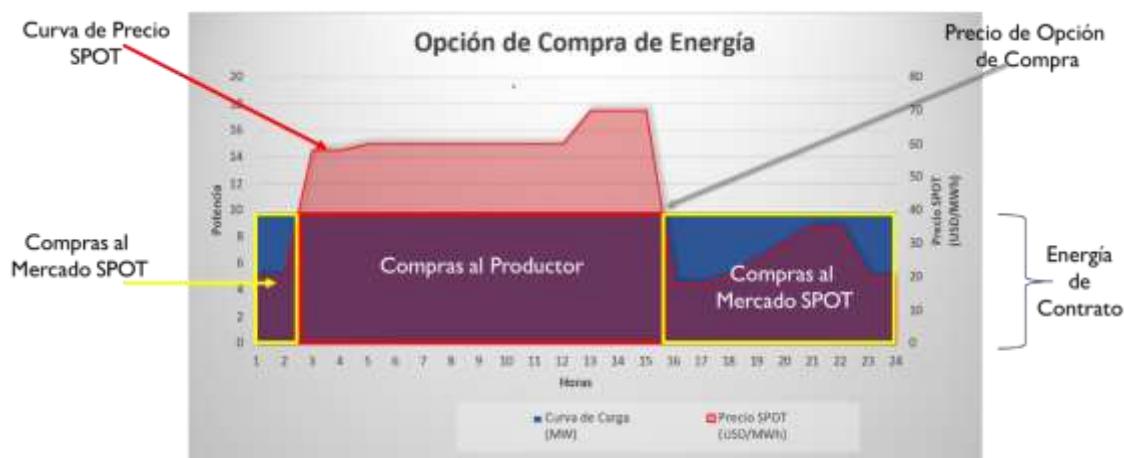
Acuerdo contractual en el cual los interesados pactan una cuota de potencia para cubrir DF mientras esté vigente el contrato, de manera que el generador provee al consumidor energía según mecanismo establecido en la NCC-13 en su numeral 13.4.1 la cual establece lo siguiente:

Se establece por las partes un precio de opción de compra de energía; si el Precio de Oportunidad de la Energía es menor al Precio de Opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el Participante Productor vende con energía propia o comprada en el Mercado de Oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada. (NCC-13 “Mercado a término”, numeral 13.4.1)

Es importante denotar que el productor puede abastecer el volumen de energía con producción propia o comprada en el SPOT.

Figura 7.

Descripción gráfica de contrato de opción de compra de energía



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de opción de compra de energía. Si el precio SPOT es menor al precio establecido se compra al mercado de oportunidad. Elaboración Propia, realizado con Microsoft Excel.

2.1.5.4. Contratos por diferencias por la demanda faltante

El contrato establece un volumen de potencia para cubrir DF durante la validez del contrato, así mismo el generador se obliga a entregar a el precio determinado la energía requerida por el consumidor, hasta la cantidad de potencia pactada.

La Figura 8 muestra una descripción gráfica del funcionamiento de este tipo de acuerdo contractual.

Figura 8.

Funcionamiento de contrato por diferencias por la demanda faltante



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de diferencias por la demanda faltante. La energía demandada relacionada a la potencia contratada se asigna al comprador. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

2.1.5.5. Contratos existentes

Esta denominación se refiere a los contratos que existían antes de la promulgación de la LGE y están descritos en el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM).

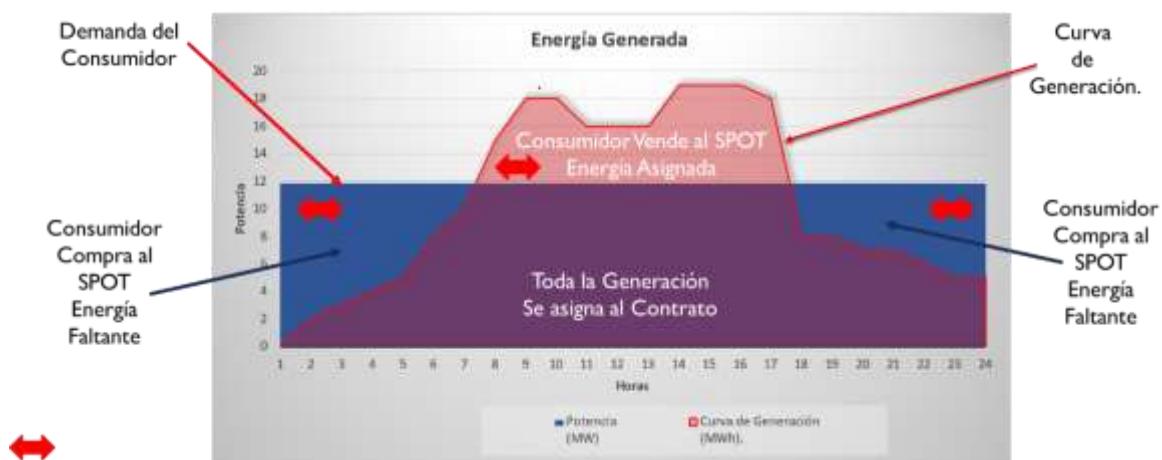
2.1.5.6. Contratos de energía generada

Un productor vende a un consumidor en este acuerdo contractual un porcentaje o un volumen máximo horario de su generación. Es importante denotar que en este tipo de convenio no se compromete potencia para cubrir DF.

Se describe el funcionamiento de este tipo de acuerdo contractual, en la siguiente figura.

Figura 9.

Gráfica de contrato de energía generada



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de energía generada. La energía comprometida en el contrato se asigna al comprador. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

2.1.5.7. Contratos de reserva de potencia

Acuerdo contractual que compromete la potencia disponible de un generador como reserva para ser utilizada por otro generador. La potencia debe ser cubierta por el propio participante productor oferente. Puede observarse el funcionamiento del contrato de reserva de potencia, en la Figura 10.

2.1.5.8. Contrato de respaldo de potencia

Este contrato establece que un generador vende a otro generador un monto de potencia mientras el contrato continue vigente. La potencia debe ser respaldada con OFE. Se presenta una descripción gráfica del contrato de respaldo de potencia, en la siguiente figura.

Figura 10.

Contrato de reserva de potencia



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de respaldo de potencia. La potencia contratada se asigna al comprador. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Mientras el contrato continue vigente se asigna la potencia al generador, al otro participante productor, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 11.
Respaldo de potencia



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de respaldo de potencia. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

2.1.5.9. Contrato de respaldo de energía generada

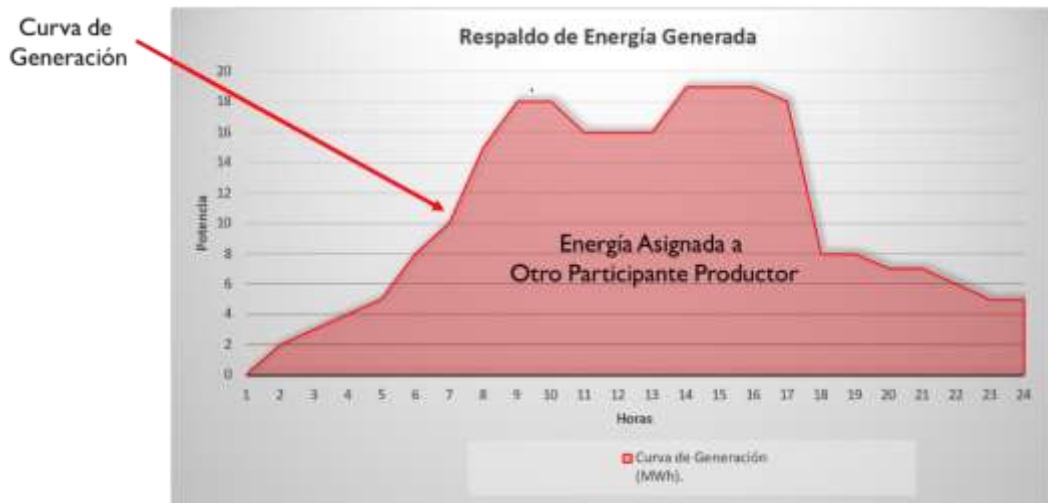
Un generador vende a otro generador una cantidad máxima o porcentaje de su generación de manera horaria. En este convenio no existe un compromiso de potencia para respaldar OFE. La Figura 12 describe el funcionamiento de este tipo de contrato.

2.2. Contratos en el mercado eléctrico global

A nivel global normalmente el ME mayorista se integra por dos segmentos: el mercado SPOT o de oportunidad y el mercado de contratos o “a término”.

Figura 12.

Contrato de respaldo de energía generada



Nota. Gráfico que muestra el funcionamiento del contrato de respaldo de energía generada. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

2.2.1. Mercado SPOT en el ámbito global

Los oferentes pueden vender sus remanentes de energía a los precios horarios establecidos según las condiciones actuales, en el mercado de oportunidad. Así mismo en el mercado de oportunidad también se puede transar la potencia realmente demandada durante los períodos pico o fuera de valle.

La energía ofertada en el mercado SPOT corresponde a la que los generadores no tienen comprometida por contratos a término, pagada al precio trasladado al nodo de conexión del oferente, en otras palabras, incluye las pérdidas de transporte (Pistonesi, 2000).

Algunos mercados cuentan con un ente regulador que actúa para establecer normativas sobre el precio de oportunidad, por ejemplo, en el caso del

mercado argentino indica que: dentro del mercado spot existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales todos aquellos que demandan en el mercado spot los faltantes de sus contratos. Los demandantes eventuales compran la energía en el mercado spot a precio horario de su nodo de conexión. Los distribuidores, en cambio pagan el precio medio estimado para cada trimestre, diferenciado en tres tramos horarios. Los probables desvíos entre la operación en tiempo real y las previsiones trimestrales se compensan por medio del fondo de estabilización, que permite asegurar el pago normal a los oferentes.

Respecto a la potencia, en el mercado SPOT los oferentes venden la potencia que los consumidores realmente demandan en períodos establecidos. En la mayoría de los países este período es horario, sin embargo, las transacciones se realizan en períodos fuera de valle, donde existe mayor demanda. Normalmente los montos que se recaudan bajo este concepto son distribuidos entre los oferentes, para compensar a los generadores por la potencia inyectada al sistema, no comprometida en contratos. Esta distribución de lo recaudado por estas transacciones está relacionadas a conceptos como confiabilidad del abastecimiento de energía y potencia.

Esta reserva de potencia suplida por los productores respalda a la demanda, sin importar su tipo de vinculación al ME. Para determinar los precios del mercado de oportunidad o SPOT, muchos países utilizan el método de costo marginal a corto plazo, el cual corresponde al costo de producción del último grupo despachado para abastecer la demanda.

Pindyck y Rubinfeld (2009), definen costo marginal como el costo marginal, denominado a veces coste incremental, es el aumento que experimenta el costo cuando se produce una unidad más.

Este costo marginal depende de las tecnologías utilizada para producir, de los precios globales de los insumos utilizados y la disponibilidad de recursos. Con ello se busca garantizar que cualquier generador recupere sus costos, sin considerar los rendimientos de inversión.

Sin embargo, debido a esta metodología, la cual se ve afectada por factores muchas veces impredecibles, las empresas generadoras están expuestas a la variabilidad que presenta el mercado de oportunidad. Debido a esto las empresas buscan protegerse de la volatilidad del mercado, por medio del establecimiento de acuerdos contractuales de suministro de potencia y energía.

2.2.2. Mercado a término en el ámbito global

Como una alternativa para enfrentar los distintos riesgos las empresas de generación en el ME global hacen uso de los contratos de suministro con usuarios libres y regulados.

A nivel global, los contratos proveen de un mecanismo para hacer frente al riesgo que presentan los mercados de oportunidad en el ámbito global (Rudnick, 1994).

Cada empresa de generación decide la política que utilizará en función del riesgo que percibe en el mercado de su país, de manera que tiene la opción de realizar contratos con clientes con lo cual asegura anticipadamente un ingreso u optar por vender su energía y potencia en los mercados de oportunidad, con su estimación o especulación sobre el CMCP del mercado.

Globalmente las empresas optan por asegurar una combinación de estos, es decir suscribir contratos y participar de forma mercante con considerable exposición al riesgo.

En definitiva, cada organización analiza el riesgo mediante el diseño y análisis de escenarios de mercado - precio, con el uso de la información disponible sobre el ámbito global y nacional de manera que se cuantifican los resultados esperados para exponer los riesgos, evaluar las fortalezas y debilidades de la empresa ante la variabilidad del mercado.

Sin embargo, es importante denotar que, siempre existe un riesgo latente debido a la impredecibilidad en el corto, mediano y largo plazo de los recursos hidrológicos, climáticos, factores geopolíticos, fallas en los sistemas eléctricos, entre otros.

Según indica Pollak (1994) en relación con el mercado a término: la función principal de este mercado es la de traspasar el riesgo que produce la incertidumbre de precios, desde aquellos participantes en el mercado que no están dispuestos a asumir ese riesgo, a los que si lo están.

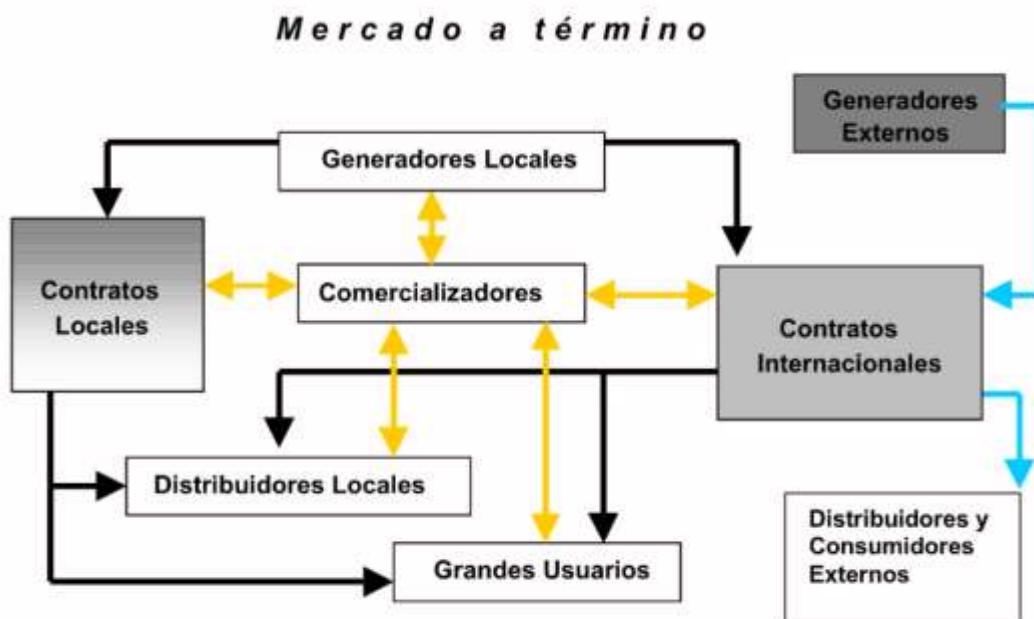
Es importante destacar que el mercado a término global establece que oferentes y consumidores pueden pactar libremente precios y condiciones de abastecimiento de energía, potencia y productos complementarios. Los términos del contrato deben incluir volumen de energía y potencia, condiciones de suministro, nodo de referencia, precio y temas relacionados a costos de peaje o transporte.

En varios países las transacciones derivadas de convenios a término son financieras y no físicas, similar al caso de Argentina, como lo indica Pistonesi

(2000): el hecho que un generador tenga firmados contratos de abastecimiento no incide sobre el despacho de sus máquinas. El organismo encargado del despacho define la operación de las máquinas del sistema haciendo abstracción de los contratos firmados. Por tanto, se sobreentiende que si su generación excede sus compromisos de venta el excedente es vendido en el mercado spot, donde también compraría cualquier faltante para cumplimentar la energía vendida por contratos.

Figura 13.

Mercado a término argentino



Nota. Gráfico que describe el funcionamiento del mercado a término argentino. Obtenido de Pistonesi, (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma.* (p. 30) Cepal.

3. PRESENTACIÓN DE DATOS

A continuación, se describe la metodología para la obtención de la información, así como la presentación de los datos obtenidos, cuyo análisis contribuye al logro de los objetivos de investigación durante las distintas fases planteadas inicialmente.

3.1. Cálculo del monto de energía comprada al mercado SPOT durante los períodos de mantenimiento

Para realizar la cuantificación de la energía que cada generador compró al MOE es necesario identificar productores del mercado eléctrico, que cuenten con contratos que expongan al productor a la alta variabilidad del mercado de oportunidad. El contrato de diferencias con curva de carga tiene esta específica característica, como se analizó en el marco teórico, cuando el productor no genera energía físicamente relacionada al contrato debe comprar la energía en el mercado de oportunidad.

Se realizó un análisis de las empresas que fueron adjudicadas en las licitaciones del plan de expansión de la generación (PEG), con contratos de diferencia por curva de carga.

En las PEG-1, PEG-2 y PEG-3 las empresas que participaron y fueron adjudicadas con estos contratos, que de 2018 a 2023 se encuentren activas en el ME, con planilla vigente presentada ante el AMM, con un solo contrato son las siguientes:

Tabla 1.*Empresas con contratos con curva de carga adjudicadas en licitaciones*

LICITACIÓN	EMPRESA	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	PLAZO DEL CONTRATO [AÑOS]	ADJUDICADO / NO ADJUDICADO
PEG-1-2010	Hidro Xacbal, S. A.	1/May/15	30/Apr/30	15	ADJUDICADO
PEG-1-2010	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	1/May/15	30/Apr/30	15	ADJUDICADO
PEG-2-2012	Inversiones Pasabien, S.A.	1/May/15	30/Apr/30	15	ADJUDICADO
PEG-2-2012	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	1/May/15	30/Apr/30	15	ADJUDICADO
PEG-3-2013	Generadora de Occidente 1	1/May/17	30/Apr/32	15	ADJUDICADO
PEG-3-2013	Papeles Elaborados	1/May/17	30/Apr/32	15	ADJUDICADO

Nota. Empresas adjudicadas con contratos por diferencias con curva de carga que se encuentran activas en el mercado eléctrico para los años 2018-2022. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Los datos básicos de estas adjudicaciones, en relación con potencia ofrecida, tecnología de generación, precio de energía y precio de potencia y tipo de contrato se describen a continuación.

Tabla 2.*Datos de adjudicación de empresas generadoras en licitaciones del PEG*

LICITACIÓN	EMPRESA	POTENCIA LICITACIÓN [MW]	CATEGORÍA	PRECIO POTENCIA OFERTADO [US\$/KW-mes]	PRECIO ENERGÍA OFERTADO [US\$/MWh]	PRECIO O&M [US\$/MWh]	TIPO DE CONTRATO
PEG-1-2010	Hidro Xacbal, S. A.	60.00	Hidro	8.90	90.00	9.00	Diferencia con Curva de Carga
PEG-1-2010	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	8.36	Hidro	13.31	85.55	8.55	Diferencia con Curva de Carga
PEG-2-2012	Inversiones Pasabien, S.A.	9.79	Hidro	8.00	95.39	8.00	Diferencia con Curva de Carga
PEG-2-2012	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	42.00	Hidro	35.00	39.09	3.90	Diferencia con Curva de Carga
PEG-3-2013	Generadora de Occidente 1	8.18	Hidro	8.17	69.90	6.90	Diferencia con Curva de Carga
PEG-3-2013	Papeles Elaborados	4.36	Hidro	8.90	60.60	6.00	Diferencia con Curva de Carga

Nota. Datos de potencia, precios y tipos de contrato. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Obtenida la información de los participantes productores que serán analizados. Se procedió a identificar para cada participante sus períodos de mantenimiento mayor y la información de energía comprada al mercado de oportunidad durante dicho período.

Se realizó la recopilación de información para los períodos de los años 2018 a 2022, es decir 5 años de registros históricos. La información de los mantenimientos realizados por cada participante productor fue obtenida de los post despachos mensuales, documento que es publicado por el administrador del mercado mayorista (AMM) mensualmente y que detalla información como:

- Precio de oportunidad de la energía" (POE)
- Factores de pérdidas nodales
- Costos variables
- Generación forzada
- Reservas (rodante operativa y rápida)
- Demanda
- Indisponibilidades

En el apartado de indisponibilidades, se registra la información de las plantas generadoras que por diferentes motivos no se encontraban indisponibles para generar.

Dentro de esta información se encuentra la clasificación de "Mantenimiento Programado".

La información de los registros de indisponibilidades se encuentra clasificada por medio del código nemónico, los cuales se describen a continuación para los agentes sujetos de análisis.

Tabla 3.*Código nemónico de identificación de participantes productores*

NO.	EMPRESA	Nemónico
1	Hidro Xacbal, S. A.	XAC-H
2	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	CBN-H
4	Inversiones Pasabien, S.A.	PAS-H
5	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H
6	Generadora de Occidente 1	CAN-H
7	Papeles Elaborados	PVE-H

Nota. Códigos nemónicos utilizados para identificar las indisponibilidades de agentes generadores participantes en el mercado mayorista. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Para cada período de mantenimiento mayor, se consultó el informe mensual de transacciones económicas ITE, en la página Resultado Neto del Mercado de Oportunidad en kWh - participantes productores. (EP13). Evaluando cada día del período en el que el productor se encontraba en mantenimiento mayor y obteniendo la cantidad de energía efectivamente comprada al mercado de oportunidad.

Debido a que el productor contaba con un compromiso contractual, en el cual, la energía no suministrada físicamente, debe ser comprada en el mercado SPOT, durante los días que se encontraba indisponible por mantenimiento, no pudo generar la energía requerida, por lo que debió acudir al mercado de oportunidad.

Este volumen de energía que el productor compro al mercado representa la curva de carga comprometida en contrato.

Dicha información se obtuvo para los años del 2018 al 2022.

Tabla 4.

Energía comprada al mercado SPOT por mantenimientos programados en 2018

NO.	Agente Generador	Nemónico	Fecha de Mantenimiento Mayor	Energía Comprada al Mercado SPOT (kWh)
1	Hidro Xacbal, S. A.	XAC-H1	5 al 20 Abril 2018	-10,099,277
		XAC-H2	17 al 30 de Abril de 2018	
2	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	CBN-H1	16 al 21 Abril de 2018	-235,054
		CBN-H2	16 al 22 Abril de 2018	
3	Inversiones Pasabien, S.A.	PAS-H	No realizó Mantenimiento Mayor	0
4	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H1	23 al 30 Enero 2018 7 al 8 de Mayo 2018	-88,001
		XAD-H2	04 al 16 Febrero 2018 9 al 10 de Mayo 2018	
5	Generadora de Occidente 1	CAN-H	10 al 16 de Marzo 13, 27 de Abril 8 y 9 Septiembre 18 de Noviembre	-1,143,953
6	Papeles Elaborados	PVE-H	19 al 24 de Marzo 22 al 25 de Octubre	-903,010

Nota. Energía comprada al mercado SPOT por mantenimientos programados en 2018. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Información extraída del Informe de Transacciones Económicas ITE – Resultado neto del mercado de oportunidad kWh (EP13). Enero a diciembre de 2018.

De igual manera, se realizó el análisis del volumen de energía comprada al mercado de oportunidad durante los paros por mantenimiento durante el año 2019.

En dicha tabla se denota que la cantidad de compra de energía (MWh) que los generadores deben adquirir al SPOT son considerables, en función de la duración de su mantenimiento mayor.

Tabla 5.*Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2019*

NO.	EMPRESA	Nemónico	Fecha de Mantenimiento Mayor	Energía Comprada al Mercado SPOT (kWh)
1	Hidro Xacbal, S. A.	XAC-H1	25 de febrero al 12 de marzo.	-7,561,777
		XAC-H2	09 al 24 de marzo	
2	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	CBN-H1	1 al 6 de abril	-178,875
		CBN-H2	1 al 6 de abril	
3	Inversiones Pasabien, S.A.	PAS-H	No realizó Mantenimiento Mayor	0
4	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H1	25 de enero al 02 de febrero	-370,697
		XAD-H2	09 al 20 de febrero	
5	Generadora de Occidente 1	CAN-H	02 al 06 de abril	-793,098
6	Papeles Elaborados	PVE-H	No realizó Mantenimiento Mayor	0

Nota. Energía comprada al mercado SPOT por mantenimientos en 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Información extraída del ITE – (EP13). Enero a diciembre de 2019.

Se determinó para 2020, la cantidad de energía que los agentes generadores compraron al SPOT, durante sus paros por mantenimiento mayor.

La información obtenida de dichos montos se compila en la tabla 6, la cual muestra que para ese año dos generadores no realizaron mantenimiento mayor, por lo que no realizaron compras de energía. Así mismo se muestran los volúmenes de compra para los cuatro participantes que si realizaron su mantenimiento, durante los meses de marzo, abril y mayo.

Tabla 6.*Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2020*

NO.	EMPRESA	Nemónico	Fecha de Mantenimiento Mayor	Energía Comprada al Mercado SPOT (kWh)
1	Hidro Xacbal, S. A.	XAC-H1	No realizó Mantenimiento Mayor	0
		XAC-H2		
2	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	CBN-H1	20 al 24 de abril	-168,171
		CBN-H2		
3	Inversiones Pasabien, S.A.	PAS-H	No realizó Mantenimiento Mayor	0
4	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H1	29 de abril al 02 de mayo	-478,031
		XAD-H2	29 de abril al 02 de mayo	
5	Generadora de Occidente 1	CAN-H	8 al 12 de marzo	-677,665
6	Papeles Elaborados	PVE-H	14 al 22 de abril	-356,866

Nota. En la imagen se presenta la energía comprada al mercado SPOT por mantenimientos en 2020. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. ITE – (EP13). Enero a diciembre de 2020.

Tabla 7.*Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2021*

NO.	EMPRESA	Nemónico	Fecha de Mantenimiento Mayor	Energía Comprada al Mercado SPOT (kWh)
1	Hidro Xacbal, S. A.	XAC-H1	17 al 28 de mayo	-1,736,874
		XAC-H2		
2	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	CBN-H1	12 al 18 de abril 27 al 30 de octubre	-771,477
		CBN-H2		
3	Inversiones Pasabien, S.A.	PAS-H	19 al 26 de abril	-344,111
4	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H1	23 al 26 de marzo	-3,047,672
		XAD-H2	14 al 21 de Junio	
5	Generadora de Occidente 1	CAN-H	14 al 22 de marzo	-2,049,592
6	Papeles Elaborados	PVE-H	22 al 29 de marzo	-135,965

Nota. Se muestran las cantidades de energía comprada al MOE, para el año 2021. Compra de energía al SPOT por mantenimientos en 2021. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Información extraída del ITE (EP13). Enero a diciembre de 2021.

Tabla 8.*Energía comprada al mercado de SPOT por mantenimientos en 2022*

NO.	EMPRESA	Nemónico	Fecha de Mantenimiento Mayor	Energía Comprada al Mercado SPOT (kWh)
1	Hidro Xacbal, S. A.	XAC-H1	7 al 10 de marzo	-3,414,309
		XAC-H2		
2	Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	CBN-H1	13 al 18 de marzo	-251,729
		CBN-H2		
3	Inversiones Pasabien, S.A.	PAS-H	No realizó Mantenimiento Mayor	0
4	Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H1	No realizó Mantenimiento Mayor	0
		XAD-H2		
5	Generadora de Occidente 1	CAN-H	11 al 20 de marzo	-2,283,301
6	Papeles Elaborados	PVE-H	No realizó Mantenimiento Mayor	0

Nota. Se describen los volúmenes de compra de energía al mercado de oportunidad durante los períodos de mantenimiento mayor 2022. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Tabla 9.*Energía comprada al mercado SPOT por mantenimientos del 2018 al 2022 (kWh)*

EMPRESA	Energía Comprada al Mercado SPOT por Mantenimientos (kWh).					
	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio Anual.
Hidro Xacbal, S. A.	10,099,277	7,561,777	-	1,736,874	3,414,309	5,703,059
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	235,054	178,875	168,171	771,477	251,729	321,061
Inversiones Pasabien, S.A.	-	-	-	344,111	-	344,111
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	88,001	370,697	478,031	3,047,672	-	996,100
Generadora de Occidente 1	1,143,953	793,098	677,665	2,049,592	2,283,301	1,389,522
Papeles Elaborados	903,010	-	356,866	135,965	-	465,280

Nota. Se resumen los volúmenes de energía comprados al SPOT durante los años del 2018 al 2022. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

En cuanto a los volúmenes de compra de energía, la figura siguiente muestra gráficamente los montos en kWh para los años del 2018 al 2022. Así mismo se muestran los promedios de compra para los cinco años de análisis. Es importante denotar que la compra de energía depende de los días de mantenimiento y se encuentra en función del compromiso contractual de cada participante.

Figura 14.

Gráfico de energía comprada en el mercado SPOT por mantenimientos



Nota. Energía comprada al mercado de oportunidad, durante los años del 2018 al 2022 en los períodos de mantenimiento programado. Información extraída del Informe de Transacciones Económicas ITE – Resultado neto del mercado de oportunidad kWh (EP13). Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

3.2. Valorización del monto de energía comprada al mercado SPOT durante los períodos de mantenimiento

De manera horaria, se valúa la energía comprada al mercado de oportunidad, al precio establecido de dicho mercado. Esta valuación la realiza el AMM en el *Informe de Transacciones Económicas* publicado mensualmente, en la hoja “Resultado neto del mercado de oportunidad en US\$” (EP14).

Dicha valorización, para cada año de análisis y cada productor, nos indica el costo financiero relacionado al mercado, en que incurre el generador para poder realizar sus mantenimientos mayores.

Tabla 10.*Valorización de energía comprada al mercado de oportunidad del 2018 al 2022*

EMPRESA	Valorización de Energía Comprada al Mercado SPOT por Mantenimientos (USD).					Promedio Anual.
	2018	2019	2020	2021	2022	
Hidro Xacbal, S. A.	648,915	637,891	-	144,175	431,312	465,573
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	14,850	19,326	8,228	66,715	23,198	26,463
Inversiones Pasabien, S.A.	-	-	-	22,851	-	22,851
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	7,387	25,939	23,413	228,899	-	71,410
Generadora de Occidente 1	71,811	72,713	16,469	115,309	198,774	95,015
Papeles Elaborados	72,705	-	15,368	9,259	-	32,444

Nota. Valorización de la energía comprada al mercado SPOT, durante los períodos de mantenimiento, en los años de 2018 a 2022. Información extraída del Informe de Transacciones Económicas ITE – Resultado neto del mercado de oportunidad en US\$ (EP14). Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Figura 15.*Monto de compra de energía períodos de 2018-2022*

Nota. Valorización de la energía comprada al mercado SPOT, durante los períodos de mantenimiento, para los años de 2018 a 2022. Información extraída del Informe de Transacciones Económicas ITE – Resultado neto del mercado de oportunidad en US\$ (EP14). Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

3.2.1. Variación de los precios del SPOT

Para entender el impacto de la alta variabilidad de los precios del MOE, en los montos de las compras de energía, se debe analizar los rangos de variación de dichos precios en un período específico.

La *Norma de Coordinación Comercial No. 4, NCC-4* define el precio de oportunidad de la energía como el valor del costo marginal de 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 y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El costo marginal de corto plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el nodo de referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del despacho diario.

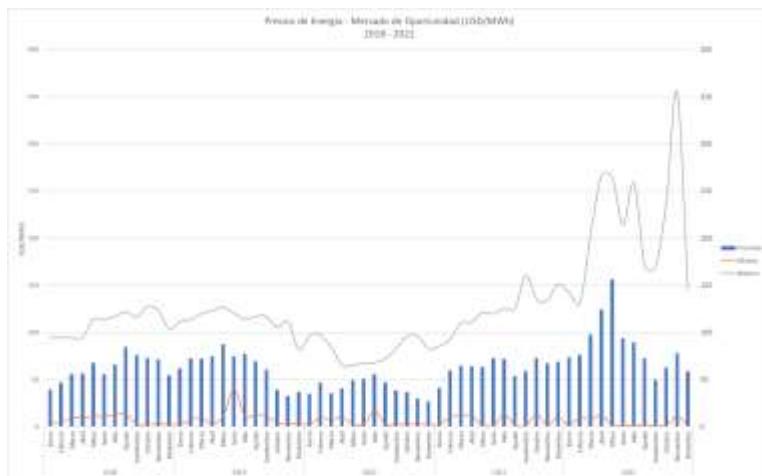
Con base en los datos publicados por el AMM en los distintos ITE de cada mes, de cada año se compilo la información de los precios del mercado de oportunidad.

Tabla 11.*Análisis de los precios de energía del mercado de oportunidad 2018 a junio 2022*

	Medida	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual
2019	Mínimo	4.69	4.64	10.07	9.41	11.36	10.84	13.05	12.84	2.79	2.76	2.74	2.78	2.74
	Promedio	39.64	46.37	56.22	56.69	67.48	55.86	66.16	84.56	76.01	73.02	71.63	54.71	62.46
	Máximo	94.39	94.69	94.38	95.05	114.02	113.62	117.22	122.02	116.27	127.87	123.27	103.96	127.87
2019	Mínimo	2.73	7.30	9.90	2.94	11.20	40.37	11.15	13.33	10.98	4.25	3.10	3.11	2.73
	Promedio	61.71	72.51	72.05	74.89	87.71	74.47	77.16	69.64	60.74	39.15	32.73	37.07	63.27
	Máximo	112.04	113.74	120.27	123.20	126.97	120.52	114.52	117.30	117.03	105.55	111.65	81.67	126.97
2020	Mínimo	3.15	9.46	7.48	10.17	2.76	2.76	16.79	2.76	2.74	2.74	2.69	2.70	2.69
	Promedio	34.94	46.77	35.74	40.70	49.77	50.70	55.80	47.10	38.44	36.47	30.22	27.07	41.12
	Máximo	96.84	97.30	84.33	65.26	65.61	67.54	68.20	72.21	83.30	96.02	96.04	83.38	97.30
2021	Mínimo	2.76	10.34	11.57	12.34	1.58	1.57	13.58	1.59	1.57	13.32	1.58	10.69	1.57
	Promedio	41.35	59.43	65.08	64.08	63.26	72.70	71.92	53.64	59.21	72.98	67.39	69.28	63.37
	Máximo	85.68	92.92	110.15	111.20	121.21	119.98	125.69	125.38	160.61	134.99	134.65	151.25	160.61
2022	Mínimo	1.57	10.51	7.93	12.43	1.33	1.37	1.37	1.29	1.31	1.30	11.22	1.33	1.29
	Promedio	73.72	76.17	97.54	124.48	156.27	93.95	89.50	72.73	50.00	63.10	77.91	58.80	86.26
	Máximo	142.50	131.39	204.81	266.32	264.79	213.82	258.89	170.53	169.22	238.81	355.10	144.86	355.10

Nota. Los datos promedio, mínimo y máximo, se muestran para cada mes de los años del 2018 al 2022. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

En la siguiente figura, se muestra el rango de las variaciones de precios, medida como la distancia vertical entre la curva de mínimos y máximos. Las barras muestran los valores promedio para el mes de análisis.

Figura 16.*Gráfica de precios de energía del mercado de oportunidad (USD/MWh)*

Nota. Visualización gráfica de las variaciones del precio SPOT. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Con datos de precio SPOT publicados por el AMM en los ITE.

Para cada año se analizó el conjunto de datos, de manera que se obtuvo la estadística descriptiva de los mismo, para identificar sus características y las medidas de variabilidad.

Es interesante denotar en la siguiente tabla que existe una tendencia al alza en los rangos de variación de los precios a partir del año 2020, llegando a alcanzar en 2022, una variación de 353.81 USD/MWh. Dicha variación puede observarse gráficamente en la Figura 17, en la cual se observa como los rangos de variación incrementan anualmente. Tendencia que no se percibía en los años del 2018 al 2020.

Tabla 12.

Análisis estadístico de los precios SPOT

Análisis Estadístico de Precios de Oportunidad de la Energía (USD/MWh).

	2018	2019	2020	2021	2022
Media	62.46	63.27	41.12	63.37	86.26
Error Estandar	0.25	0.30	0.19	0.28	0.54
Mediana	58.81	58.30	41.67	62.63	89.76
Moda	54.74	84.58	2.74	4.19	91.87
Desviación Estandar	23.47	28.53	17.92	25.82	50.61
Varianza de la Muestra	551.07	814.06	321.03	666.50	2,561.12
Curtosis	0.79	-0.55	-0.24	0.07	0.15
Asimetría	0.18	0.24	-0.18	0.12	0.40
Rango	125.13	124.24	94.61	159.03	353.81
Mínimo	2.74	2.73	2.69	1.57	1.29
Máximo	127.87	126.97	97.30	160.61	355.10
Suma	547,192.70	554,275.39	361,230.87	555,085.13	755,612.59
Conteo de Datos	8,760.00	8,760.00	8,784.00	8,760.00	8,760.00

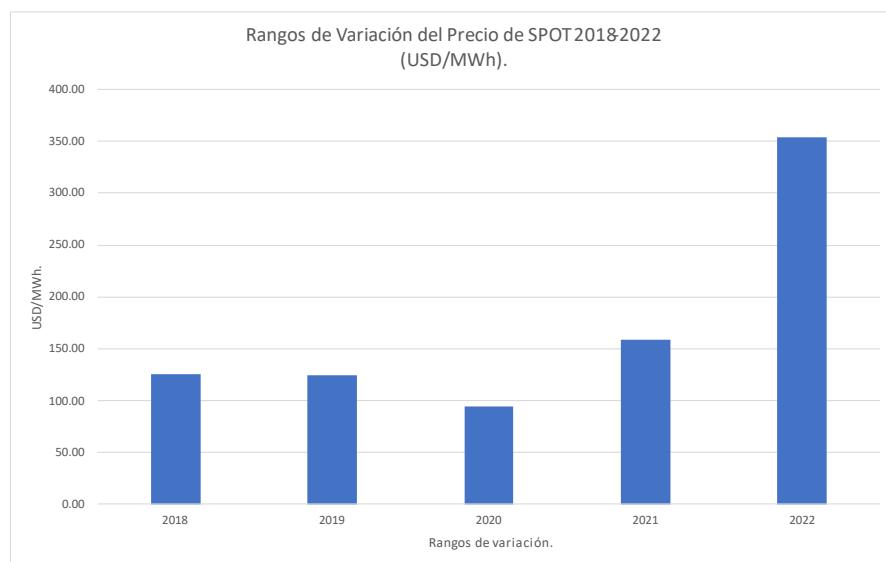
Nota. La tabla muestra el resultado del análisis estadístico realizado a los datos de los precios de la energía en el mercado de oportunidad para los años del 2018 a 2022. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Con base en datos obtenidos de los informes de transacciones económicas del Administrador del Mercado Mayorista.

La tabla anterior también muestra para los años del 2020 al 2022, cómo la desviación estándar, como medida de la variabilidad de los precios, se incrementa alcanzando una desviación estándar de 50.61 para el año 2022. Dicha medida da una idea de la dispersión de los datos alrededor de la media.

Los rangos de variación de los precios del mercado SPOT, dan una idea de la variación que pueden alcanzar al mostrar la relación entre su valor máximo y mínimo. La siguiente figura muestra los rangos de variación de dichos valores para los años del 2018 al 2022.

Figura 17.

Rangos de variación del precio SPOT 2018 – 2022 (USD/MWh)



Nota. Rangos de variación de los precios del mercado de oportunidad de la energía, dados por sus valores máximos y mínimos. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Con información del informe de transacciones económicas ITE, publicado por el administrador del mercado mayorista AMM.

Se determinó la cantidad de energía promedio en MWh de los últimos cinco años, al precio mínimo y máximo del MOE para el período de enero a diciembre de 2022.

El resultado provee información del pago máximo y mínimo al que un agente productor estaría expuesto resultado de la variabilidad de los precios.

Al realizar dicha valuación, se demuestra el efecto directo de la variabilidad de los POE, ya que muestra los montos en dólares que el productor debe pagar por el mismo volumen de energía que dejó de producir durante el período que se encontraba en mantenimiento, los cuales son bastante considerables.

Tabla 13.

Valorización de la energía promedio anual comprada al mercado SPOT

EMPRESA	Promedio Anual. (MWh)	Valuación al Precio Mínimo de 2022 (1.29 USD/MWh)	Valuación al Precio Promedio de 2022 (86.26 USD/MWh)	Valuación al Precio Máximo de 2022 (355.10 USD/MWh)
Hidro Xacbal, S. A.	5,703.06	7,356.95	491,945.89	2,025,156.34
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	321.06	414.17	27,694.74	114,008.83
Inversiones Pasabien, S.A.	344.11	443.90	29,683.01	122,193.82
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	996.10	1,284.97	85,923.61	353,715.20
Generadora de Occidente	1,389.52	1,792.48	119,860.15	493,419.19
Papeles Elaborados	465.28	600.21	40,135.08	165,221.05

Nota. Análisis del volumen de energía promedio comprado al mercado SPOT en los últimos 5 años, valuado al precio mínimo, promedio y máximo del mercado de oportunidad de la energía. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

3.3. Cálculo del efecto de las compras de energía sobre las garantías operativas

En la norma de coordinación comercial titulada “Procedimientos de liquidación y facturación”, NCC-13 del administrador del mercado mayorista, establece en su punto 12.6, respecto a las garantías lo siguiente: todos los

participantes del mercado mayorista, previo a iniciar operaciones en el mercado mayorista y los que ya las realizan, deberán tener una línea de crédito en el banco liquidador, equivalente por lo menos al importe previsto por el administrador del mercado mayorista para cubrir sus obligaciones por dos meses en el mercado mayorista.

Esta garantía se hace efectiva si el participante incumple en algún pago de saldos deudores indicado en el “Informe de Transacciones Económicas” ITE.

El cálculo de las garantías necesarias para operar en el ME, se realiza anualmente y está integrado por tres elementos descritos a continuación.

Elemento 1: cálculo del monto de garantía para participantes productores con historia.

Con base en la información histórica de montos deudores del participante se calcula:

Promedio de montos máximos históricos por mes.

Promedio de 12 meses.

Con los cálculos anteriormente indicados se realiza una ponderación. 75 %, Promedio de últimos doce meses y 25 % promedio de máximos por mes.

Elemento 2: evaluación del riesgo

Para medir el riesgo del participante, se evalúan 3 elementos:

- Cobertura
- Cumplimiento a renovaciones
- Ejecuciones de garantía

Los tres elementos tendrán una ponderación de 33.3 % cada una.

Elemento 3: “Ajustes al monto de la garantía”.

El administrador del mercado mayorista realiza un monitoreo de las transacciones que realizan los participantes. Si existen dos variaciones consecutivas igual o mayor al 10 % de la garantía establecida originalmente se realiza un cálculo del promedio del monto de la variación. Dicho promedio se suma a la garantía determinada en el elemento 1.

3.3.1. Cálculo de garantía operativa

No todos los datos necesarios para realizar el cálculo de las garantías establecidas en la NCC-12 para operar en el ME, son datos publicados en el informe de transacciones económicas mensualmente.

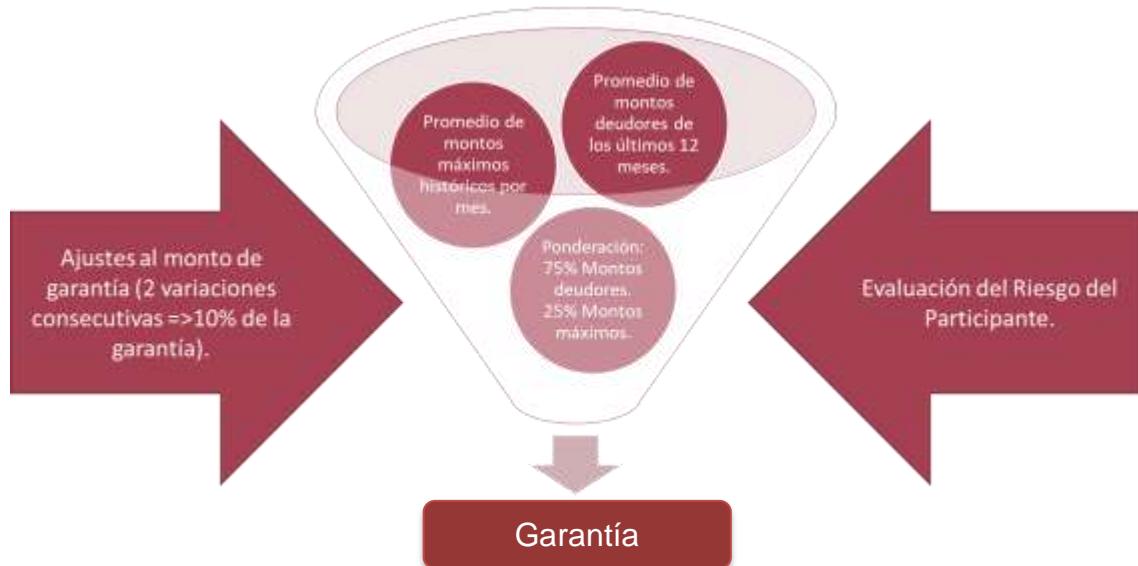
Sin embargo, con permiso del participante del mercado Hidroeléctrica El Cobano, a continuación, se describe la memoria de cálculo de la garantía operativa para los años 2023-2024.

Debido a que la normativa exige la utilización de los datos promedio del último año, así como los registros históricos de los últimos cinco años.

Los datos necesarios para el cálculo de dicha garantía serán de abril 2018 a marzo de 2023.

Figura 18.

Representación del cálculo de garantía preoperativa según NCC-12 del AMM



Nota. Representación gráfica del cálculo realizado por el AMM respecto de las garantías necesarias para operar en el ME. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Elemento 1

Se inicia calculando los montos deudores históricos en dólares del participante productor.

Dicho calculo se realiza con la suma de los siguiente elementos, con registros históricos del últimos lustro:

- Montos deudores del ITE
- Peaje primario
- Peaje secundario
- Costos diferenciales

- Montos deudores del “Centro de Nacional de Control de Energía” (CENACE) – Interconexión con México.
- Cuota del “Administrado del Mercado Mayorista” (AMM).

En la siguiente tabla se muestran los registros históricos de saldos deudores, los cuales están constituidos por saldos negativos que el agente productor debió pagar, como resultados de sus transacciones en el ME nacional, calculado por el AMM y publicado en el ITE del mes correspondiente.

Tabla 14.

Registros históricos de saldos deudores en dólares de los Estados Unidos

RESUMEN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL	MÁXIMO
ENERO		\$ 17,452	\$ 17,077	\$ 21,119	\$ 22,141	\$ 23,920	\$ 101,707	\$ 23,920
FEBRERO		\$ 15,913	\$ 17,088	\$ 19,507	\$ 20,605	\$ 23,435	\$ 96,547	\$ 23,435
MARZO		\$ 15,333	\$ 18,101	\$ 19,518	\$ 20,201	\$ 23,350	\$ 96,504	\$ 23,350
ABRIL	\$ 25,690	\$ 21,424	\$ 25,930	\$ 29,264	\$ 20,498		\$ 122,807	\$ 29,264
MAYO	\$ 14,758	\$ 15,790	\$ 19,706	\$ 19,216	\$ 21,645		\$ 91,116	\$ 21,645
JUNIO	\$ 16,060	\$ 82,161	\$ 20,822	\$ 26,598	\$ 22,903		\$ 168,544	\$ 82,161
JULIO	\$ 125,905	\$ 161,465	\$ 54,520	\$ 53,264	\$ 65,990		\$ 461,145	\$ 161,465
AGOSTO	\$ 184,206	\$ 132,746	\$ 42,810	\$ 19,911	\$ 54,176		\$ 433,848	\$ 184,206
SEPTIEMBRE	\$ 63,933	\$ 108,123	\$ 21,122	\$ 20,339	\$ 23,808		\$ 237,325	\$ 108,123
OCTUBRE	\$ 73,360	\$ 22,623	\$ 21,064	\$ 64,947	\$ 24,002		\$ 205,997	\$ 73,360
NOVIEMBRE	\$ 56,879	\$ 18,664	\$ 20,314	\$ 29,764	\$ 23,648		\$ 149,269	\$ 56,879
DICIEMBRE	\$ 32,502	\$ 26,399	\$ 19,453	\$ 23,534	\$ 22,601		\$ 124,489	\$ 32,502
TOTAL	\$ 593,294	\$ 638,093	\$ 298,007	\$ 346,981	\$ 342,218	\$ 70,705	\$ 1,696,003	

Nota. Se muestran los registros históricos de los saldos deudores, para cinco años históricos. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Datos obtenidos del Administrador del Mercado Mayorista AMM.

De la siguiente tabla, se obtienen los datos de promedios de montos máximos y mínimos de los últimos doce meses, en relación con los saldos adeudados por el participante derivados de las transacciones realizadas en el MM.

Figura 19.

Cálculo de montos máximos promedio y promedio de los últimos 12 meses

PROMEDIO DE MONTOS MÁXIMOS HISTÓRICOS POR MES			
MONTO DEUDOR			\$ 68,359.25
PROMEDIO 12 MESES			
MONTO DEUDOR			\$ 29,164.69
PONDERACIÓN			
PROMEDIO HISTÓRICO	25%	\$ 17,089.81	
PROMEDIO 12 MESES	75%	\$ 21,873.52	
ESTABLECIMIENTO DE LA GARANTÍA			
GARANTÍA	\$ 38,963.33	2	\$ 77,926.66

Nota. Cálculo realizado con base en datos de la tabla 14. Elaboración propia, realizado en Microsoft Excel.

Elemento 2

Evaluación del riesgo por participante.

Se realiza el cálculo de los tres subelementos siguientes:

- Cobertura
- Cumplimiento
- Ejecuciones de Garantía

Cobertura:

Se calcula el número de meses que se tuvo una cobertura completa de la garantía. Tomando como base el valor de la garantía operativa vigente, que para este caso corresponde a USD. 80,264.46.

Del total de meses, solo uno no se tuvo cobertura completa de la garantía, por lo que se calcula el factor de la siguiente manera:

$$\text{Factor} = \frac{11}{12} = 0.92 \quad (1)$$

La ponderación indicada para esta subelemento en la NCC-12 es de 33.33 %.

Al multiplicar ambos datos se obtiene el Factor de cobertura.

$$\text{Factor de Cobertura} = 0.92 * 0.3333 = 0.31 \quad (2)$$

Renovaciones:

En este caso, para los 5 años se han realizado las renovaciones de garantía oportunamente.

$$\text{Factor} = \frac{5}{5} = 1 \quad (3)$$

Nuevamente, la ponderación indicada para este subelemento en la norma NCC-12 es de 33.33%, de manera que el cálculo del factor de renovación es el siguiente:

$$\text{Factor de Renovaciones} = 1 \cdot 0.33 = 0.33 \quad (4)$$

Ejecuciones de garantía:

No se han realizado ejecuciones de garantía para el caso específico del participante. El cálculo de este subelemento se realiza de la siguiente manera:

No. De meses = 60

No. De meses sin ejecución de garantía = 60

$$\text{Factor} = \frac{60}{60} = 1 \quad (5)$$

Se asigna en la norma NCC-12 en su apartado Anexo I, la ponderación de 33.33 % para esta subelemento. De manera que el cálculo del factor de ejecuciones de garantía se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Ejecuciones de garantía} = 1 * 0.33 = 0.33 \quad (6)$$

La calificación de riesgo es igual a la multiplicación de las tres subelementos de la siguiente manera:

$$\text{Calificación de Riesgo} = \text{Factor de Cobertura} * \text{Factor de Renovaciones} * \text{Factor de Ejecuciones de garantía.} \quad (7)$$

$$\text{Calificación de Riesgo} = 0.31 * 0.33 * 0.33 = 0.97 \quad (8)$$

El factor de riesgo es igual al inverso de la calificación de riesgo.

$$\text{Factor de Riesgo} = \frac{1}{0.97} = 1.03 \quad (9)$$

El monto de la garantía calculado en el elemento 1 correspondiente a USD 77,926.66, se multiplica por el Factor de Riesgo calculado, de la siguiente manera:

$$\text{Monto Nueva Garantía} = \text{Garantía Elemento 1} * \text{Factor de Riesgo.} \quad (10)$$

$$\text{Monto Nueva Garantía} = \$77,926.66 * 1.03 = \$80,265 \quad (11)$$

3.3.2. Análisis de sensibilidad

Para analizar el efecto en el incremento de compras de energía sobre las garantías preoperativas, en este caso específico de Hidroeléctrica El Cóbano, S.A., se realizó una macro escrita en lenguaje de programación de Visual Basic para Aplicaciones (VBA), que se ejecuta en Microsoft Excel.

Dicha macro, toma el valor del saldo deudor del último mes de análisis y lo incrementa en un monto previamente establecido, recalcula el valor de la nueva garantía y almacena los valores en una tabla para su posterior análisis.

De igual manera se ejecuta sobre la hoja de cálculo de Excel, en la cual se realizó el modelo de cálculo de las nuevas garantías. En el caso particular de estudio el último mes del período de análisis es marzo de 2023. El código en VBA se presenta en el Apéndice 1, así mismo el modelo de hoja de cálculo realizado para calcular las garantías se presenta en el Apéndice 2.

Cada iteración consiste en incrementar el valor de la compra de energía en USD 5,000 recalcular nuevamente el monto de la garantía, hasta llegar a USD 100,000.00 y analizar los datos obtenidos en cada recálculo de nueva garantía.

El código realizó 21 iteraciones, con sus correspondientes cálculos de la garantía. Los efectos sobre el monto de la garantía son considerables en cada paso iterativo.

Este análisis de sensibilidad arrojó los datos mostrados en la Tabla 15. En los cuales se observan los incrementos del valor de nueva garantía para cada iteración realizada.

Tabla 15.

Resultados de iteración y recálculo de garantía

No. Iteración	Compra de Energía (marzo de 2023, USD)	Garantía Actual (USD)	Nuevo Monto de Garantía (USD).	Diferencia (USD).	Diferencia (%).
1	\$ -	\$ 80,265.00	\$ 80,265.00	\$ -	0.00 %
2	\$ 5,000.00	\$ 80,265.00	\$ 81,123.00	\$ 858.00	1.07 %
3	\$ 10,000.00	\$ 80,265.00	\$ 84,369.00	\$ 4,104.00	5.11 %
4	\$ 15,000.00	\$ 80,265.00	\$ 85,253.00	\$ 4,988.00	6.21 %
5	\$ 20,000.00	\$ 80,265.00	\$ 86,136.00	\$ 5,871.00	7.31 %
6	\$ 25,000.00	\$ 80,265.00	\$ 87,019.00	\$ 6,754.00	8.41 %
7	\$ 30,000.00	\$ 80,265.00	\$ 87,903.00	\$ 7,638.00	9.52 %
8	\$ 35,000.00	\$ 80,265.00	\$ 88,786.00	\$ 8,521.00	10.62 %
9	\$ 40,000.00	\$ 80,265.00	\$ 89,669.00	\$ 9,404.00	11.72 %
10	\$ 45,000.00	\$ 80,265.00	\$ 90,553.00	\$ 10,288.00	12.82 %
11	\$ 50,000.00	\$ 80,265.00	\$ 91,436.00	\$ 11,171.00	13.92 %
12	\$ 55,000.00	\$ 80,265.00	\$ 92,319.00	\$ 12,054.00	15.02 %
13	\$ 60,000.00	\$ 80,265.00	\$ 93,203.00	\$ 12,938.00	16.12 %
14	\$ 65,000.00	\$ 80,265.00	\$ 94,086.00	\$ 13,821.00	17.22 %
15	\$ 70,000.00	\$ 80,265.00	\$ 94,969.00	\$ 14,704.00	18.32 %
16	\$ 75,000.00	\$ 80,265.00	\$ 95,853.00	\$ 15,588.00	19.42 %
17	\$ 80,000.00	\$ 80,265.00	\$ 96,736.00	\$ 16,471.00	20.52 %
18	\$ 85,000.00	\$ 80,265.00	\$ 97,619.00	\$ 17,354.00	21.62 %
19	\$ 90,000.00	\$ 80,265.00	\$ 98,503.00	\$ 18,238.00	22.72 %
20	\$ 95,000.00	\$ 80,265.00	\$ 99,386.00	\$ 19,121.00	23.82 %
21	\$ 100,000.00	\$ 80,265.00	\$ 100,269.00	\$ 20,004.00	24.92 %

Nota. Resultados de recálculo de la garantía, incrementando USD5,000 de compra de energía en el mes de marzo de 2023 hasta llegar a USD 100,000.00. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Los resultados finales del análisis de sensibilidad se muestran en la figura 20. Es importante denotar que un incremento de USD 100,000.00 causa una variación de 24.92 % del monto de garantía con un incremento de USD 20,004.00.

Figura 20.

Análisis de incremento de garantía

Análisis de Incremento de Compra de Energía al Mercado de Oportunidad Durante Mantenimientos.	
Valor Actual	80,265
Incremento de Compra de Energía	100,000
Nuevo valor de garantía.	100,269
Diferencia	20,004
Diferencia (%)	24.92%

Nota. Se realizó un análisis incrementando el monto de compra de energía al mercado SPOT en USD100,000.00 y se obtuvo el nuevo monto de garantía. Elaboración propia, realizado en Microsoft Excel. Datos obtenidos del Administrador del Mercado Mayorista.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se realiza un análisis de los resultados obtenidos en el capítulo anterior.

4.1. ¿Cómo se puede disminuir la compra de energía al mercado SPOT por parte de los participantes productores durante los períodos de mantenimiento?

Para los participantes productores, con contratos de curva de carga mostrados en las Tablas 1 y 2, se puede identificar la cantidad de energía comprada, durante los períodos de mantenimiento. Esta energía se compra al mercado de oportunidad, debido a que el productor debe proveer una curva de carga para cumplir el compromiso contractual. Durante los periodos de mantenimiento, no es posible producir físicamente la energía derivada del contrato, motivo por el cual la energía faltante debe ser comprada al mercado de oportunidad, exponiendo al productor a la variabilidad de los precios.

En el capítulo anterior se obtuvo la cantidad exacta que cada participante se vio obligado a comprar en el mercado, por la indisponibilidad durante los mantenimientos mayores programados. Dichos datos se muestran en las Tablas de la 4 a la 8, cada tabla muestra los datos de los montos de compra para los años del 2018 al 2022.

Un compilado de los datos de compras de energía, se muestra en la Tabla 9, en esta muestran los volúmenes de compra por año y un promedio de los últimos cinco años.

El valor de compra de energía promedio de los últimos cinco años, es un valor que contiene mucha información intrínseca. Ya que da una idea del monto de energía que un productor compra al realizar sus mantenimientos mayores.

La siguiente tabla, muestra los resultados netos de compra de energía al mercado de oportunidad. Los montos de compra de energía son considerables.

Tabla 16.

Promedio anual de energía comprada al mercado SPOT 2018-2022

EMPRESA	Promedio Anual. (MWh)
Hidro Xacbal, S. A.	5,703
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	321
Inversiones Pasabien, S.A.	344
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	996
Generadora de Occidente	1,390
Papeles Elaborados	465
Promedio	1,537

Nota. Para un horizonte de 5 años, se muestra el promedio anual de compras de energía por paros por mantenimiento programado en MWh. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Información extraída del Informe de Transacciones Económicas ITE – Resultado neto del mercado de oportunidad kWh (EP13).

Para disminuir la compra de energía el participante productor debería comprar a otro participante productor como mínimo el monto calculado de energía promedio anual comprada al SPOT, de manera que dicha energía sea asignada a la contraparte y no se tenga comprar del mercado de oportunidad.

Dicha compra debe realizarse por medio de un acuerdo contractual que permita transacciones de potencia y energía entre participantes productores, de manera que durante el mantenimiento la energía relacionada sea asignada al

productor y pueda cumplir con los contratos de provisión de energía, previamente establecidos.

4.2. ¿Cuál es el incremento en el monto de compras de energía al mercado SPOT de los participantes productores durante los paros por mantenimiento?

La valorización de la energía realizada por el administrador del mercado mayorista para cada hora se realiza en base al precio del MOE en el ME. La Tabla 10, muestra los valores de energía comprada en dólares de los Estados Unidos de América, que corresponde a la valorización de cada MWh comprado, al precio SPOT para cada hora en que se realizó la transacción.

Así mismo, la Tabla 10 muestra el valor promedio de energía comprada al SPOT durante los últimos cinco años. Este valor provee una idea del monto de energía a comprar en un año, si los precios del mercado de oportunidad mantuvieran una estabilidad en el tiempo.

Sin embargo, el monto en dólares que un participante productor gasta en compras de energía por mantenimientos depende de las variaciones de los precios debido a las condiciones existentes en el mercado. La cantidad de energía a comprar (MWh) anualmente es muy similar al volumen de energía calculado anualmente. Sin embargo, al valuar dicha energía el monto de compra varía en función de los precios del mercado.

La siguiente tabla compila los valores del monto de compras en dólares, al mercado SPOT.

Tabla 17.*Promedio anual de valorización de energía comprada al mercado SPOT*

EMPRESA	Promedio Anual. (USD).
Hidro Xacbal, S. A.	465,573
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	26,463
Inversiones Pasabien, S.A.	22,851
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	71,410
Generadora de Occidente 1	95,015
Papeles Elaborados	32,444
Promedio	118,959

Nota. Para un horizonte de 5 años, se muestra la valorización promedio anual de compras de energía por paros por mantenimiento programado en USD. Elaboración propia, con Microsoft Excel. Información extraída del Informe de Transacciones Económicas ITE – Resultado neto del mercado de oportunidad kWh (EP14).

Sin embargo, ya que la determinación del valor en dólares de la compra de energía está en función del precio SPOT, se analiza el rango de variación al que estar expuesto un productor. Este análisis es para evaluar el rango de montos que podría pagar el generador se obtiene al valuar la energía promedio de los últimos 5 años, al precio mínimo y máximo del período de análisis.

En este caso para 2022 se determinaron los precios máximos y mínimos del SPOT. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Al analizar la variación se obtiene que el monto a pagar puede variar entre 1.50 % y 411.66 % del monto valuado al precio promedio. Constituyendo una gran exposición a la variabilidad de los POE.

Tabla 18.*Valorización de la energía anual con variabilidad de enero a diciembre de 2022*

EMPRESA	Valorización de la Energía Promedio Anual Comprada al mercado SPOT con Variabilidad (USD).			
	Promedio Anual. (MWh)	Valuación al Precio Mínimo de 2022 (1.29 USD/MWh)	Valuación al Precio Promedio de 2022 (86.26 USD/MWh)	Valuación al Precio Máximo de 2022 (355.10 USD/MWh)
Hidro Xacbal, S. A.	5,703	7,357	491,946	2,025,156
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	321	414	27,695	114,009
Inversiones Pasabien, S.A.	344	444	29,683	122,194
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	996	1,285	85,924	353,715
Generadora de Occidente	1,390	1,792	119,860	493,419
Papeles Elaborados	465	600	40,135	165,221

Nota. Análisis del volumen de energía promedio comprado al mercado SPOT en los últimos 5 años, valuado al precio mínimo, promedio y máximo del mercado de oportunidad de la energía. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Debido a lo anterior expuesto se puede indicar que el monto de compra de energía en dólares americanos varía en función POE, exponiendo al participante productor al riesgo de un incremento significativo de dichos precios.

Por ende, el incremento en el monto de compras de energía se presenta por las variaciones al alza de los precios del mercado de oportunidad, como se observa en la Tabla 18.

4.3. ¿Cuál es el efecto de las compras de energía en el mercado SPOT durante los mantenimientos sobre las garantías requeridas para operar en el mercado mayorista?

Según la metodología de cálculo indicada por el administrador del mercado mayorista AMM, en la norma de coordinación comercial NCC-12 “Procedimiento de liquidación y facturación”. Se realiza un cálculo en base a los tres elementos siguientes:

- Cálculo del monto de garantía
- Evaluación del riesgo por participante

- Ajuste al monto de la garantía

El elemento 1: el cálculo de la garantía, se encuentra en función de los montos deudores del participante. Los montos deudores se relacionan a la valorización de las transacciones realizadas por el agente en cada mes. La tabla 14, muestra los saldos deudores del participante específico analizado.

Este cálculo analiza los siguientes elementos:

- Cálculo de los montos máximos históricos por mes
- Promedio de 12 meses

La Figura 19, muestra los resultados del cálculo de los montos máximos históricos y el promedio de los últimos 12 meses. En este caso USD 68,359.25 y USD 29,164.69, respectivamente.

Si una compra de energía durante los períodos de mantenimiento se realiza cuando los precios del mercado de oportunidad se encuentran altos, debido a distintas condiciones de mercado, esta compra tendrá un efecto inmediato en los montos máximos históricos mensuales, así como en los promedios de los últimos 12 meses.

Este incremento en los montos máximos y promedios causará un aumento en el valor de la garantía necesaria para realizar transacciones en el ME.

El elemento 2 “Evaluación de Riesgo por participante”, realiza un análisis del participante, midiendo la cantidad de meses que la garantía cubrió completamente los montos adeudados. De manera que si en un mes de mantenimiento, se realiza una compra alta de energía al mercado de oportunidad,

sobre pasando la garantía establecida, este elemento dará como resultado un factor que multiplicado por el cálculo del elemento 1, aumenta el monto de la garantía necesaria.

En este caso específico, el factor de cobertura da un valor de 0.31. El factor renovaciones es igual a 0.33 y el factor de ejecuciones de garantía 0.33. Al multiplicar todos los factores obtenidos se obtiene 0.97 como factor de calificación de riesgo. El factor de riesgo se obtiene del inverso del factor de calificación de riesgo, por lo que se obtiene 1.03. Este valor indica que la nueva garantía se incrementará en un 3 %, para el siguiente período.

Respecto al elemento 3 “Ajustes del monto de la garantía”, la norma NCC-12 indica lo siguiente: el monitoreo mensual de las transacciones realizadas por el participante, cada vez que existan 2 variaciones consecutivas en el monto de las transacciones iguales o mayores al 10 % de la garantía fijada. Se calculará el promedio del monto de variación y se suma al monto de garantía establecida y esa será la nueva garantía. (Administrador del Mercado Mayorista NCC-12, 2000).

En figura 18, se puede observar una descripción gráfica de los elementos descritos anteriormente, para la cuantificación de las garantías necesarias para operar en el ME.

Para calcular el efecto de las compras al MOE durante los paros por mantenimiento sobre las garantías requeridas para operar en el MM, se realizó un análisis de sensibilidad, con el incremento del valor del saldo deudor del último mes del periodo de análisis y se analizó su efecto sobre el nuevo valor de la garantía.

Los datos obtenidos de las 21 iteraciones se compilan en la Tabla 15.

La Figura 20, muestra los resultados derivados de incrementar las compras de energía para un mes dentro de los últimos doce meses del período de análisis. En este caso específico se incrementó la compra de energía para el mes de marzo de 2023, en un monto de USD 100,000.00. al realizar el cálculo de la garantía se observó un incremento de USD 20,004.00 en el monto de la nueva garantía operativa, equivalente a un 24.92 % del valor original.

En el caso específico analizado, el efecto de las compras de energía al mercado SPOT, durante los paros por mantenimiento, se determina de manera que un incremento de un USD 1.00 por encima del valor actual de la garantía, se incrementa el valor de la nueva garantía en USD 0.20004.

4.4. ¿Qué modificación es necesaria en la normativa del ME nacional para permitir la compraventa de energía entre participantes productores y disminuir la compra de energía al mercado de oportunidad durante los paros por mantenimiento?

Como se demostró en los capítulos anteriores, el mercado de oportunidad de la energía tiene una alta variabilidad en sus precios, lo cual se demuestra observando la Figura 17, en la cual se observan los rangos de variación dados por la resta de los valores máximos y mínimos de los precios en períodos anuales.

Esta alta variabilidad expone a los agentes generadores al riesgo ya que al realizar sus mantenimientos mayores y no poder entregar la energía físicamente al sistema nacional, debe adquirir los faltantes en el MOE.

Como se demostró en la Tabla 13, para los participantes productores sujetos de análisis, un volumen de energía promedio comprado en los últimos cinco años (MWh), puede tener un costo bajo o un costo considerablemente alto. Al realizar la valuación con los precios máximos y mínimos de enero a diciembre de 2022, un mismo volumen de energía puede tener un costo de entre un 1.50 % a 411.66 %. Esta variabilidad es considerablemente alta.

Si un participante productor pudiera prever las compras de energía durante sus paradas de mantenimiento y comprar energía para dichas fechas, puede disminuir el riesgo de incrementos abruptos en los precios del mercado SPOT.

Para que un generador pueda protegerse de la alta variabilidad de los precios del MOE, es necesario que establezca contratos a mediano o largo plazo, en los que contrate los volúmenes de energía que tradicionalmente compra durante sus paradas por mantenimiento. Un buen indicador de las cantidades de compra lo determina el promedio de MWh comprados en los últimos cinco años.

Establecer acuerdos contractuales, en los cuales prevé la compra de energía a un precio techo, provee al productor de una herramienta para protegerse de la alta variabilidad de los precios del MOE.

Sin embargo, en la normativa actual del ME, no existe una figura contractual que permita la compra venta de energía y potencia entre participantes productores, por lo que, los generadores siempre deben realizar compras al mercado SPOT, aun previendo sus indisponibilidades programadas.

Debido a lo anterior expuesto, es necesario modificar la normativa vigente específicamente la norma NCC-13, para agregar las figuras contractuales

necesarias para dotar a los productores de herramientas para protegerse de la alta variabilidad de los precios SPOT y minimizar los costos de mantenimiento relacionados a la compra de energía para el cumplimiento de compromisos contractuales.

4.5. Propuesta de modificación

Para evitar la exposición al riesgo provisto por la variación de los precios en el MOE, los agentes generadores deben contratar a mediano o largo plazo, las cantidades de energía que prevén comprar durante sus períodos de mantenimiento. Para los generadores sujetos de análisis en este estudio de investigación, la energía a contratar debe ser al menos el promedio de los últimos cinco años.

Sin embargo, en las condiciones actuales, aunque los participantes productores quieran protegerse del riesgo contratándose a largo plazo, no es posible realizarlo, ya que no existe en la NCC-13 una figura de contrato que permita la compra de energía entre productores.

Se propone la modificación de la “Norma de Coordinación Comercial No. 13” (NCC-13) en su numeral 13.4.3. Contratos de Respaldo, para agregar lo siguiente:

c) Contratos por Diferencias con curva de carga entre participantes productores.

En este tipo de contrato un participante productor vende a otro participante productor un valor de potencia para cubrir potencia comprometida en otros contratos en todo momento durante la vigencia del contrato, el cual no podrá

superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor compromete el abastecimiento de energía definida como una curva de demanda horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a otro participante productor.

La energía de la curva horaria será asignada al comprador del contrato y descontada a la parte vendedora del mismo. El vendedor se podrá respaldar contratando potencia para cumplir su compromiso. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el participante productor ya sea con generación propia o comprando faltantes en el mercado de oportunidad de existir el excedente necesario. Esto significa que no existe obligación para el agente productor vendedor de generar la energía comprometida en el contrato.

La ventaja de este contrato radica en que en un mismo contrato se pueden respaldar tanto potencia, como energía.

Con esta modificación a la normativa vigente, los participantes productores podrán realizar contratos de “Respaldo de energía” para protegerse del riesgo de la variabilidad del mercado SPOT durante sus períodos de mantenimiento mayor.

Así mismo el vendedor en este tipo de contrato decide vender si tiene una alta probabilidad de estar disponible durante la vigencia del contrato, de no ser así se expondría al mercado de oportunidad y su variabilidad intrínseca.

Dicha modificación es necesaria en el ME guatemalteco, ya que no existe razón por la cual los participantes productores, no puedan optar a herramientas para protegerse de la variabilidad de las condiciones del mercado. El objetivo principal de la existencia de los “contratos de suministro de potencia y energía

PPA” es que grandes usuarios, distribuidoras, comercializadores y productores, puedan realizar transacciones en el MM de electricidad, libremente.

CONCLUSIONES

1. Para los participantes productores que tiene contratos vigentes con alta exposición al mercado de oportunidad de la energía, se identificó como herramienta para minimizar la exposición al riesgo y disminuir las compras de energía al mercado de oportunidad, la suscripción de acuerdos contractuales a corto, mediano o largo plazo que establezcan precios techo de energía para transacciones de compra-venta entre participantes productores. Sin embargo, en la normativa actual no existen figuras contractuales que permitan la compra venta de energía y potencia entre generadores.
2. Las compras de energía al mercado de oportunidad se derivan de los acuerdos contractuales con exposición al riesgo, como los contratos por diferencia con curva de carga. Las compras de energía durante los períodos de mantenimiento son considerables en cuanto a cantidad y valor, llegando a alcanzar valores de 1.53GWh como volumen de energía y costos de USD 118,959.40 , en promedio anual para las 6 empresas generadoras analizadas.
3. Las compras de energía durante los periodos de indisponibilidad por mantenimiento tienen un efecto considerable sobre el cálculo de las garantías necesarias para operar en el mercado eléctrico, ya que las compras de energía en dólares incrementan los montos de los saldos deudores y el factor de riesgo aumentando directamente el monto de la garantía para el siguiente año. En el caso específico analizado en el capítulo de Discusión de Resultados, por cada dólar de compra de energía

por encima del valor de la garantía establecida, se incrementaba el valor en USD 0.2004 de la nueva garantía, es decir un 20 %.

4. Para disminuir las compras de energía al mercado SPOT por parte de los participantes productores, durante los períodos de mantenimiento, es necesaria la modificación de la Norma de Coordinación Comercial NCC-13, para incluir una nueva figura contractual que permita la compra y venta de energía y potencia entre participantes productores, en el cual se comprometa un valor de potencia y el abastecimiento de energía como una curva de demanda horaria.

RECOMENDACIONES

1. Implementar la modificación a la Norma de Coordinación Comercial NCC-13 “Mercado a término”, para proporcionar herramientas a los participantes productores que minimicen su exposición al riesgo del mercado de oportunidad y por ende se mantenga la inversión en el sector eléctrico.
2. Establecer contratos a corto, mediano o largo plazo (1, 5 o 10 años respectivamente) con otros agentes generadores o comercializadores para protegerse de la alta variabilidad de los precios del mercado de oportunidad de la energía, minimizar las compras de energía y evitar los costos relacionados al incremento de las garantías operativas, cuando se realicen paros por mantenimiento.
3. Comprar energía en acuerdos contractuales para los paros por mantenimientos en cantidad equivalente al promedio anual de la energía comprada para un horizonte de análisis de al menos cinco años. Esta energía debe valorizarse con proyecciones confiables de precios del mercado de oportunidad y establecer contratos por debajo de los valores de compra de energía al SPOT calculados.

REFERENCIAS

- Administrador del Mercado Mayorista. (2015). *Norma de Coordinación Comercial No. 4 NCC-4. AMM.*
- Administrador del Mercado Mayorista. (2022). *Información estadística preliminar segundo trimestre. AMM.*
- Administrador del Mercado Mayorista NCC-13. (2000). *Norma de Coordinación Comercial - Mercado a Término NCC-13. AMM.*
- Botero, F. I. (2013). Aplicación de las Opciones Reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales.*
- Commercial Law Development Program. (2014). *Understanding Power Purchase Agreements.* United States Department of Commerce.
- Commercial Law Development Program. (2016). *Undestanding Project Financing.* United States Department of Commerce.
- Commercial Law Development Program. (2019). *Undestanding Power Purchase Agreements.* United States Department of Commerce.
- Cristian, A. M. (2017). Cláusulas Take or Pay, origen estadounidense y efectos en el mercado chileno de energía. *Revista Chilena de Derecho Privado.,* 38 (1) 23-45.

Jabaz, A. R. (2012). *Estadística descriptiva, probabilidad e inferencia, una visión conceptual y aplicada*. Universidad de Chile.

Kelly, M. A. (2017). *Evaluación de las garantías requeridas para cubrir los riesgos en los mercados de futuros de energía eléctrica*. Ecos de Economía.

Legal Flash Energía. (2020). *Claves de los PPA o contratos de suministro de energía renovable a largo plazo*. Cuatrecasas.

Natalia, F. (2020). *La electricidad, mercado, inversiones y garantía de suministro*. Universidad Carlos III de Madrid.

Organización de las Naciones Unidas - CEPAL. (2001). *El Mercado eléctrico regional: contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua*. CEPAL.

Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2009). *Microeconomía* (7^a ed.). Pearson, Prentice Hall.

Pistonesi, H. (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. CEPAL.

Pollak Bakal, E. (1994). *Desarrollo de un mercado de opciones y futuros en el sector eléctrico chileno*. [Tesis de maestría, Pontificia Universidad Católica de Chile]. Repositorio institucional.

Posada Hernandez, G. J. (2016). *Elementos básicos de estadística descriptiva para el análisis de datos*. Fundación universitaria Luis Amigo.

Roberto Pablo, S. C. (2002). *Los contratos en el mercado eléctrico*. Universidad Complutense de Madrid.

Synex. (2020). *Evaluación sobre la necesidad de actualización regulatoria del mercado mayorista de Guatemala*. Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala.

Walpole, R. E., Myers, R. H., Myers, S. L., & Ye, K. (2012). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. Pearson Educación.

APÉNDICES

A continuación, se presentan las herramientas utilizadas para complementar el análisis de datos e información.

Apéndice 1.

Hoja electrónica para realizar cálculo de la garantía operativa

HIDROELÉCTRICA EL COBANO, S.A.

MONTO DE GARANTÍA INFORMADO POR EL AMM [2022-2023]

Análisis de Sensibilidad

BASE DE CÁLCULO

mar-23

ELEMENTO 1: MÉTODO DE CÁLCULO DE MONTO DE GARANTÍA PARA PARTICIPANTES CON HISTORIA

ITE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ 11,794.76	\$ 28.55	\$ 266.78	\$ 111,773.42	\$ 169,853.66	\$ 43,655.92	\$ 57,588.72	\$ 41,938.54	\$ 17,943.13	\$ 454,843.48
2019	\$ 1,900.37	\$ 461.66	\$ 109.85	\$ 6,765.60	\$ 15.34	\$ 66,768.48	\$ 145,459.85	\$ 116,589.01	\$ 91,407.31	\$ 5,499.42	\$ 2,543.62	\$ 9,061.55	\$ 446,782.06
2020	\$ 17.84	\$ -	\$ 1,162.32	\$ 6,934.64	\$ 297.58	\$ 107.99	\$ 34,381.74	\$ 22,357.39	\$ 570.80	\$ 322.88	\$ 17.63	\$ 2.90	\$ 66,173.71
2021	\$ 5.96	\$ 10.27	\$ 6.15	\$ 9,961.40	\$ 5.32	\$ 8,044.04	\$ 34,325.34	\$ 53.12	\$ 8.60	\$ 45,587.77	\$ 11,045.31	\$ 5,043.04	\$ 114,094.32
2022	\$ 67.30	\$ 96.19	\$ 16.62	\$ 1.91	\$ -	\$ 1.15	\$ 43,824.87	\$ 31,912.82	\$ 28.84	\$ 186.26	\$ 733.90	\$ 9.44	\$ 76,879.30
2023	\$ 3.84	\$ 1.22	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5.04
TOTAL	\$ 1,995.31	\$ 569.34	\$ 1,294.94	\$ 35,458.31	\$ 346.79	\$ 75,188.44	\$ 369,765.22	\$ 340,766.00	\$ 135,871.47	\$ 109,185.05	\$ 56,279.00	\$ 32,060.06	\$ 703,936.45

PEAJE PRINCIPAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ 13,258.85	\$ 13,470.87	\$ 13,497.84	\$ 12,929.30	\$ 12,997.12	\$ 17,965.32	\$ 13,787.64	\$ 13,674.70	\$ 13,603.82	\$ 125,185.46
2019	\$ 14,693.75	\$ 14,618.52	\$ 14,424.56	\$ 13,922.20	\$ 14,831.25	\$ 14,155.44	\$ 14,864.21	\$ 14,676.13	\$ 14,686.54	\$ 14,742.20	\$ 14,713.22	\$ 16,339.80	\$ 176,669.82
2020	\$ 16,201.33	\$ 16,245.23	\$ 16,179.54	\$ 18,283.69	\$ 18,389.53	\$ 18,394.43	\$ 18,156.79	\$ 18,402.60	\$ 18,081.94	\$ 18,392.80	\$ 18,091.35	\$ 18,169.30	\$ 212,988.53
2021	\$ 20,237.55	\$ 18,710.36	\$ 18,722.32	\$ 18,727.91	\$ 18,221.68	\$ 17,061.93	\$ 17,385.07	\$ 17,852.28	\$ 17,839.37	\$ 17,505.48	\$ 17,443.21	\$ 17,397.49	\$ 217,102.65
2022	\$ 21,006.27	\$ 19,651.54	\$ 19,494.56	\$ 19,496.24	\$ 20,409.65	\$ 20,400.84	\$ 20,429.69	\$ 20,330.09	\$ 21,201.91	\$ 21,400.75	\$ 21,307.33	\$ 21,372.72	\$ 246,501.59
2023	\$ 22,888.92	\$ 22,478.05	\$ 22,522.83	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 67,889.80
TOTAL	\$ 95,027.82	\$ 91,703.70	\$ 91,343.81	\$ 83,688.89	\$ 85,322.98	\$ 83,510.48	\$ 83,765.06	\$ 84,258.22	\$ 89,775.08	\$ 85,828.87	\$ 85,229.81	\$ 86,883.13	\$ 921,152.39

PEAJE SECUNDARIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2019	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2020	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2021	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2022	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2023	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL	\$ -												

COSTO DIFERENCIAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2019	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2020	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2021	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2022	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2023	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL	\$ -												

CFE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2019	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.10
2020	\$ -	\$ 12.04	\$ -	\$ 59.49	\$ 90.97	\$ 119.94	\$ 275.41	\$ 14.11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 571.96
2021	\$ 25.74	\$ 12.93	\$ 63.84	\$ -	\$ 28.82	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 24.74	\$ -	\$ 123.66	\$ 279.73
2022	\$ 132.29	\$ 71.07	\$ -	\$ 138.16	\$ 74.09	\$ 75.16	\$ 9.74	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 32.83	\$ 533.34
2023	\$ 34.28	\$ 47.15	\$ 24.74	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 106.17
TOTAL	\$ 192.31	\$ 143.19	\$ 88.58	\$ 197.65	\$ 193.88	\$ 195.10	\$ 285.15	\$ 14.21	\$ -	\$ 24.74	\$ -	\$ 156.49	\$ 1,491.30

Continuación de Apéndice 1.

6 CUOTA AMM	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ 636.81	\$ 1,259.05	\$ 2,295.17	\$ 1,202.51	\$ 1,355.26	\$ 2,311.91	\$ 1,983.91	\$ 1,265.82	\$ 955.05	\$ 13,265.49
2019	\$ 857.70	\$ 832.85	\$ 798.50	\$ 736.21	\$ 943.63	\$ 1,237.19	\$ 1,138.92	\$ 1,480.30	\$ 1,829.42	\$ 2,381.57	\$ 1,407.32	\$ 997.43	\$ 14,641.04
2020	\$ 857.51	\$ 830.56	\$ 759.17	\$ 652.45	\$ 926.21	\$ 2,199.49	\$ 1,706.14	\$ 2,035.81	\$ 2,469.64	\$ 2,348.80	\$ 2,204.64	\$ 1,280.85	\$ 18,273.27
2021	\$ 849.37	\$ 773.60	\$ 726.17	\$ 574.92	\$ 959.69	\$ 1,492.00	\$ 1,555.93	\$ 2,005.56	\$ 2,490.58	\$ 1,829.09	\$ 1,275.39	\$ 969.69	\$ 15,501.99
2022	\$ 934.71	\$ 785.76	\$ 689.65	\$ 861.28	\$ 1,161.69	\$ 2,426.19	\$ 1,726.18	\$ 1,932.84	\$ 2,576.87	\$ 2,414.98	\$ 1,607.06	\$ 1,186.23	\$ 18,303.44
2023	\$ 992.61	\$ 908.20	\$ 802.72										\$ 2,703.53
TOTAL	\$ 4,491.90	\$ 4,130.97	\$ 3,776.21	\$ 3,461.67	\$ 5,252.27	\$ 9,650.04	\$ 7,329.68	\$ 8,809.77	\$ 11,678.42	\$ 10,958.35	\$ 7,760.23	\$ 5,389.25	\$ 82,688.76

RESUMEN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2018				\$ 25,690.42	\$ 14,758.47	\$ 16,059.79	\$ 125,905.23	\$ 184,206.04	\$ 63,933.15	\$ 73,360.27	\$ 56,879.06	\$ 32,502.00	\$ 593,294.43
2019	\$ 17,451.82	\$ 15,913.03	\$ 15,332.91	\$ 21,424.01	\$ 15,790.22	\$ 82,161.11	\$ 161,464.98	\$ 132,745.54	\$ 108,123.27	\$ 22,623.19	\$ 18,664.16	\$ 26,398.78	\$ 638,093.02
2020	\$ 17,076.68	\$ 17,087.83	\$ 18,101.03	\$ 25,930.27	\$ 19,706.29	\$ 20,821.85	\$ 54,520.08	\$ 42,809.91	\$ 21,122.38	\$ 21,044.48	\$ 20,313.62	\$ 19,453.05	\$ 298,007.47
2021	\$ 21,118.42	\$ 19,507.16	\$ 19,518.49	\$ 29,264.23	\$ 19,215.51	\$ 26,597.97	\$ 53,264.34	\$ 19,910.84	\$ 20,338.55	\$ 64,947.08	\$ 29,743.91	\$ 23,533.88	\$ 346,980.49
2022	\$ 22,140.57	\$ 20,604.56	\$ 20,200.83	\$ 20,497.59	\$ 21,645.43	\$ 22,903.34	\$ 65,990.48	\$ 54,175.75	\$ 23,807.62	\$ 24,001.99	\$ 23,648.29	\$ 22,601.22	\$ 342,217.67
2023	\$ 23,919.65	\$ 23,434.62	\$ 23,350.29	\$ 29,264.23	\$ 21,645.43	\$ 82,161.11	\$ 161,464.98	\$ 184,206.04	\$ 108,123.27	\$ 73,360.27	\$ 56,879.06	\$ 32,502.00	\$ 70,704.56
TOTAL	\$ 101,707.34	\$ 96,547.20	\$ 96,503.54	\$ 122,806.52	\$ 91,115.92	\$ 168,544.06	\$ 461,145.11	\$ 433,848.20	\$ 237,324.97	\$ 205,997.01	\$ 149,269.04	\$ 124,488.93	\$ 1,696,003.41
MÁXIMO	\$ 23,919.65	\$ 23,434.62	\$ 23,350.29	\$ 29,264.23	\$ 21,645.43								

PROMEDIO DE MONTOS MÁXIMOS HISTÓRICOS POR MES	
MONTO DEUDOR	\$ 68,359.25
PROMEDIO 12 MESES	
MONTO DEUDOR	\$ 29,164.69
PONDERACIÓN	
PROMEDIO HISTÓRICO	25%
PROMEDIO 12 MESES	75%
ESTABLECIMIENTO DE LA GARANTÍA	
GARANTÍA	\$ 38,963.33
	2
	\$ 77,926.66

ELEMENTO 2: EVALUACIÓN DEL RIESGO POR PARTICIPANTE

GARANTÍA VIGENTE	\$ 80,264.46
------------------	--------------

COBERTURA - [CANTIDAD DE MESES CON GARANTÍA COMPLETA DURANTE ÚLTIMOS 12 MESES]

MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
MONTO DEUDOR	\$ 23,434.62	\$ 23,350.29	\$ 20,497.59	\$ 21,645.43	\$ 22,903.34	\$ 65,990.48	\$ 54,175.75	\$ 23,807.62	\$ 24,001.99	\$ 23,648.29	\$ 22,601.22	
Variación	\$ 1,318.43	\$ (485.03)	\$ (84.33)	\$ (2,852.70)	\$ 1,147.84	\$ 1,257.91	\$ 43,087.14	\$ (11,814.73)	\$ (30,368.13)	\$ 194.37	\$ (353.70)	\$ (1,047.07)
GARANTÍA VIGENTE	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	\$ 80,264.46	
10% DE GARANTÍA	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	\$ 8,026.45	
GARANTÍA -10%	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	\$ 72,238.01	
COBERTURA GARANTÍA							1					

TIEMPO TOTAL DE COBERTURA DE GARANTÍA	12
TIEMPO SIN COBERTURA DE GARANTÍA	1
TIEMPO CON COBERTURA DE GARANTÍA	11

FACTOR	0.92
PONDERACIÓN	33.30%
COBERTURA	0.31

CUMPLIMIENTO A RENOVACIONES - [MÁXIMO 5 AÑOS]

TIEMPO TOTAL DE CUMPLIMIENTO A RENOVACIONES	4
TIEMPO SIN CUMPLIMIENTO A RENOVACIONES	0
TIEMPO CON CUMPLIMIENTO A RENOVACIONES	4

FACTOR	1.00
PONDERACIÓN	33.30%
CUMPLIMIENTO	0.33

Continuación Apéndice 1.

EJECUCIONES DE GARANTÍA - [MÁXIMO 5 AÑOS]

TIEMPO TOTAL DE EJECUCIONES DE GARANTÍA	52
TIEMPO SIN EJECUCIONES DE GARANTÍA	0
TIEMPO CON EJECUCIONES DE GARANTÍA	52

FACTOR	1.00
PONDERACIÓN	33.30%
EJECUCIONES	0.33

FACTOR DE RIESGO

CALIFICACIÓN DE RIESGO	0.97
FACTOR DE RIESGO	1.03

ESTABLECIMIENTO DE LA GARANTÍA

GARANTÍA TOTAL A REQUERIR EN RENOVACIÓN	\$ 80,265.00
-----------------------------------------	--------------

Análisis de Incremento de Compra de Energía al Mercado de Oportunidad Durante Mantenimientos.

Valor Actual	\$ 80,265.00
Incremento de Compra de Energía	\$ 100,000.00
Nuevo valor de garantía.	\$ 80,265.00
Diferencia	\$ -
Diferencia (%)	0.00%

Nota. Hoja electrónica realizada para calcular el monto de la nueva garantía operativa requerida por el Administrador del Mercado Mayorista. Elaboración propia, realizado en Microsoft Excel.

Apéndice 2.

Código de Visual Basic para Aplicaciones en Microsoft Excel.

```
Sub iterarSensibilidadV2()
```

```
    Dim i As Double
```

```
    Dim filaactual As Double
```

```
    Dim iteracion As Double
```

```
    Dim incremento As Integer
```

```
    iteracion = 0
```

```
    filaactual = 5
```

```
    incremento = 5000
```

```
'Escribiendo el número de incremento por cada iteración
```

```
Application.Workbooks("IteracionGarantiasMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad V2").Cells(2, 7).Value = incremento
```

Continuación Apéndice 2.

```
For i = 0 To 100000 Step incremento
    iteracion = iteracion + 1
    'modificando el valor de la energía de marzo 2023
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Análisis Sens
    CalcCoberturaV2").Cells(18, 6).Value = i
    'Calculando los resultados de la hoja.
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Análisis Sens
    CalcCoberturaV2").Calculate
    'escribiendo resultados en el registro
    'escribiendo el No. de iteración
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad
    V2").Cells(filaactual, 3).Value = iteracion
    'escribiendo el valor de compra de energía en marzo 2023
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad
    V2").Cells(filaactual, 4).Value = i
    'escribiendo el valor de la garantía actual
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad
    V2").Cells(filaactual, 5).Value =
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Análisis Sens
    CalcCoberturaV2").Cells(165, 6).Value
    'escribiendo el monto nuevo de garantía
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad
    V2").Cells(filaactual, 6).Value =
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Análisis Sens
    CalcCoberturaV2").Cells(169, 6).Value
    'escribiendo el monto de la diferencia en USD
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad
    V2").Cells(filaactual, 7).Value =
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Análisis Sens
    CalcCoberturaV2").Cells(171, 6).Value
    'escribiendo el monto de la diferencia en %
    Application.Workbooks("IteracionGarantiascMacro.xls").Worksheets("Resultados Sensibilidad
    V2").Cells(filaactual, 8).Value =
```

Continuación Apéndice 2.

```
Application.Workbooks("IteracionGarantiasMacro.xlsm").Worksheets("Análisis Sens  
CalcCoberturaV2").Cells(173, 6).Value  
'incrementando fila actual  
filaactual = filaactual + 1  
Next i
```

```
MsgBox "Se ha finalizado el proceso de análisis de sensibilidad V2 con " & iteracion & "  
iteraciones.", vbOKOnly, "Proceso de Análisis Finalizado - Monto de Garantía Operativa"  
End Sub
```

Nota. Código de VBA para realizar iteraciones, incrementando la compra de energía en USD 5,000 en cada iteración, hasta USD 100,000.00 para obtener el efecto directo en el cálculo de la garantía. Líneas que inician con apostrofe muestran comentario del programador. Elaboración propia, en Microsoft Excel.

ANEXOS

Se muestran fuentes de información externa, utilizada para la compilación de datos y su posterior conversión en información analizable.

Anexo 1.

Índice del informe de transacciones económicas ITE

INFORME DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS PERÍODO DEL 1 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022. VERSIÓN ORIGINAL

PR	PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA Y MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
PR01	<u>PRECIO SPOT DE LA ENERGÍA EN EL NODO DE REFERENCIA (GUATEMALA SUR 230 KV) EN US\$ / MWh</u>
PR02	<u>PRECIO SPOT DE LA ENERGÍA PARA LA DEMANDA EN US\$ / MWh</u>
PR03	<u>COSTOS DE MERCADO CONFORME NCC1, NUMERAL 1.3.3 INCISO K</u>
PR04	<u>PRECIO EXANTE DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL 230 KV EN US\$ / MWh (MOYUTA, LA VEGA II Y PANALUYA)</u>
PR05	<u>PRECIO EXPOST DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL 230 KV EN US\$ / MWh (MOYUTA, LA VEGA II Y PANALUYA)</u>
PR06	<u>PRECIO DE LA ENERGÍA PARA TRANSACCIONES CON MÉXICO EN US\$ / MWh</u>
EP	RESULTADOS DE ENERGÍA - PARTICIPANTES PRODUCTORES
EP01	<u>RESUMEN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA PARTICIPANTES PRODUCTORES</u>
EP02	<u>RESUMEN DE RESULTADOS ECONOMICOS PARTICIPANTES PRODUCTORES</u>
EP03	<u>ENERGÍA TOTAL GENERADA EN kWh</u>
EP04	<u>VALORIZACION DE LA PRODUCCION EN US\$</u>
EP05	<u>ENERGÍA COMERCIALIZADA EN kWh</u>
EP06	<u>ENERGÍA COMERCIALIZADA EN US\$</u>
EP07	<u>CONSUMO PROPIO EN kWh</u>
EP08	<u>VALORIZACION DEL CONSUMO PROPIO EN US\$</u>
EP09	<u>ENERGÍA VENDIDA MERCADO A TÉRMINO EN kWh</u>
EP10	<u>ENERGÍA VENDIDA MERCADO A TÉRMINO EN US\$</u>
EP11	<u>ENERGÍA COMPRADA MERCADO A TERMINO EN kWh</u>
EP12	<u>ENERGÍA COMPRADA MERCADO A TERMINO EN US\$</u>
EP13	<u>RESULTADO NETO DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD EN kWh</u>
EP14	<u>RESULTADO NETO DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD EN US\$</u>
EP15	<u>COMERCIALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN kWh</u>
EC	RESULTADOS DE ENERGÍA - PARTICIPANTES CONSUMIDORES
EC01	<u>RESUMEN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA PARTICIPANTES CONSUMIDORES</u>
EC02	<u>RESUMEN DE RESULTADOS ECONOMICOS AGENTES CONSUMIDORES</u>
EC03	<u>CONSUMO TOTAL EN kWh</u>
EC04	<u>VALORIZACION DEL CONSUMO TOTAL EN US\$</u>
EC05	<u>ENERGÍA COMERCIALIZADA EN kWh</u>
EC06	<u>ENERGÍA COMERCIALIZADA EN US\$</u>
EC07	<u>ENERGÍA COMPRADA MERCADO A TÉRMINO EN kWh</u>
EC08	<u>ENERGÍA COMPRADA MERCADO A TERMINO EN US\$</u>
EC09	<u>ENERGÍA VENDIDA MERCADO A TÉRMINO EN kWh</u>
EC10	<u>ENERGÍA VENDIDA MERCADO A TÉRMINO EN US\$</u>

Continuación Anexo 1.

EC11	<u>CONSUMO PROPIO kWh</u>
EC12	<u>CONSUMO PROPIO US\$</u>
EC13	<u>RESULTADO NETO DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD EN kWh</u>
EC14	<u>RESULTADO NETO DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD EN US\$</u>
EC15	<u>COMERCIALIZACIÓN DE LA DEMANDA kWh</u>
EC16	<u>AJUSTE DE ENERGÍA POR INEXACTITUD DEL MEDIDOR</u>
PP	RESULTADOS DE POTENCIA - PARTICIPANTES PRODUCTORES
PP00	<u>RESUMEN DE DESVIOS DE POTENCIA</u>
PP01	<u>RESUMEN DE DESVIOS DE POTENCIA PARTICIPANTES PRODUCTORES</u>
PP02	<u>POTENCIA TOTAL COMPROMETIDA POR LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES (MW)</u>
PP03	<u>OFERTA FIRME DISPONIBLE TOTAL DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES (MW)</u>
PP04	<u>DESVIOS DE POTENCIA DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES (MW)</u>
PP05	<u>DESVIOS DE POTENCIA POSITIVOS REMUNERABLES DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES (MW)</u>
PP06	<u>DESVIOS DE POTENCIA NEGATIVOS DE LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES (MW)</u>
PC	RESULTADOS DE POTENCIA - PARTICIPANTES CONSUMIDORES
PC01	<u>RESUMEN DE DESVIOS DE POTENCIA PARTICIPANTES CONSUMIDORES</u>
PC02	<u>RESUMEN DE LA DISTRIBUCION DEL REMANENTE POR DESVIOS DE POTENCIA PARTICIPANTES CONSUMIDORES</u>
PC03	<u>DEMANDA FIRME EFECTIVAMENTE CONTRATADA POR LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW)</u>
PC04	<u>DEMANDA FIRME EFECTIVA DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW) incluyendo CAD</u>
PC05	<u>DESVIOS DE POTENCIA MENSUALES DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW)</u>
PC06	<u>DESVIO DE POTENCIA NEGATIVO TOTAL DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW)</u>
PC07	<u>EXCEDENTES DE POTENCIA DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW)</u>
SC	RESULTADOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
SC01	<u>RESUMEN RESERVA RODANTE OPERATIVA</u>
SC02	<u>DETALLE DE UNIDADES ASIGNADAS PARA RESERVA RODANTE OPERATIVA</u>
SC03	<u>SERVICIO DE RESERVA RODANTE OPERATIVA EN US\$ PARTICIPANTES PRODUCTORES</u>
SC04	<u>SERVICIO DE RESERVA RODANTE OPERATIVA EN US\$ PARTICIPANTES CONSUMIDORES</u>
SC05	<u>RESUMEN DE RESERVA RÁPIDA</u>
SC06	<u>SERVICIO DE RESERVA RAPIDA EN US\$ PARTICIPANTES PRODUCTORES</u>
SC07	<u>SERVICIO DE RESERVA RAPIDA EN US\$ PARTICIPANTES CONSUMIDORES</u>
SC08	<u>DEMANDA REGISTRADA PARA SERVICIO DE RESERVA RÁPIDA (MWh)</u>
GF	RESULTADOS POR GENERACIÓN FORZADA
GF01	<u>RESUMEN DE UNIDADES ASIGNADAS</u>
GF02	<u>DETALLE DE UNIDADES ASIGNADAS</u>
GF03	<u>GENERACION FORZADA EN US\$ PARTICIPANTES PRODUCTORES</u>
GF04	<u>GENERACION FORZADA EN US\$ PARTICIPANTES CONSUMIDORES</u>
IN	RESULTADOS POR TRANSACCIONES EN EL MER E INTERCONEXIÓN
IN00A	<u>RESULTADOS POR TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL Y SUS INTERCONEXIONES (US\$)</u>
IN00B	<u>RESULTADOS POR TRANSACCIONES E INTERCONEXIÓN CON MÉXICO (US\$)</u>
IN01	<u>IMPORTACIONES DE ENERGÍA POR PARTICIPANTE (kWh)</u>
IN02	<u>IMPORTACIONES DE ENERGÍA POR PARTICIPANTE (US\$)</u>
IN03	<u>EXPORTACIONES DE ENERGÍA POR PARTICIPANTE (kWh)</u>
IN04	<u>EXPORTACIONES DE ENERGÍA POR PARTICIPANTE (US\$)</u>
IN05	<u>ENERGÍA BONIFICABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER IMPORTADA (US\$)</u>
IN06	<u>ENERGÍA BONIFICABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER IMPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
IN07	<u>ENERGÍA COMPENSABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER IMPORTADA (US\$)</u>
IN08	<u>ENERGÍA COMPENSABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER IMPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
IN09	<u>ENERGÍA DE EMERGENCIA IMPORTADA (US\$)</u>
IN10	<u>ENERGÍA DE EMERGENCIA IMPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>

Continuación Anexo1.

IN11	<u>ENERGÍA INADVERTIDA Y DESVIACIONES NORMALES MER IMPORTADA (US\$)</u>
IN12	<u>ENERGÍA INADVERTIDA Y DESVIACIONES NORMALES MER IMPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
IN13	<u>ENERGÍA BONIFICABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER EXPORTADA (US\$)</u>
IN14	<u>ENERGÍA BONIFICABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER EXPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
IN15	<u>ENERGÍA COMPENSABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER EXPORTADA (US\$)</u>
IN16	<u>ENERGÍA COMPENSABLE Y DESVIACIÓN GRAVE MER EXPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
IN17	<u>ENERGÍA DE EMERGENCIA EXPORTADA (US\$)</u>
IN18	<u>ENERGÍA DE EMERGENCIA EXPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
IN19	<u>ENERGÍA INADVERTIDA Y DESVIACIONES NORMALES MER EXPORTADA (US\$)</u>
IN20	<u>ENERGÍA INADVERTIDA Y DESVIACIONES NORMALES MER EXPORTADA - SOBRECOSTO / EXCEDENTE (US\$)</u>
PE	PEAJE PRINCIPAL
PE01	<u>DETALLE DE CARGOS CON LOS TRANSPORTISTAS</u>
PE02	<u>ABONO POR CONCEPTO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL (US\$)</u>
PE03	<u>POTENCIA FIRME COMPROMETIDA EN CONTRATOS PARA EL CUBRIMIENTO DE DEMANDA FIRME (MW)</u>
PE04	<u>POTENCIA MAXIMA DE EXPORTACION COMPROMETIDA Y POTENCIA MAXIMA DE IMPORTACION COMPROMETIDA PRODUC</u>
PE05A	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE DUKE (US\$)</u>
PE05B	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE ETCEE (US\$)</u>
PE05C	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE RECSA (US\$)</u>
PE05D	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TREO (US\$)</u>
PE05E	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANNOVA (US\$)</u>
PE05F	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRECSCA (US\$)</u>
PE05G	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSFOSUR (US\$)</u>
PE05H	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSUSA (US\$)</u>
PE05I	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRELEC (US\$)</u>
PE05J	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE EEBIS (US\$)</u>
PE05K	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSNORTE (US\$)</u>
PE06	<u>RESUMEN DE CARGOS POR TRANSPORTISTA</u>
PE07A	<u>POTENCIA FIRME CONTRATADA EN CONTRATOS PARA EL CUBRIMIENTO DE DEMANDA FIRME (MW)</u>
PE07B	<u>POTENCIA FIRME CONTRATADA EN CONTRATOS CONSIDERANDO ASIGNACIÓN ESPECIAL DE CARGOS (MW)</u>
PE08	<u>DEMANDA FIRME NO CUBIERTA EN CONTRATOS DE POTENCIA (MW)</u>
PE09	<u>POTENCIA MAXIMA DE EXPORTACION COMPROMETIDA Y POTENCIA MAXIMA DE IMPORTACION COMPROMETIDA CONSUM</u>
PE10A	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE DUKE (US\$)</u>
PE10B	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE ETCEE (US\$)</u>
PE10C	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE RECSA (US\$)</u>
PE10D	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TREO (US\$)</u>
PE10E	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANNOVA (US\$)</u>
PE10F	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRECSCA (US\$)</u>
PE10G	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSFOSUR (US\$)</u>
PE10H	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSUSA (US\$)</u>
PE10I	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRELEC (US\$)</u>
PE10J	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE EEBIS (US\$)</u>
PE10K	<u>CARGO DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSNORTE (US\$)</u>
PE11	<u>CARGO POR INTERES MORATORIO EN EL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL(US\$)</u>

Continuación Anexo 1.

PE	PEAJE SECUNDARIO
PS01	<u>DETALLE DE CARGOS CON LOS TRANSPORTISTAS</u>
PS02	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA (MW)</u>
PS03	<u>POTENCIA MÁXIMA AUTORIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MW)</u>
PS04	<u>POTENCIA MÁXIMA RESULTADO DE PRUEBA DE POTENCIA (MW)</u>
PS05	<u>POTENCIA FIRME QUE CUBRE DEMANDA FIRME (MW)</u>
PS06	<u>MÍNIMO DE POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA (MW)</u>
PS07	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN (MW)</u>
PS08	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN DE ETCEE, TRELEC Y DUKE (US\$)</u>
PS09	<u>RESUMEN DE CARGOS POR TRANSPORTISTA</u>
PS10	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA TRELEC (MW)</u>
PS11	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA ETCEE REGION CENTRAL(MW)</u>
PS12	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA ETCEE REGION OCCIDENTE (MW)</u>
PS13	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA ETCEE REGION ORIENTE (MW)</u>
PS14	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA RECSA REGIÓN OCCIDENTE (MW)</u>
PS15	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA RECSA REGIÓN ORIENTE (MW)</u>
PS16	<u>POTENCIA CONTRATADA PARA LA CONEXIÓN CON EL TRANSPORTISTA DUKE (MW)</u>
PS17	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA TRELEC (kW)</u>
PS18	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA ETCEE REGIÓN CENTRAL (kW)</u>
PS19	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA ETCCEE REGIÓN OCCIDENTE (kW)</u>
PS20	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA ETCEE REGIÓN ORIENTE (kW)</u>
PS21	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA RECSA REGIÓN OCCIDENTE (kW)</u>
PS22	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA RECSA REGIÓN ORIENTE (kW)</u>
PS23	<u>DEMANDA MÁXIMA DIARIA REGISTRADA POR EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA DUKE (kW)</u>
PS24	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE TRELEC (kW)</u>
PS25	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE ETCEE REGIÓN CENTRAL (kW)</u>
PS26	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE ETCEE REGIÓN OCCIDENTE (kW)</u>
PS27	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE ETCEE REGIÓN ORIENTE (kW)</u>
PS28	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE RECSA REGIÓN OCCIDENTE (kW)</u>
PS29	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE RECSA REGIÓN ORIENTE (kW)</u>
PS30	<u>POTENCIA TRANSMITIDA EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE DUKE (kW)</u>
PS31	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE TRELEC (US\$)</u>
PS32	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE ETCEE REGIÓN CENTRAL (US\$)</u>
PS33	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE ETCEE REGIÓN OCCIDENTE (US\$)</u>
PS34	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE ETCEE REGIÓN ORIENTE (US\$)</u>
PS35	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE RECSA REGIÓN OCCIDENTE (US\$)</u>
PS36	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE RECSA REGIÓN ORIENTE (US\$)</u>
PS37	<u>CARGO POR PEAJE EN EL SISTEMA DE SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN DE DUKE (US\$)</u>
CD	COSTOS DIFERENCIALES
CD00	<u>DETALLES PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DIFERENCIAL EN US\$</u>
CD01	<u>RESUMEN DE COSTOS DIFERENCIALES (US\$)</u>
CD02	<u>COSTO DIFERENCIAL DE POTENCIA (US\$)</u>
CD03	<u>DETALLE DE ENERGÍA SUMINISTRADA POR CONTRATO kWh</u>
CD04	<u>DETALLE DEL PRECIO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA POR CONTRATO (US\$/MWh)</u>
CD05	<u>DETALLES PARA EL COSTO DIFERENCIAL DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA POR CONTRATO (US\$)</u>
CD06	<u>DETALLES DEL COSTO POR EXCEDENTES DE POTENCIA (US\$)</u>
CD07	<u>DETALLES DE OTROS INGRESOS (US\$)</u>

Continuación Anexo 1.

CC	SOBRECOSTO DE POTENCIA
SP01	<u>RESUMEN DEL CARGO DEL SALDO PRECIO DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGÍA EXCEDENTE DE LOS CONTRATOS POR LICITACIÓN</u>
SP02	<u>DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS (kWh)</u>
SP03	<u>EXCEDENTE DE ENERGÍA DE UNA UNIDAD/CENTRAL ASOCIADA A CONTRATOS DE LICITACIÓN - EEXLA (kWh)</u>
SP04	<u>ENERGÍA DEMANDADA NO CUBIERTA POR OTROS CONTRATOS (kWh)</u>
SP05	<u>SALDO DEL PRECIO DE LA POTENCIA DE UNA UNIDAD/CENTRAL ASOCIADA A UN CONTRATO DE LICITACIÓN (US\$)</u>
SP06	<u>TOTAL DE ENERGÍA UTILIZADA ASOCIADA A UN CONTRATO DE LICITACIÓN ABIERTA (kWh)</u>
SP07	<u>TOTAL ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA (kWh)</u>
SP08	<u>ENERGÍA PRODUCIDA ASOCIADA A CONTRATOS DE LICITACIÓN ABIERTA (MWh)</u>
SP09	<u>DIFERENCIA ENTRE VALORIZACIÓN AL PRECIO SPOT VS. AL COSTO VARIABLE DE LA UNIDAD RESPECTIVA (USD \$)</u>
SP10	<u>COSTOS VARIABLES US\$/MWh</u>

Nota. El informe de transacciones económicas compila la información de las transacciones realizadas en el mes de análisis, en relación con los distintos aspectos del mercado eléctrico nacional. Obtenido de Administrador del Mercado Mayorista. (2023) *Reportes publicados*. (https://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145), consultado el 12 de junio de 2023. De dominio público.