



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Artes en Gestión de Mercados Eléctricos
Regulados

**ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS
NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS
RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA**

Ing. Acner René Cano Medina

Asesorado por el MSc. Ing. René Roberto Castellanos Moreira

Guatemala, febrero de 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS
NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS
RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. ACNER RENÉ CANO MEDINA

ASESORADO POR EL MSC. ING. RENÉ ROBERTO CASTELLANOS MOREIRA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**MAESTRO EN ARTES EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS
REGULADOS**

GUATEMALA, FEBRERO DE 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN**

DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera (a. i.)
EXAMINADORA	Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
SECRETARIO	Mtro. Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS
NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS
RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 2 de noviembre de 2022.

Ing. Acner René Cano Medina

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

LNG.DECANATO.OI.106.2024

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: **ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA**, presentado por: **Ing. Acner René Cano Medina**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.



JFGR/gaoc



Guatemala, febrero de 2024

LNG.EEP.OI.106.2024

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

“ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA”

presentado por **Ing. Acner René Cano Medina** 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

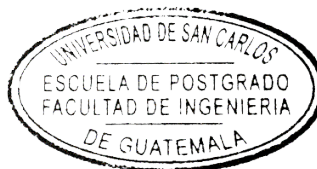
M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA** del estudiante **Acner Rene Cano Medina** quien se identifica con número de carné **200815584** del programa de Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

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

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



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

Oficina Virtual



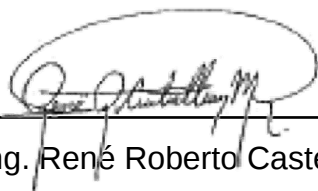
Guatemala, 31 de agosto de 2023

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: **"ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES EN LAS TRANSACCIONES REGIONALES Y PRECIOS NODALES EN EL MER, ANTE EL INCREMENTO DE LOS VALORES EN LAS RESTRICCIONES DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA"** del estudiante **Acner René Cano Medina** del programa de **Maestría En Gestión De Mercados Eléctricos Regulados** identificado(a) con número de carné 200815584.

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



Msc. Ing. René Roberto Castellanos Moreira

Colegiado No. 14999

Asesor de Tesis

René Roberto Castellanos Moreira
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 14,999

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser una fuente de sabiduría.
Mis padres	José Luis Cano y Valentina Medina. Por su apoyo, paciencia y amor incondicional a lo largo de estos años.
Mis hermanas	Gabriela, Valentina e Ilenia Cano. Por su cariño y comprensión.
Mis sobrinos	Sebastián, Santiago Siliezar, Jade Sandoval y Adrián Velásquez. Por llenar de alegría mis días.
Mis amigos	Carlos Cojulún, Carlos Estevez, Chrystian Celada y Hugo Cabrera. Por transmitirme toda la sabiduría adquirida en sus campos laborales.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi casa de estudios y mi alma mater.
Facultad de Ingeniería	Por formarme a nivel académico y darme las herramientas necesarias para desenvolverme profesionalmente.
Escuela de Estudios de Postgrado	Por darme la oportunidad de seguir creciendo intelectualmente.
Ente Operador Regional	Por brindarme todas las herramientas necesarias para la elaboración del presente trabajo.
Mi asesor	René Castellanos. Por su apoyo incondicional y su gran amistad.
Ingeniero	Martín Sánchez. Por compartir todo su conocimiento del mercado eléctrico regional a lo largo de estos años.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XXI
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XXIII
OBJETIVOS	XXIX
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXXI
INTRODUCCIÓN.....	XXXIII
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. Mercado eléctrico	7
2.1.1. Mercado eléctrico regional (MER).....	9
2.1.2. Transacciones regionales	10
2.1.3. Despacho diario	11
2.1.3.1. Modelo de optimización del predespacho regional.....	11
2.1.4. Precios nodales ex-ante.....	13
2.1.5. Cargo variable de transmisión (CVT)	15
2.2. Red de transmisión regional (RTR).....	16
2.2.1. Identificación de la RTR	18
2.2.2. Máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP).....	19

2.2.3.	Criterios para definir las máximas transferencias individuales.....	20
2.3.	Proyecto SIEPAC	21
2.4.	Fenómeno climático El Niño.....	24
3.	MARCO CONCEPTUAL	27
3.1.	Investigación operativa.....	27
3.2.	Optimización	27
3.2.1.	Modelos de optimización	29
3.2.2.	Etapas en el desarrollo de un modelo.....	29
3.3.	<i>Software</i> GAMS	31
4.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	33
4.1.	Características del estudio	33
4.1.1.	Enfoque.....	33
4.1.2.	Alcance	33
4.1.3.	Diseño	34
4.2.	Unidades de análisis	34
4.3.	Variables	34
4.4.	Fases del estudio	36
4.4.1.	Fase 1: exploración bibliográfica	36
4.4.2.	Fase 2: elección de escenarios	36
4.4.3.	Fase 3: recolección de insumos	37
4.4.4.	Fase 4: modificación de los valores de las MCTP y ejecución de las simulaciones.....	41
4.4.5.	Fase 5: comparación de resultados	45
4.4.6.	Fase 6: análisis de las comparaciones	48
5.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	49

5.1.	Escenarios simulados	49
5.2.	Variación de las transacciones regionales con respecto al escenario original	50
5.3.	Variación de los precios nodales	58
5.4.	Comparación del cargo variable de transmisión neto.....	62
6.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	65
6.1.	¿Cuánto variaron las transacciones regionales ante el incremento de las MCTP?	66
6.2.	¿Los precios nodales incrementaron o redujeron?	67
6.3.	¿Cuál fue la variación en el cargo variable de transmisión neto?	68
CONCLUSIONES		69
RECOMENDACIONES.....		71
REFERENCIAS		73
ANEXOS		77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Árbol de problemas.....	XXV
Figura 2.	Probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño.....	26
Figura 3.	Ejemplo del formato de carga de insumos	44
Figura 4.	Ejecución de los escenarios de prueba en la ventana del SIIM....	45
Figura 5.	Comparación de las inyecciones en los distintos escenarios	56
Figura 6.	Comparación de los retiros en los distintos escenarios	58
Figura 7.	Variación de los precios nodales promedio en el MER	62
Figura 8.	Cargo variable de transmisión neto por escenario	64

TABLAS

Tabla 1.	Variables de estudio	35
Tabla 2.	Dimensiones de la variable transacciones regionales	35
Tabla 3.	Obtención de las indisponibilidades de la RTR	37
Tabla 4.	Obtención de los valores de predespacho nacional	38
Tabla 5.	Tipos de ofertas de oportunidad.....	39
Tabla 6.	Obtención de las ofertas de oportunidad.....	40
Tabla 7.	Obtención de las declaraciones de contratos.....	40
Tabla 8.	Obtención de la red del SIIM.....	41
Tabla 9.	Ejemplo de MCTP en 300 MW.....	42
Tabla 10.	Ejemplo de MCTP en 600 MW.....	43
Tabla 11.	Resumen de las transacciones por país y por periodo de mercado (MWh)	46

Tabla 12.	Resumen de las transacciones totales por periodo de mercado (MWh)	47
Tabla 13.	Resumen de los precios nodales de un escenario simulado (US\$/MWh)	48
Tabla 14.	Días simulados	49
Tabla 15.	Escenarios simulados.....	50
Tabla 16.	Variación de las inyecciones en el MOR.....	51
Tabla 17.	Variación de los retiros en el MOR	52
Tabla 18.	Variación de las inyecciones en el MCR.....	53
Tabla 19.	Variación de los retiros en el MCR	54
Tabla 20.	Variación total de las inyecciones.....	55
Tabla 21.	Variación total de los retiros	57
Tabla 22.	Porcentaje de variación de los precios nodales por país para el escenario 1.....	59
Tabla 23.	Porcentaje de variación de los precios nodales por país para el escenario 2.....	60
Tabla 24.	Variación de los precios nodales promedio en US\$/MWh y porcentual	61
Tabla 25.	Cargo variable de transmisión neto para todos los escenarios.....	63

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
I	Corriente
US\$	Dólar estadounidense
US\$/MWh	Dólar por megavatio-hora
i	Inyección
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltio
xml	Lenguaje de marcado extensible
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
%	Porcentaje
P	Potencia
R	Resistencia
r	Retiro

GLOSARIO

BDRSQL	Base de datos regional del EOR. Base de datos que contiene toda la información relacionada con las instalaciones del SER, el planeamiento, operación y administración del MER, estructurada según un Modelo Integrado de Datos.
Beneficio Social	Es la suma del excedente del consumidor y el excedente del productor.
COT	Capacidad operativa de transmisión. Es la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER, tomando en consideración el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño.
CC	Cargo complementario de transmisión. Es la parte de los ingresos autorizados regionales que no se recolectan como peajes, cargos variables de transmisión o venta de derechos de transmisión.
CCSD	Criterios de calidad, seguridad y desempeño. Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de

asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Entidad que busca contribuir al desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe, fomentar las relaciones económicas regionales y con el resto del mundo y colaborar con los Estados miembros en el análisis integral de los procesos de desarrollo.

CGC

Cuenta General de Compensación del MER. Cuenta asociada al Cargo Complementario de Transmisión, administrada por el EOR para consolidar los productos financieros derivados del MER conforme la regulación regional.

COINIOPT

Solver o solucionador de modelos de programación matemática no lineal.

Conciliación

Proceso mediante el cual se calculan los montos correspondientes a las transacciones comerciales en el MER.

CNFFF	Contrato no firme físico flexible. Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada, afecta el predespacho de energía, puede tener asociadas ofertas de pago máximo por cargos variables de transmisión y ofertas de flexibilidad asociados a la entrega de la energía comprometida en el contrato.
Contrato firme	Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, debe tener asociado derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro.
CPC	Centro de predicción climática de los Estados Unidos. Es una agencia federal de Estados Unidos que forma parte de los centros nacionales de predicción ambiental, los cuales son una parte del servicio nacional de meteorología de la administración nacional oceánica y atmosférica.
CPLEX	<i>Solver</i> o solucionador de programación matemática de alto rendimiento para programación lineal, programación entera mixta y programación cuadrática.
CURTR	Cargos por uso de la red de transmisión regional. Cargos a pagar por los agentes, excepto los transmisores, de acuerdo a lo establecido en el Régimen Tarifario, por el uso de la RTR. Tiene como

componentes el cargo por peaje y el cargo complementario de transmisión.

CVT

Cargos variables de transmisión. Es la diferencia entre los pagos por la energía retirada en cada nodo de la red de transmisión regional, valorizada al respectivo precio nodal, menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la RTR, valorizada al respectivo precio nodal.

DF

Derechos firmes. Está asociado a un contrato firme y asigna a su titular, durante el período de validez el derecho, pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR y, el derecho a percibir o la obligación de pagar una renta de congestión según el resultado del producto de la energía declarada o energía requerida reducida en el predespacho o redespacho regional del contrato firme asociado a dicho derecho, por la diferencia entre el precio nodal de retiro menos el precio nodal de inyección, resultantes del predespacho o redespacho regional.

DT

Derechos de transmisión. Es un documento que asigna a su titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la red de transmisión regional por un determinado período de validez.

Energía declarada	Energía de los contratos regionales que se informa diariamente, por período de mercado, para el predespacho regional.
Energía requerida	Energía declarada en un contrato firme que el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.
ENSO	El Niño/Southern Oscillation. Es una variación periódica irregular de los vientos y las temperaturas de la superficie del mar sobre el Océano Pacífico oriental tropical, que afecta el clima de gran parte de los trópicos y subtrópicos. La fase de calentamiento de la temperatura del mar se conoce como El Niño y la fase de enfriamiento como La Niña.
EOR	Ente Operador Regional. Ente responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado.
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i> . Es un sistema de modelado de alto nivel para programación y optimización matemática. Consiste en un compilador de lenguaje y una variedad de solucionadores asociados.
Indisponibilidad	Se considera que un elemento de la RTR está indisponible cuando está fuera de servicio por causa

propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Intercambio Flujo de energía programado por los Enlaces entre Áreas de Control, resultante del Predespacho o Redespacho regional.

Interconexión Línea de transmisión que sirve de enlace entre países miembros.

Línea SIEPAC Es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por la línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro.

Mantenimiento Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación de la RTR para mantener o restaurar sus condiciones de operación.

MCR Mercado de contratos regional. Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.

MCTP Máximas capacidades de transferencias de potencia. Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los criterios de calidad seguridad y desempeño, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo

(dirección norte – sur y sur-norte), importación total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control) y exportación total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control).

MER

Mercado eléctrico regional. Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Mercado diario

Es un mercado de electricidad ampliamente establecido en el que la electricidad se negocia un día antes de que tenga lugar el suministro real.

Mercado eléctrico

Es el ámbito donde se realizan las transacciones comerciales de corto, mediano y largo plazo entre participantes, para la compra-venta de energía y/o potencia.

MOR

Mercado de Oportunidad Regional. Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.

NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration. Es una agencia científica del Departamento de Comercio de los Estados Unidos cuyas actividades se centran en monitorear las condiciones de los océanos y la atmósfera.
Oferta de oportunidad	Ofertas por período de mercado de precios y cantidades para inyectar o retirar energía de la RTR.
OS/OM	Operadores del sistema / operadores del mercado. Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales.
Precios ex-ante	Los precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real.
Precios nodales	Precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR.
Predespacho regional	Programación de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.
Regulación regional	Conformada por el tratado marco, sus protocolos, los reglamentos aprobados y demás resoluciones emitidas por la CRIE.

Restricciones	Limitaciones operativas de las instalaciones de la RTR o del sistema de un país miembro que imponen restricciones sobre las transacciones de inyección o retiro.
RMER	Reglamento del MER. Es el documento que desarrolla el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos en los aspectos contenidos en los respectivos Libros.
RTR	Red de transmisión regional. Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el servicio de transmisión regional.
Seguridad operativa	Planeación eléctrica que tiene por objeto identificar las restricciones técnicas de la RTR y garantizar los niveles de calidad, seguridad y desempeño regionales.
SER	Sistema eléctrico regional. Sistema eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros.
SIIM	Sistema Integrado de Información del MER.
SOI	Índice de oscilación.

SPTR	Sistema de planeación de la transmisión regional. Es el conjunto de procedimientos, metodologías y recursos, que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regional.
SST	Temperaturas de la superficie del mar.
TCP	Transacciones de contratos programadas. Parte de las transacciones programadas en el MER resultantes en el predespacho o redespacho regional provenientes de acuerdos entre agentes del MER.
Titular de un DT	Es un agente del MER que tiene los derechos y obligaciones asociadas a un derecho de transmisión.
TOP	Transacciones de oportunidad programadas. Parte de las transacciones programadas en el MER resultantes en el predespacho o redespacho regional provenientes de las ofertas de oportunidad.
Transacción MER	El conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la RTR, determinados por el EOR en el predespacho regional para cada período de mercado del día siguiente.
Transacciones	Transacciones del MER programadas en el predespacho o redespacho regional producto de los contratos regionales y de las ofertas de oportunidad.

Transmisión

Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.

RESUMEN

Desde que los países de América Central se interconectaron mediante interconexiones bilaterales y las líneas del proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central), propiedad de EPR, se han observado limitaciones en la transmisión regional que han obstaculizado la transferencia de flujo de potencia, entre los países adyacentes de la región, al valor de diseño de 300 MW. Estas limitaciones se deben a factores estacionales, debilidades en las redes nacionales, caídas de voltaje en líneas de transmisión muy largas y la asignación de flujo de potencia para cubrir transacciones nacionales, entre otros.

El objetivo principal del estudio era determinar las variaciones en las transacciones regionales, los precios nodales y los cargos variables de transmisión al considerar una transferencia de flujos de potencia con su valor ideal de diseño, es decir, si las máximas capacidades de transferencia de potencia estuvieran en 300 MW o si se conectara un segundo circuito para alcanzar los 600 MW.

Para obtener los resultados, se realizaron simulaciones de predespachos regionales con valores de 300 MW y 600 MW, que luego se compararon con los predespachos regionales publicados en el portal *web* del EOR. Las simulaciones abarcaron diferentes épocas, como la época seca, la época lluviosa, la época de bajas transacciones y la época de máximo requerimiento térmico.

Los resultados obtenidos en las simulaciones de 300 MW mostraron un crecimiento significativo en las transacciones regionales, especialmente en el

mes de mayo de 2023, que fue el mes de máximo requerimiento térmico debido al fenómeno climático El Niño. Además, se observaron disminuciones en los precios nodales en la mayoría de los escenarios. En relación con el cargo variable de transmisión, se identificó un aumento en los abonos, llegando incluso a cambiar de un cargo neto diario a un abono en algunos días.

Por último, es relevante destacar que, en los escenarios simulados con 600 MW, se obtuvieron resultados similares a los simulados con 300 MW, con la excepción de los días simulados en mayo de 2023.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

- Contexto general

La interconexión eléctrica entre los países de América Central ha sido promovida durante décadas como un elemento fundamental para el desarrollo económico y la integración regional. Su objetivo es el aprovechamiento óptimo, racional y eficiente de los recursos energéticos del Istmo Centroamericano, así como los beneficios derivados de un sistema eléctrico interconectado coordinado. Los esfuerzos previos para avanzar en la integración eléctrica regional se reflejaron en el diseño y ejecución del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que incluyó la construcción del primer sistema de transmisión regional y la implementación de un mercado eléctrico competitivo que involucra a todos los países centroamericanos, como se detalla en el informe Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC (Echevarría *et. al.*, 2017).

Sin embargo, en la actualidad, las líneas de interconexión construidas a través del proyecto SIEPAC no se están utilizando al 100 % de la capacidad para la cual fueron diseñadas (300 MW). Esto se debe a que algunos países no permiten la transferencia de flujos de potencia debido a problemas en su regulación primaria de frecuencia o a la falta de inversión en sus redes de transmisión nacionales. Como resultado, la transferencia de flujos de potencia entre los países de la región se ve disminuida, lo que afecta la capacidad de importación y exportación de cada área de control. Esta situación tiene un impacto directo en la cantidad de transacciones regionales que los agentes

autorizados por cada país miembro del mercado eléctrico regional (MER) pueden llevar a cabo, así como en los beneficios que pueden obtener los usuarios finales.

- Descripción del problema

En los estudios de las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) entre las áreas de control del mercado eléctrico regional (MER), elaborados por el Organismo de Interconexión Eléctrica (EOR), se ha observado que los valores de las restricciones de las MCTP han estado constantemente por debajo de los 300 MW en todos los meses desde el inicio del MER. Estas reducciones en las capacidades han tenido un impacto directo en las transacciones regionales y han contribuido al aumento de los precios nodales ex-ante en cada período de mercado.

A pesar de las inversiones realizadas por muchos países en sus redes de transmisión, se ha notado que aún se utiliza la línea SIEPAC para transmitir flujo de generación destinado a satisfacer la demanda nacional en lugar de limitarlo a transacciones regionales. Esta práctica ha requerido disminuir los valores de las restricciones de las MCTP para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) establecidos por el Reglamento del mercado eléctrico regional (RMER)

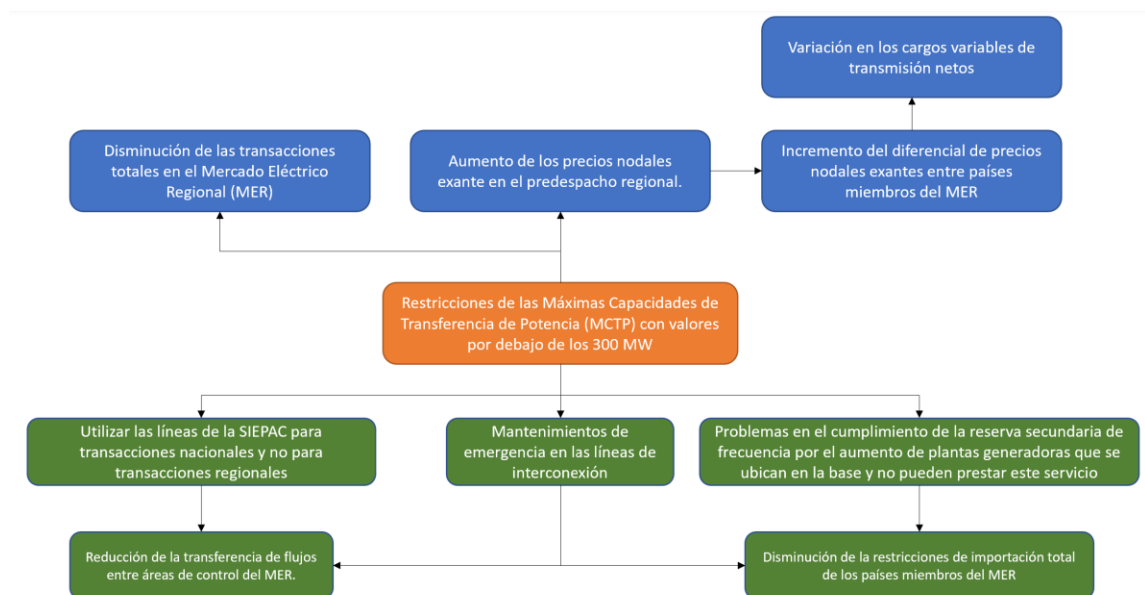
Además, algunos países de la región han necesitado reducir su importación total de electricidad debido a que la demanda disminuye en ciertas épocas del año, principalmente cuando la generación proviene de turbinas de vapor que tienen largos períodos de arranque y parada. Estos generadores no se detienen por completo en momentos de baja demanda, sino que reducen su generación al mínimo técnico, lo que se conoce como generación forzada. Esto

ocurre a pesar de que en el MER existen ofertas con precios económicamente más atractivos que el costo variable de generación de estas centrales.

Por medio del siguiente esquema se lograron identificar las posibles causas y consecuencias del problema analizado:

Figura 1.

Árbol de problemas



Nota. Detalle del árbol de problemas. Elaboración propia, realizado con Excel.

- Formulación del problema

Lo descrito anteriormente planteó una pregunta central:

¿Se incrementaría el flujo de energía, los precios de la electricidad y los costos de transmisión si las restricciones de capacidad de transmisión aumentaran a 300 MW o más?

Para responder a la pregunta central, se requiere abordar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿En qué porcentaje incrementarían las transacciones regionales si los valores de las MCTP se establecieran en 300 MW y 600 MW?
 - ¿Se incrementarían o disminuirían los precios nodales en los países miembro del MER con los cambios de los valores de las MCTP en 300 MW y 600 MW?
 - ¿Cuál sería el cambio en el Cargo Variable de Transmisión neto (CVTn) con los cambios de los valores de las MCTP en 300 MW y 600 MW?
- Delimitación del problema

A continuación, se presenta la delimitación contextual, geográfica e histórica estadística del problema de investigación:

- Delimitación contextual

El análisis de las simulaciones se situó en el contexto de los escenarios de prueba del predespacho regional del mercado eléctrico regional (MER) con valores de restricciones de las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) superiores a los vigentes. Lo mencionado anteriormente abarcó

las variables de precios nodales ex-ante, el total de transacciones regionales (inyección y retiro) del MER para cada predespacho regional y el cálculo diario del cargo variable de transmisión neto (CVTn) a partir de la conciliación diaria

- Delimitación geográfica

En el análisis, se emplearon datos procedentes de los siguientes países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

- Delimitación histórica

La delimitación histórica se realizó por decisión del investigador, quien seleccionó los datos de un mes correspondiente a la época seca (marzo de 2023), un mes de época lluviosa (mayo de 2023) y los meses en los que se registran las mayores reducciones en los valores de las máximas capacidades de transferencia de potencia (diciembre de 2022 y enero de 2023).

OBJETIVOS

General

Determinar la variación en las transacciones regionales, precios nodales y cargos variables de transmisión en el mercado eléctrico regional (MER) ante el incremento de los valores de las restricciones de las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP).

Específicos

1. Determinar la variación en las transacciones regionales en el MER ante el incremento de los valores de las restricciones de las MCTP.
2. Analizar la variación de los precios nodales promedio general y de los países de América Central con los valores de las MCTP en 300 MW (primer circuito) y 600 MW (primer y segundo circuito).
3. Definir el cargo variable de transmisión neto diario en el MER entre los escenarios con valores de máximas capacidades de transferencia de potencia en 300 MW y 600 MW y el publicado en la conciliación diaria.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El estudio se centró en el análisis cuantitativo de las variaciones en las transacciones regionales y los precios nodales ex-ante en el mercado eléctrico regional. Su alcance fue exploratorio, descriptivo y de pronóstico, ya que examinó el comportamiento de las variables de estudio frente a cambios en una de sus dimensiones: las máximas capacidades de transferencia de potencia. No se manipularon otras variables, como las decisiones de los agentes, las inyecciones y retiros en los predespachos nacionales, ni los mantenimientos en la red de transmisión regional. La unidad de análisis fue el mercado eléctrico regional, enfocándose en las transacciones regionales, los precios nodales ex-ante y los cargos variables de transmisión netos.

Las variables de estudio incluyeron las transacciones regionales, los precios nodales y los cargos variables de transmisión netos.

Para alcanzar los objetivos del estudio, se llevaron a cabo seis fases:

- Exploración bibliográfica: se consultaron diversas fuentes bibliográficas para respaldar los antecedentes y el marco teórico del tema de investigación.
- Selección de escenarios: se eligieron días con valores limitados de las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) de la base de datos pública del Organismo de Interconexión Eléctrica (EOR), incluyendo épocas seca y lluviosa.

- Recopilación de insumos: se recolectaron los datos necesarios para las simulaciones, como información sobre los mantenimientos en la red de transmisión, los predespachos nacionales, los contratos regionales y las ofertas de inyección y retiro.
- Modificación de los valores de las MCTP y ejecución de las simulaciones: se realizaron modificaciones en las MCTP para establecer dos escenarios, y se ejecutaron 30 simulaciones para cada escenario utilizando el *software* GAMS y el solucionador COINOPT.
- Comparación de resultados: se generaron informes en Excel con los resultados del modelo y se resumieron los datos para llevar a cabo comparaciones entre los escenarios simulados y los predespachos originales.
- Análisis de las comparaciones: se crearon gráficos en Excel utilizando los datos tabulados para analizar y comparar los resultados entre los escenarios 1 y 2 con los valores originales de los predespachos regionales.

INTRODUCCIÓN

La interconexión eléctrica regional ha demostrado ser una estrategia fundamental para optimizar la gestión de la energía eléctrica en diferentes partes del mundo y América Central no es una excepción. Desde la entrada en operación del mercado eléctrico regional (MER) en esta región, se han evidenciado notables beneficios técnicos y económicos asociados con la interconexión regional. Uno de los aspectos más destacados es la compra de energía eléctrica entre países, lo que ha contribuido significativamente a la reducción del costo total de operación en las diversas áreas de control que componen este mercado.

Sin embargo, para aprovechar al máximo las ventajas de estas transacciones regionales, es fundamental que todas las líneas de interconexión estén disponibles exclusivamente para el flujo de potencia procedente de dichas transacciones. En los últimos años, se ha observado una marcada disminución en las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) entre los países de la región. Esta disminución ha limitado la capacidad de maximizar la compra de energía en el mercado eléctrico regional.

El propósito de la presente investigación es analizar el comportamiento de las transacciones regionales, los precios nodales en la región y los cargos variables de transmisión, considerando la premisa de que las máximas capacidades de transferencia de potencia tengan sus valores nominales o incluso superiores. Esto podría incluir simular la habilitación de un segundo circuito en la línea SIEPAC, una de las principales líneas de interconexión en la región.

Para lograr este análisis, se llevarán a cabo simulaciones de escenarios de prueba utilizando los mismos insumos que utiliza el Ente Operador Regional (EOR) para el predespacho regional. La única variable modificada en estos escenarios será el valor de las MCTP para cada período de mercado.

Posteriormente, se compararán los resultados del predespacho regional oficial con los del predespacho regional simulado, evaluando las diferencias y sus implicaciones.

Este trabajo se estructura de la siguiente manera:

- En el primer capítulo, se presenta un marco referencial que destaca los estudios de interconexiones internacionales en todo el mundo y menciona las ventajas y desafíos iniciales que se enfrentaron en el contexto de estas interconexiones.
- El segundo capítulo aborda el marco teórico, donde se detallan las variables de estudio clave de esta investigación, como las transacciones regionales, los precios nodales y el cargo variable de transmisión.
- El tercer capítulo comprende el marco conceptual, donde se definen conceptos clave que servirán como herramientas para la optimización de los escenarios de prueba.
- En el cuarto capítulo, se detalla el desarrollo de la investigación, incluyendo el enfoque, el alcance y el diseño del estudio. La investigación se divide en fases, desde la recopilación de datos hasta el análisis de resultados.

- Los resultados de las simulaciones y las comparaciones se presentan en el quinto capítulo.
- Finalmente, en el sexto capítulo, se discuten los resultados obtenidos y se responden a las preguntas planteadas al inicio de la investigación.

1. ANTECEDENTES

Hasta la fecha, en América Central no existen estudios detallados que aborden los beneficios de utilizar la línea SIEPAC con su capacidad nominal de 300 MW o una capacidad superior. Sin embargo, a nivel mundial, se pueden encontrar estudios que mencionan los beneficios de las interconexiones bilaterales o regionales. Las conclusiones de estos estudios demuestran los potenciales beneficios a pesar de los considerables costos de inversión. Entre los beneficios más significativos se incluyen:

- Importación de energía a precios más económicos, lo que puede reducir los costos de operación y beneficiar a los consumidores.
- Exportación de excedentes de generación, lo que permite a los países con capacidad excedente obtener ingresos adicionales al vender energía a otras naciones de la región.
- Fortalecimiento de las áreas interconectadas, lo que contribuye a una mayor seguridad en el suministro eléctrico y reduce el riesgo de no poder satisfacer la demanda en situaciones críticas.

Estos beneficios subrayan la importancia de considerar la optimización de las capacidades de transmisión en las interconexiones regionales para maximizar el valor de la inversión en infraestructura eléctrica.

Uno de los primeros estudios que se llevó a cabo para interconexiones eléctricas se centró en la integración de los países nórdicos. Esta interconexión

resultó en la eliminación de varias barreras que habían mantenido a estos países aislados, siendo la barrera del comercio energético una de las principales superadas. En el análisis *La integración energética de los países nórdicos -Nord Pool-* se concluyó lo siguiente: “los beneficios de la integración están representados en una disminución de precios para una o varias de las partes implicadas en el acuerdo, la complementariedad y seguridad en el suministro de electricidad o las externalidades derivadas de esta integración” (García y Palacios, 2006, p. 139).

Los primeros avances en la integración eléctrica en América Central se materializaron a través de interconexiones bilaterales. Estas interconexiones incluyeron la interconexión entre Honduras y Nicaragua en 1975, seguida de la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua en 1982. Luego, en 1986, se establecieron las interconexiones entre Costa Rica y Panamá, así como entre Guatemala y El Salvador. La última interconexión que completó la unión de toda la región centroamericana, desde Guatemala hasta Panamá, tuvo lugar en 2002 con la conexión entre El Salvador y Honduras.

La firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en 1996 y de sus dos Protocolos es el paso más importante en la integración energética regional. Estos documentos fijan el marco legal para el desarrollo del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). El proyecto en sí tiene dos dimensiones: i) la creación de un Mercado Regional de electricidad competitivo y ii) la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de 1,800 kilómetros de longitud a lo largo del istmo, que permite intercambios de hasta 300 MW entre países. (CEPAL, 2013, p. 69)

La finalización de la línea SIEPAC y la implementación de una regulación regional marcaron el inicio de beneficios significativos en los países de América Central. Las transacciones regionales contribuyeron a la reducción de los precios marginales nacionales en algunos países. Además, la mayor robustez del sistema interconectado ayudó a prevenir apagones totales. Sin embargo, a medida que el mercado regional avanzaba, se comenzaron a observar problemáticas que no estaban exclusivamente relacionadas con aspectos técnicos, sino que también involucraban aspectos económicos, financieros, sociales y ambientales. En el estudio *Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina*, se mencionan diferentes puntos de vista que pueden afectar a las interconexiones:

Desde el punto de vista económico, las inversiones son muy intensivas de capital en activos específicos con un valor alternativo muy bajo y los períodos para su recuperación son largos. Desde el punto de vista institucional, los entes regionales son débiles o simplemente inexistentes. Desde el punto de vista financiero, existen riesgos crediticios o de variaciones cambiarias. Desde el punto de vista político, la dependencia energética por el país importador es castigada fuertemente cuando existen interrupciones originadas en terceros países o cuando se percibe que el flujo de pagos es mayormente unidireccional. Desde el punto de vista del país exportador, se puede ver políticamente como algo negativo si la demanda externa hace subir los precios del mercado doméstico. (Levy, Tejeda y Di Chiara, 2020, p.43)

El informe *Planificación a Largo Plazo de la Transmisión Regional correspondiente al período 2019-2028*, proyectó la demanda de los países, la cual se abastecía principalmente con su generación local. Además, se consideró que los intercambios en las interconexiones deberían ser de 300 MW o más, con el objetivo de identificar áreas de mejora en la Red de Transmisión Regional (RTR) para su futura implementación (EOR, 2019).

Según el EOR (2019), las recomendaciones para alcanzar o recuperar la capacidad operativa de 300 MW entre los países del mercado eléctrico regional (MER) indicaron la necesidad de establecer un nuevo enlace entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino (Honduras-Nicaragua), así como la reconfiguración de la línea de 230 kV Ticuantepe-Cañas (Nicaragua-Costa Rica), conectándola a la subestación La Virgen.

Adicionalmente, el estudio destacó que los flujos de potencia en las interconexiones del Sistema Eléctrico Regional (SER) tenían escasa probabilidad de superar los 300 MW, incluso si se consideraban nuevas centrales de generación a nivel regional.

Recientemente, se han llevado a cabo estudios con el propósito de establecer una interconexión entre Colombia y Panamá mediante un circuito de corriente continua. Esta iniciativa busca multiplicar los beneficios que actualmente se experimentan en la interconexión centroamericana, lo que podría contribuir a una mayor integración y cooperación en la región y mejorar la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico.

En la tesis *Factores Esenciales para la Viabilidad de la Integración Eléctrica Regional. Caso de Estudio: Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá*, se llegó a la siguiente conclusión:

La integración eléctrica regional conlleva relevantes beneficios directos para los mercados de energía en términos de abastecimiento, suministro, confiabilidad, cantidad y calidad del fluido eléctrico. Sin embargo, no puede olvidarse que, a partir de estos beneficios, la integración eléctrica regional lo que realmente persigue es el propósito superior de mejorar las condiciones económicas, sociales y ambientales de la sociedad, así como disminuir el impacto que tiene el abastecimiento de energía en el cambio climático (en particular, por la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero). (Restrepo y González, 2017, pp. 42-43)

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Mercado eléctrico

Sabemos que un mercado es en donde se intercambian productos, bienes y servicios a través de la compra venta, el mercado eléctrico no es la excepción, en este se transa energía, potencia, servicios auxiliares, el RMER lo define de la siguiente manera: “es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes” (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, 2022, p. 17).

Si bien ser cierto, un mercado eléctrico puede ser de potencia y energía Gutiérrez y Tovar (s.f.), en el *Diseño de Mercados Mayoristas de Electricidad*, especifica que no hay que tratar estos mercados de forma aislada, sin analizar el resto de los mercados:

Los mercados de electricidad son parte del mercado de energía, el cual es una colección de productos los cuales son muy diferentes en naturaleza. Tratar el mercado de electricidad de manera independiente de los mercados que conforman el mercado energético es un error. Tan solo es necesario recordar que los precios de combustible son críticos en el estableciendo del precio de electricidad. Al día de hoy, algunos mercados tienen problemas con la operación del mercado de electricidad debido al

manejo de los contratos toma o paga de las empresas de generación. (p. 11)

Una parte importante para tener en consideración es que, los mercados de electricidad se rigen estrictamente de reglas o reglamentos establecidos en su creación, los cuales pueden irse modificando posteriormente para su correcto funcionamiento. “Los mercados de electricidad siempre han sido artificiales pues funcionan con reglas diseñadas por un regulador, basadas en la teoría de mecanismos” (Milgrom, 2011, como se citó en Benavides *et. al.*, 2018, p. 18).

Existen diferentes tipos de mercados de electricidad, por ejemplo, los que buscan la minimización del costo operativo total de una fecha en específico, normalmente el día en adelante, o los mercados de electricidad que buscan maximizar la compra de energía, pero estos mercados no son nuevos, existen desde hace mucho tiempo atrás. “Diversas arquitecturas de mercados eléctricos en formación de precio, transacciones y adecuación de la generación (*resource adequacy*) se siguen ensayando en todo el mundo desde los años 1990s” (Milgrom, 2011, como se citó en Benavides *et. al.*, 2018, p. 18).

Hernández y Martínez (2012) en su tesis *Compra-Venta de Energía Eléctrica por subasta de un solo lado*, mencionan como los modelos de mercados eléctricos actuales están evolucionando, dejando de estar verticalmente integrados:

El sector eléctrico se encuentra inmerso en un proceso de reestructuración en donde el modelo verticalmente integrado, generación, transmisión y distribución, ya no pertenece a una sola compañía. Las diferentes actividades ahora están separadas y más de una compañía participa en

cada actividad. La idea de esta nueva estructura es promover la competencia en generación y distribución, mientras que a los consumidores se les ofrece una serie de características en servicios. (p. 41)

2.1.1. Mercado eléctrico regional (MER)

El mercado eléctrico regional (MER) es un mecanismo de integración y comercialización de energía eléctrica que opera en Centroamérica. Fue creado con el objetivo de fomentar la eficiencia y seguridad en la operación del sistema eléctrico regional, así como promover la integración energética entre los países miembros.

El MER está compuesto por los países centroamericanos que participan en este proceso de integración energética, que incluyen a Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. Cada país tiene su propio sistema eléctrico y operador de transmisión, pero a través del MER, pueden intercambiar energía de manera coordinada y optimizar la utilización de los recursos disponibles.

Las consultorías Mercados Energéticos S.A., PHB-Hagler Bailly, & SYNEX Ingenieros Consultores (2000) mencionan como es el modelo del mercado eléctrico regional:

Consiste en la conformación de un Séptimo Mercado, en convivencia con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con reglas independientes de las de estos, y puestos en contacto exclusivamente en

los puntos de la Red de Transmisión Regional (RTR) definidos como fronteras entre los mercados nacionales y el mercado regional. (p. 52)

El funcionamiento del MER se basa en la compra/venta de los excedentes de energía de los mercados nacionales, en donde cada día el operador de mercado nacional pone a disposición estos excedentes a través de bloques de energía con su respectivo precio de oferta.

El MER se crea para que funcione como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, pactadas libremente entre los agentes calificados, independientemente de su ubicación geográfica. Un conjunto de dichas transacciones provendría del predespacho económico efectuado a nivel regional por el EOR (transacciones programadas), y otro grupo se originaría producto de las desviaciones de la operación en tiempo real. (Echevarría *et. al.*, 2017, p. 13)

2.1.2. Transacciones regionales

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2022), se define como “el conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la RTR, determinados por el EOR en el predespacho regional para cada período de mercado del día siguiente” (p. 22).

Las transacciones regionales que pueden darse en el MER son las ofertas de oportunidad que se basan en los excedentes que cada país pone a disposición para los otros países miembros del MER, los Contratos No Firmes que son

pactados entre agentes y que realizan una oferta de pago máximo por la transmisión y los contratos firmes que tienen prioridad de suministro en el retiro y tienen asociado un derecho firme.

2.1.3. Despacho diario

En los mercados eléctricos existen diferentes tipos de despachos, como los pueden ser los despachos de los mercados diarios y mercados intradiarios. En este caso nos enfocaremos en el mercado diario.

En el MER el despacho diario se establece a través del predespacho regional, y es definido de la siguiente manera “programación de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado” (CRIE, 2022, p. 19)

Para Hernández y Martínez (2012) el mercado diario representa el espacio donde se comercializa la mayor parte de potencia activas, siendo este es el principal medio competitivo y de mayor volumen para la compraventa de energía, en donde participan los agentes generadores, distribuidores y comercializadores.

Es importante mencionar que, para el MER, el despacho diario optimiza todas las ofertas para un día en adelante.

2.1.3.1. Modelo de optimización del predespacho regional

Para optimizar todas las ofertas del mercado diario, el predespacho regional utiliza un modelo matemático elaborado en GAMS, en donde la función objetivo es maximizar el beneficio social.

El beneficio social se refiere a los beneficios adicionales que experimentan tanto los consumidores como los productores de energía cuando existe un equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado.

El beneficio social de los excedentes del consumidor se refiere a la diferencia entre el precio máximo que un consumidor estaría dispuesto a pagar por la energía y el precio real al que la compra en el mercado. Por otro lado, el beneficio social de los excedentes del productor se refiere a la diferencia entre el precio mínimo al que un productor estaría dispuesto a vender la energía y el precio real al que la vende en el mercado.

En un mercado eléctrico eficiente y competitivo, se busca maximizar tanto los excedentes del consumidor como del productor, lo que significa que los consumidores obtendrán energía a precios asequibles y los productores recibirán ingresos suficientes para cubrir sus costos de producción y obtener ganancias razonables.

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2022), establece como será el modelo de optimización del predespacho regional, que cumpla con la función objetivo de maximizar el beneficio social.

El predespacho regional será calculado usando un modelo matemático que considere toda la funcionalidad necesaria para incorporar en la optimización las ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad y por servicios de transmisión, el requerimiento de servicios auxiliares regionales, los compromisos contractuales, el predespacho nacional y la configuración, restricciones y pérdidas del sistema de transmisión.

El modelo matemático deberá determinar el despacho óptimo factible de las ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad y por servicios de transmisión, los servicios auxiliares regionales y los compromisos contractuales, y obtener la asignación óptima de las ofertas de precios dentro del horizonte de optimización maximizando el beneficio social. (pp. 112-113)

2.1.4. Precios nodales ex-ante

Los precios nodales son una parte fundamental en el funcionamiento de un mercado eléctrico. Se utilizan para determinar el valor de la energía en cada punto específico de la red eléctrica, conocido como nodo, en un momento determinado. Estos precios reflejan la oferta y demanda de energía en tiempo real y son una herramienta clave para garantizar la eficiencia y la estabilidad del sistema eléctrico.

Los precios nodales son determinados mediante un mecanismo de fijación de precios conocido como marginalismo. En este enfoque, el precio de la energía en cada nodo se establece en el punto en el que la oferta y la demanda se equilibran, es decir, donde la última unidad de energía producida es igual a la última unidad de energía consumida. Este punto de equilibrio se encuentra en el nodo con la mayor congestión, es decir, en el punto donde la demanda es más alta o la oferta es más escasa.

Los precios nodales ex-ante son los precios que se utilizan para conciliar las transacciones provenientes del predespacho regional, estas transacciones son publicadas un día antes de su operación, de ahí el término ex-ante. La

definición del CRIE (2022) es la siguiente: “los precios nodales son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la RTR” (p. 29).

“Los precios nodales reflejan los costos asociados con las pérdidas marginales de energía y las restricciones de transmisión en la RTR” (CRIE, 2022, p. 76).

Adicionalmente, se menciona cómo será su cálculo, “los precios nodales ex-ante serán calculados como el precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR” (CRIE, 2022, p. 113).

En cuanto a la utilización de los precios nodales ex-antes, los consultores Mercados Energéticos S.A., PHB-Hagler Bailly, & SYNEX Ingenieros Consultores (2000), mencionan lo siguiente: “el sistema de precios nodales es de aplicación solamente a las transacciones del MER y se utiliza a los efectos de producir señales económicas que reflejen el efecto de las pérdidas en el despacho económico” (p. 65).

Entre las ventajas que tienen los precios nodales en un mercado eléctrico podemos mencionar: Incentivan la eficiencia, promueven la inversión, tienden a reducir las congestiones en la transmisión y contribuyen a la estabilidad del sistema haciendo un uso más eficiente de la red eléctrica.

2.1.5. Cargo variable de transmisión (CVT)

Los cargos variables de transmisión (CVT) son conceptos utilizados en los mercados eléctricos para referirse a los costos asociados con la transmisión de energía eléctrica a través de la red de transmisión. Estos cargos son aplicados a los agentes participantes en el mercado (generadores, distribuidores, comercializadores, entre otros) en función de la cantidad de energía que inyectan o retiran de la red y la distancia a la que se encuentra el nodo de inyección o retiro.

En el mercado eléctrico regional, el CRIE (2022), define a los cargos variables de transmisión de la siguiente forma:

Es la diferencia entre los pagos por la energía retirada en cada nodo de la red de transmisión regional, valorizada al respectivo precio nodal, menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la RTR, valorizada al respectivo precio nodal. Se pueden calcular también como la sumatoria de los montos resultantes de la energía saliente de la instalación valorizada al precio en el respectivo nodo, menos la energía entrante a la instalación valorizada al precio en el nodo respectivo. (p. 6)

Adicionalmente, para realizar el cálculo del CVT en los compromisos contractuales, el CRIE (2022), establece lo siguiente:

El cargo variable de transmisión que se aplica a cada transacción contractual es igual a la diferencia entre los precios nodales de retiro y de

inyección multiplicada por la cantidad de energía declarada o reducida considerada para la conciliación del contrato:

- Si la diferencia de precios es positiva, corresponde a un valor por pagar o cargo; y
- Si la diferencia de precios es negativa, corresponde a un valor por recibir o abono. (p. 76)

Los ingresos generados por los CVT son destinados a financiar la operación y expansión de la red de transmisión, y pueden contribuir a garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, así como a promover inversiones en infraestructuras de transmisión para adaptarse a las necesidades cambiantes del sistema eléctrico.

2.2. Red de transmisión regional (RTR)

La red de transmisión regional (RTR) es la infraestructura eléctrica que permite la interconexión y el intercambio de energía eléctrica entre los diferentes países de América Central. Esta red está compuesta por un conjunto de líneas de alta tensión, subestaciones eléctricas y otros elementos que facilitan la transmisión eficiente y confiable de la energía a largas distancias.

El CRIE (2022), la define como: “el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las

transacciones comerciales en el MER, prestando el servicio de transmisión regional” (p. 19).

La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral. (CRIE, 2022, p. 195)

Una definición parecida es mencionada en el informe *Diseño General del Mercado Eléctrico Regional (MER)*: “la red de transmisión regional (RTR) es la red mediante la cual se desarrollan las transacciones del mercado eléctrico regional (MER) y estará formada por todas aquellas líneas que sirven a los intercambios internacionales” (Mercados Energéticos S.A., PHB-Hagler Bailly, & SYNEX Ingenieros Consultores, 2000, p. 89).

Entre las funciones principales de la red de transmisión regional, el CRIE (2022) menciona las siguientes:

- Especificar los nodos desde los que se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre aquellos en los cuales se pueden declarar contratos regionales;
- Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar DT y verificar la calidad de servicio;

- Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM;
- Establecer y calcular los CURTR y los CVT. (p. 195)

El objetivo principal de la Red de Transmisión Regional es facilitar la integración energética y la cooperación entre los países o regiones que la conforman. Al interconectar sus sistemas eléctricos, los países pueden compartir recursos de generación, aprovechar la diversidad de fuentes de energía y mejorar la seguridad y estabilidad del suministro eléctrico en toda la región.

2.2.1. Identificación de la RTR

Tal como lo menciona Mercados Energéticos S.A., PHB-Hagler Bailly, & SYNEX Ingenieros Consultores (2000) “la identificación de las instalaciones que forman parte de la RTR, será realizada por el EOR como parte del sistema de planeación de la transmisión regional (SPTR), por el cual será responsable. Esta identificación será en base a las reglas y criterios que establezca la regulación regional” (p. 90).

La identificación de la RTR contempla 5 pasos, los cuales son descritos en el CRIE (2022):

- Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio;

- Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales;
- La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión;
- Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR;
- El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos a-d cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD. (p. 195)

2.2.2. Máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP)

Las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) se refieren a los límites o restricciones impuestas en la cantidad máxima de energía eléctrica que puede ser transferida a través de dos áreas de control adyacentes en el mercado eléctrico regional.

En el glosario del CRIE (2022), se define a las máximas capacidades de transferencia de potencia de la siguiente forma:

Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los criterios de calidad seguridad y desempeño, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte – sur y sur – norte), importación total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y exportación total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR). (p. 16)

2.2.3. Criterios para definir las máximas transferencias individuales

En los estudios de máximas transferencia de potencia publicados por el EOR, se establecen los criterios para definir las MCTP individuales:

Para definir el valor de transferencia máxima, se considera como criterio de paro cualquiera de las siguientes condiciones:

- Violaciones de voltaje en nodos con voltaje nominal mayor a 69 kV que pertenecen al área de control bajo análisis, y que se presentan cuando se tiene niveles de transferencia mayores a las del caso base.

- Sobrecargas en elementos de transmisión mayores a 69 kV que pertenecen al área de control bajo análisis, y que se presenten ante casos de transferencia mayor a la del caso base.
- Cuando ya no se tenga la posibilidad de reducir o incrementar generación adicional en las dos áreas de control (adyacentes) que se están analizando.

El valor máximo de transferencia para cada caso es aquel definido en la simulación anterior a la que presenta violaciones de voltaje y/o sobrecargas, debido a que es el último valor de transferencia donde no hay violaciones de los límites establecidos.

Es común que las máximas capacidades de transferencia de potencia sean revisadas y ajustadas regularmente, ya que pueden variar según las condiciones climáticas, la demanda de energía, el estado de la red de transmisión y otros factores que puedan afectar el flujo de energía.

2.3. Proyecto SIEPAC

SIEPAC, que significa sistema de interconexión eléctrica de los Países de América Central, es un importante proyecto de infraestructura eléctrica que busca la interconexión y el intercambio de energía eléctrica entre los países de América Central. Esta iniciativa tiene como objetivo principal mejorar la integración energética en la región, aumentar la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y promover la seguridad y la estabilidad del suministro eléctrico.

Carbo (2021) indicó en qué consiste el proyecto SIEPAC:

El SIEPAC, un proceso de integración en América Latina que consiste en una red de transmisión de 300 MW que va desde Guatemala hasta Panamá. El SIEPAC interconecta los 6 países y permite el comercio desde la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico regional (MER) en 2014. El SIEPAC consiste en la experiencia más importante de integración regional en América Latina. (p. 3)

Por otra parte, Echevarría *et. al.* (2017), en el informe *Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*, menciona las componentes fundamentales del proyecto SIEPAC:

El Proyecto SIEPAC comprende dos componentes: (i) la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y (ii) el desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, cubriendo desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER. (p. 9)

Los consultores Mercados Energéticos S.A., PHB-Hagler Bailly, & SYNEX Ingenieros Consultores (2000), en el informe *Diseño General del Mercado Eléctrico Regional (MER)* establecen el objetivo principal del proyecto SIEPAC:

El proyecto SIEPAC tiene como objetivo aportar soluciones a las necesidades de abastecimiento, calidad y economía del servicio eléctrico del conjunto de países miembros y compartir beneficios a través de crear un ámbito organizado con su juego de reglas para los intercambios internacionales. Ello requiere una red capaz de permitir estos intercambios, pero también requiere una estructura y organización comercial y normativa que encuadre y defina el mercado regional. (p. 7)

Estrada y Canete (2012) mencionan en su informe *Interconexión Eléctrica Regional* los beneficios que se obtienen con la construcción de la línea SIEPAC y la creación del MER:

- Calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.
- Plantas generadoras de gran tamaño.
- Menores costos unitarios para las inversiones.
- Permite la planificación regional.
- Posibilita un mercado regional competitivo.
- Cataliza otras interconexiones extra-regionales.
- Disminuye precios de energía.
- Beneficio social y económicamente a los ciudadanos de cada país.
- Fomenta el respeto y protección al medio ambiente.
- Permite intercambios de excedentes.
- Facilita el apoyo en casos de emergencias. (p. 50)

En general, el SIEPAC representa un importante avance en la integración energética de América Central y ha contribuido significativamente a mejorar la eficiencia y la sostenibilidad del suministro eléctrico en la región. Además, este proyecto ha fortalecido la cooperación y la integración económica entre los países participantes, promoviendo el desarrollo y el bienestar de la población.

2.4. Fenómeno climático El Niño

El fenómeno climático de El Niño es un evento natural que ocurre periódicamente en el océano Pacífico, se caracteriza por el calentamiento inusual de las aguas del océano, provocando cambios significativos en el clima regional.

Lasso (2023) en su publicación *La NOAA declara la llegada del fenómeno de El Niño* mencionó que, El Niño es un fenómeno climático natural caracterizado por temperaturas más cálidas de la superficie del mar en el océano Pacífico central y oriental cerca del ecuador, y que ocurre aproximadamente cada 2 a 7 años.

Para mayo de 2023 en América Central se observaron los efectos de este fenómeno climático, confirmado por el Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos (CPC), en donde en junio de 2023 indicó que se registraron condiciones de El Niño en mayo, con temperaturas por encima del promedio en el Océano Pacífico ecuatorial. Los índices semanales de El Niño superaron los +0,5 °C. Durante mayo, se observaron anomalías de los vientos en los niveles bajos del oeste sobre el Océano Pacífico ecuatorial occidental y en los niveles altos del oeste sobre el Océano Pacífico oriental. La convección se intensificó a lo largo del ecuador y se suprimió sobre Indonesia. Tanto el índice de oscilación del sur (SOI) ecuatorial como el SOI tradicional fueron significativamente negativos. Estos indicadores reflejaron la presencia de condiciones de El Niño,

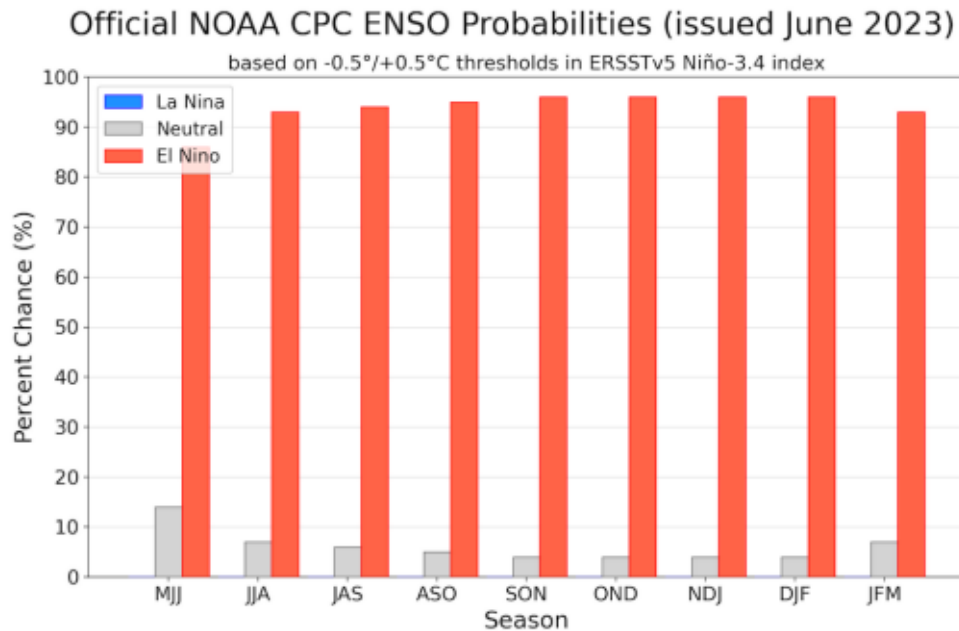
que se espera que se fortalezcan gradualmente durante el invierno del hemisferio norte en 2023-24.

Algunos de los impactos típicos de El Niño incluyen un aumento de las precipitaciones en algunas regiones, lo que puede causar inundaciones, así como sequías en otras áreas debido a cambios en los patrones de lluvia. También se observan alteraciones en los sistemas climáticos, afectando la formación de huracanes y tormentas tropicales, así como cambios en los patrones de pesca y la biodiversidad marina.

Es importante mencionar que, El Niño tiene una contraparte llamada La Niña, que es su opuesto y se caracteriza por temperaturas más frías de la superficie del mar en las mismas regiones del océano Pacífico. Ambos fenómenos, El Niño y La Niña, forman lo que se conoce como el fenómeno El Niño-Southern Oscillation (ENSO), que juega un papel crucial en la variabilidad climática global.

Figura 2.

Probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño



Nota. Probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño para el 2023. Obtenido de Climate Prediction Center/NCEP/NWS (2023). *El Niño/Southern Oscillation (ENSO)*

Diagnostic Discussion.

(https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_advisory/ensodisc.shtml),

consultado el 7 de junio de 2023. De dominio público.

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1. Investigación operativa

La investigación operativa puede definirse de la como “la aplicación de métodos científicos en la mejora de la efectividad en las operaciones, decisiones y gestión” (Robinson, 1999, como se citó en Ramos *et. al.*, 2010).

Pérez (2019) definió a la investigación de operaciones como: “una ciencia que cuenta con una serie de modelos que la hacen una de las herramientas más completas para el análisis de la optimización de los recursos, tanto para las empresas como para las diferentes organizaciones” (p. 22).

3.2. Optimización

La optimización es un concepto ampliamente utilizado en diversas áreas, y se refiere al proceso de encontrar la mejor solución posible dentro de un conjunto de opciones disponibles, con el objetivo de maximizar o minimizar una función objetivo, sujeto a ciertas restricciones o condiciones.

Westreicher (2020), menciona que la optimización es la acción de desarrollar una actividad lo más eficientemente posible, es decir, con la menor cantidad de recursos y en el menor tiempo posible.

Ramos *et. al.* (2010) mencionó a la optimización como una de las especialidades de la investigación operativa:

La optimización es una parte relevante dentro de la investigación operativa. Tuvo un progreso algoritmo inicial muy rápido, como por ejemplo el método Simplex de programación lineal que creó Dantzig en 1947. La optimización consiste en la selección de una alternativa mejor, en algún sentido, que las demás alternativas posibles. Es un concepto inherente a toda la investigación operativa. Sin embargo, determinadas técnicas propias de la investigación operativa se recogen bajo el nombre de optimización o programación matemática. (p. 4)

Adicionalmente, menciona los tres elementos principales en un problema de optimización.

- Función objetivo: es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar). Como ejemplo de función objetivo se puede mencionar la minimización de los costes variables de operación de un sistema eléctrico.
- Variables: representan las decisiones que se pueden tomar para afectar el valor de la función objetivo. En el caso de un sistema eléctrico serán los valores de producción de los grupos de generación o los flujos por las líneas.

- Restricciones: representan el conjunto de relaciones (expresadas mediante ecuaciones e inecuaciones) que ciertas variables están obligadas a satisfacer. Por ejemplo, las potencias máxima y mínima de operación de un grupo de generación.
- Resolver un problema de optimización consiste en encontrar el valor que deben tomar las variables para hacer óptima la función objetivo satisfaciendo el conjunto de restricciones. (Ramos *et. al.*, 2010, p. 6)

3.2.1. Modelos de optimización

Ramos *et. al.* (2010) define a los modelos como “una representación matemática simplificada de una realidad compleja. Modelar es la acción de construir un modelo. Un modelo es una herramienta de ayuda a la toma de decisiones, por esta razón, sus resultados deben ser intangibles y útiles” (p. 11).

Por otro lado, Pérez (2019) acerca de los modelos comenta lo siguiente: “un modelo es la abstracción de un problema real; al cual se le aplicarán ciertas consideraciones matemáticas, permitiendo obtener resultados óptimos” (p. 19).

3.2.2. Etapas en el desarrollo de un modelo

Tal como lo menciona Ramos *et. al.* (2010), las etapas en el ciclo de vida de un modelo de optimización son las siguientes:

- Identificación del problema: consiste en la recolección y análisis de la información relevante para el problema.
- Especificación matemática y formulación: escritura matemática del problema de optimización, definiendo sus variables, sus ecuaciones, su función objetivo, sus parámetros. En esta etapa se analiza el tamaño del problema, la estructura de la matriz de restricciones, su tipo (LP, MIP, NLP).
- Resolución: se trata de implantar un algoritmo de obtención de la solución numérica óptima y cuasi óptima. Puede haber diferentes métodos de solución de un problema o diferentes implantaciones de un mismo método. El tiempo de resolución de un problema también puede depender drásticamente de cómo esté formulado.
- Verificación, validación y refinamiento: esta etapa conlleva la eliminación de los errores en la codificación, es decir, conseguir que el modelo haga lo que se ha especificado matemáticamente en la etapa anterior mediante su escritura en lenguaje informático.
- Interpretación y análisis de los resultados: esta etapa consiste en proponer soluciones, permite conocer en detalle el comportamiento

del modelo al hacer un análisis de sensibilidad en los parámetros de entrada, estudiar diferentes escenarios plausibles de los parámetros, detectar soluciones alternativas cuasi óptimas, pero suficientemente atractivas, comprobar la robustez de la solución óptima.

- Implantación, documentación y mantenimiento: la documentación ha de ser clara, precisa y completa. El manual de usuario debe incluir especificación técnica funcional, matemática e informática. El propio código debe incluir una buena documentación para facilitar la tarea de mantenimiento. En esta etapa se incluye también la tarea de formación para los usuarios del modelo. (pp. 12-14)

3.3. Software GAMS

El *software* GAMS (General Algebraic Modeling System), es una herramienta de alto nivel diseñado para modelar y resolver problemas lineales, no lineales y optimización entera mixta a través de programación matemática.

GAMS es un sistema de modelización que ayuda a resolver problemas de optimización matemática, consta de un compilador con su propio lenguaje que permite implementar modelos matemáticos complejos, donde se podrán aplicar un rango de *solvers* (Babu y Singh, 2016, como se citó en Vargas *et. al.*, 2021)

Para diferenciar un problema de optimización lineal de un no lineal, basta con ver la función objetivo y sus restricciones, si una de ellas posee un término no lineal, este problema se considerará no lineal, de lo contrario, si todas las restricciones y la función objetivo son lineales, el problema será considerado como lineal. Por ejemplo, en la optimización del predespacho regional se tiene la ecuación de pérdidas en las líneas de transmisión ($P = I^2 * R$), debido a esta ecuación no lineal, todo el problema se considera no lineal, por lo tanto, se debe de utilizar un solver que resuelva este tipo de problemas.

GAMS utiliza diferentes *solvers* o solucionadores para cada tipo de problema, por ejemplo, para resolver problemas no lineales se puede utilizar el *solver* COINOPT, mientras que para resolver problemas lineales uno de los más conocidos es CPLEX.

“Para resolver problemas con GAMS, según el modelo, los usuarios deben seleccionar el *solver*; así, GAMS verifica si los términos son adecuados al modelo”. (Vargas *et. al.*, 2021, p. 14)

4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. Características del estudio

Este estudio se sumerge en el análisis cuantitativo del mercado eléctrico regional, explorando las variaciones en transacciones, precios nodales y cargos de transmisión netos en respuesta al incremento de las máximas capacidades de transferencia de potencia. La investigación, de naturaleza exploratoria, descriptiva y de pronóstico, busca evaluar los efectos de estas modificaciones. Con un diseño preexperimental, se mantiene un control mínimo sobre las capacidades de transferencia, proporcionando una visión detallada de las dinámicas del mercado eléctrico regional ante cambios específicos.

4.1.1. Enfoque

El enfoque del estudio se caracterizó por ser cuantitativo, ya que se centró en un análisis basado en la comparación numérica de las variaciones en las transacciones regionales, los precios nodales y los cargos variables de transmisión netos en el mercado eléctrico regional, a medida que se incrementaban las máximas capacidades de transferencia de potencia.

4.1.2. Alcance

El alcance de la investigación se caracterizó por ser exploratorio, ya que no se contaban con análisis previos de este tipo en el campo de estudio. Además, se consideró descriptivo y de pronóstico, dado que se analizaron los comportamientos de las variables de estudio frente a una modificación en una de

sus dimensiones, permitiendo así la evaluación de los efectos y resultados de dicho cambio.

4.1.3. Diseño

El diseño utilizado en el estudio se clasificó como preexperimental, ya que las investigaciones realizadas para determinar las variaciones en las transacciones regionales, precios nodales y cargos variables de transmisión netos en el mercado eléctrico regional involucraron un control mínimo sobre una dimensión específica de una variable concreta, en este caso, las máximas capacidades de transferencia de potencia. No se realizaron manipulaciones en otras variables, como las voluntades de los agentes del mercado eléctrico regional que presentan ofertas de oportunidad y de contratos, las inyecciones y retiros de los predespachos nacionales, ni los mantenimientos en la red de transmisión regional.

4.2. Unidades de análisis

La unidad de análisis de la investigación fue el mercado eléctrico regional (MER), con un enfoque específico en el comportamiento de las transacciones regionales, los precios nodales y los cargos variables de transmisión netos en este contexto.

4.3. Variables

A continuación, se describen las variables de estudio:

Tabla 1.*Variables de estudio*

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Transacciones Regionales	Transacciones del MER programadas en el predespacho o redespacho regional producto de los contratos regionales y de las ofertas de oportunidad.	Son el resultado del proceso de optimización del predespacho regional, que representan las inyecciones y retiros totales en el Mercado Eléctrico Regional. (MWh).
Precios nodales ex ante	Los precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real.	Los precios nodales son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la RTR. Los precios nodales reflejan los costos asociados con las pérdidas marginales de energía y las restricciones de transmisión en la RTR. (US\$/MWh).
Cargo Variable de Transmisión	Es el cargo por transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía.	Es la diferencia entre los pagos por la energía retirada en cada nodo de la Red de Transmisión Regional, valorizada al respectivo precio nodal, menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la RTR, valorizada al respectivo precio nodal. (US\$).

Nota. Definición de las variables de estudio. Elaboración propia, realizado con Excel.

Además, para analizar la variable de transacciones regionales, se requirió contar con los siguientes insumos:

Tabla 2.*Dimensiones de la variable transacciones regionales*

Dimensiones	Descripción
Indisponibilidades RTR	Mantenimientos de los elementos de red de la RTR declarados por el OS/OM.
Compromisos Contractuales	Contratos entre agentes del mercado, de inyección y retiro de energía eléctrica en nodos de la RTR, validados por los OS/OM y sujetos a la regulación regional.
Predespachos Nacionales	Conjunto de inyecciones y retiros de energía para abastecer la demanda nacional, que se realiza de acuerdo con las reglas de cada país, sin considerar importaciones o exportaciones de energía eléctrica hacia o desde su área de control.
Ofertas de Oportunidad	Ofertas por período de mercado de precios y cantidades para inyectar o retirar energía de la RTR.
Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia	Valores de importación, exportación, porteo y transferencia de potencia entre las áreas de control del MER, establecidos por el EOR, que hagan cumplir los CCSD.

Nota. Dimensiones que se usaron para especificar la variable Transacciones Regionales. Elaboración propia, realizado con Excel.

4.4. Fases del estudio

Con el fin de alcanzar cada uno de los objetivos específicos, se llevaron a cabo cinco fases, que se detallan a continuación:

4.4.1. Fase 1: exploración bibliográfica

Dado el tema de investigación, se llevó a cabo una revisión de fuentes bibliográficas relacionadas, incluyendo tesis, artículos científicos, libros y sitios *web*. Estas fuentes proporcionaron el fundamento necesario para abordar tanto los antecedentes como el marco teórico de la investigación.

4.4.2. Fase 2: elección de escenarios

Para garantizar una amplia cobertura de escenarios posibles, se optó por consultar datos históricos en la base de datos pública del EOR. Esto permitió la selección de días en los que los valores de las máximas capacidades de transferencia de potencia se limitaron de manera significativa. Además, se decidió incluir días que abarcaran tanto la época seca como la época lluviosa.

Inicialmente, se planeó seleccionar 25 días que representarán las condiciones mencionadas anteriormente. Sin embargo, en mayo, se presentó un fenómeno climático que generó resultados inéditos, lo que llevó a la decisión de incluir 5 días adicionales para obtener una variedad más amplia de resultados y una mayor robustez en los hallazgos. Los meses elegidos para llevar a cabo las simulaciones fueron diciembre de 2022, enero, marzo y mayo de 2023.

4.4.3. Fase 3: recolección de insumos

Los insumos necesarios para realizar las simulaciones incluyeron:

- Mantenimientos en la red de transmisión regional.
- Predespachos nacionales, excluyendo las transacciones regionales.
- Declaración de contratos regionales.
- Ofertas de oportunidad de inyecciones y retiros.
- Red del Sistema de Intercambio de Información del Mercado (SIIM).

Estos insumos se obtuvieron tanto de la base de datos pública del EOR como de las publicaciones de predespacho regional disponibles en el portal *web* del EOR. Los mantenimientos o indisponibilidades de la red de transmisión regional se obtuvieron de la tabla PUB210INDRTR de la base de datos pública del EOR.

Tabla 3.

Obtención de las indisponibilidades de la RTR

	OSOM	FECHA_PUBLICACION	PERIODO	NODOI	NODOJ	CKT	CAPACIDADOPERATIVAIAJ	CAPACIDADOPERATIVAIAI
1	OS0001	25/12/22	01	1101	1124 2		0	0
2	OS0001	25/12/22	02	1101	1124 2		0	0
3	OS0001	25/12/22	02	1106	1109 1		0	0
4	OS0001	25/12/22	03	1101	1124 2		0	0
5	OS0001	25/12/22	03	1106	1109 1		0	0
6	OS0001	25/12/22	03	1141	1845 2		0	0
7	OS0001	25/12/22	04	1101	1124 2		0	0
8	OS0001	25/12/22	04	1106	1109 1		0	0
9	OS0001	25/12/22	04	1141	1845 2		0	0
10	OS0001	25/12/22	05	1101	1124 2		0	0

Nota. Ejemplo de las indisponibilidades en la RTR que se utilizaron como insumos para un predespacho regional simulado. Elaboración propia, realizado con SQL Developer.

Las transacciones regionales y el predespacho nacional se declararon ante el EOR a través de puntos de medición ubicados en los nodos registrados en la base de datos utilizada para el predespacho regional. Los agentes solo pueden realizar ofertas en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR).

Para calcular el valor del predespacho nacional en cada punto de medición, se restó el valor de las transacciones regionales en ese punto de medición del valor de las transacciones globales. Este cálculo se llevó a cabo para cada período de todos los días simulados.

Tabla 4.

Obtención de los valores de predespacho nacional

OS/OM:

F. Predespacho:

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

16 de mayo de 2023

Transacciones Programadas Totales

Periodo	Nodo	Punto Medida	MWh Total
03	58500	5_58500_001	119.812

Ofertas de oportunidad

Periodo	Nodo	Punto Medida	MWh Total
03	58500	5_58500_001	35.931

Contratos

Periodo	Nodo	Punto Medida	MWh Total
03	58500	5_58500_001	0.000

Inyecciones/retiros Predespacho nacional

Periodo	Nodo	Punto Medida	MWh Total
03	58500	5 58500_001	155.743

Nota. Ejemplo del cálculo del predespacho nacional por punto de medida. Elaboración propia, realizado con Excel.

En el ejemplo de la tabla 4, se muestra una transacción programada total de 119.81 MWh para el punto de medición identificado como 5_58500_001. Sin

embargo, este punto de medición experimentó un despacho a través de ofertas de oportunidad del tipo R10, que sumó 35.93 MWh. Estas ofertas R10 se utilizan para reducir la inyección nacional. Por lo tanto, el valor original del predespacho nacional declarado para este punto de medición fue de 155.74 MWh.

Tabla 5.

Tipos de ofertas de oportunidad

Tipo de Oferta	Descripción
I10	Oferta de inyección por "Generación no despachada en el Predespacho Nacional"
I20	Oferta de inyección por "Generación Países No Miembros"
I30	Oferta de inyección por "Deamanda Nacional Interrumpible por Precio"
R10	Oferta de retiro por "Generación Reemplazada Despachada en el Nacional"
R20	Oferta de retiro por "Demanda País No Miembro"
R30	Oferta de retiro por "Demanda No Satisfecha en el Predespacho Nacional"

Nota. Las únicas 6 posibilidades de ofertas de oportunidad son definidas en la regulación regional. Obtenido de CRIE (2022). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-*. (<https://crie.org.gt/marco-regulatorio/>), consultado el 22 de diciembre de 2022. De dominio público.

Las ofertas de oportunidad y la declaración de contratos se extrajeron de la base de datos pública del EOR. Las ofertas de oportunidad se obtuvieron a través de la tabla PUB004TOP, y la declaración de contratos se adquirió de la tabla PUB004TCP.

Tabla 6.

Obtención de las ofertas de oportunidad

	OSOM	FECHA_PUBLICACION	TIPO_PUBLICACION	PERIODO	NODO	AGENTE	PUNTO_MEDIDA	TIPOTRANSACCION	MWENERGIAREQUERIDA	MWENERGIADDECLARADA
1	OSO001	31/12/22	PRE	00	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
2	OSO001	31/12/22	PRE	01	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
3	OSO001	31/12/22	PRE	02	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
4	OSO001	31/12/22	PRE	03	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
5	OSO001	31/12/22	PRE	04	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
6	OSO001	31/12/22	PRE	05	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
7	OSO001	31/12/22	PRE	06	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
8	OSO001	31/12/22	PRE	07	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
9	OSO001	31/12/22	PRE	08	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292
10	OSO001	31/12/22	PRE	09	1126	1CCO...	1_1126_2211	1	0	4.292

Nota. Ejemplo de las ofertas de oportunidad que se utilizaron como insumos para un predespacho regional simulado. Elaboración propia, realizado con SQL Developer.

Tabla 7.

Obtención de las declaraciones de contratos

	TIPOTRANSACCION	TIPOCONTRATO	TIPOOFERTA	RESPO_TRANSMISION	MWENERGIAREQUERIDA	MWENERGIADDECLARADA	PRECIOOFERTADOBLOQUE1
40	i	CNFFF	CNFFF Inyección r		0	2	0
41	i	CNFFF	CNFFF Inyección i		0	15	0.1
42	r	CNFFF	O.R. Flexibi... i		0	0	0
43	r	CNFFF	O.R. Flexibi... i		0	0	0
44	i	CNFFF	CNFFF Inyección i		0	15	0.1
45	i	CF	CF O.I. Flex... r		0	6	40
46	i	CF	CF O.I. Flex... r		0	6	40
47	i	CF	CF O.I. Flex... r		0	6	40
48	i	CF	CF O.I. Flex... r		0	6	40
49	i	CF	CF O.I. Flex... r		0	6	40
50	i	CF	CF O.I. Flex... r		0	6	40

Nota. Ejemplo de las declaraciones de contrato que se utilizaron como insumos para un predespacho regional simulado. Elaboración propia, realizado con SQL Developer.

Finalmente, la red del SIIM se obtuvo de la tabla *MATRIZ RTR*.

Tabla 8.

Obtención de la red del SIIM

	FECHA	COD_PROCESO	BUS_I	BUS_J	ID_CKT	R	X	CTOIJ	CTOJI
1	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	3116	3424	1	0.14405	0.32885	47.9	47.9
2	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	50050	51450	10	0.01...	0.132077	345	345
3	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	51450	54000	10	0.00...	0.036028	345	345
4	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	1846	1308	1	0.05...	0.162275	58.6	58.6
5	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	1846	1372	1	0.06...	0.219406	58.6	58.6
6	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	6011	6182	6C	0.01...	0.081484	366	366
7	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	6008	6550	6A	0.01...	0.102615	249	249
8	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	6550	6182	6B	0.00...	0.007888	247	247
9	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	1306	1869	1	0.03...	0.11716	66.7	66.7
10	31/12/22	PRE/RE/POSDESPACHO	1869	1857	1	0.01...	0.041701	66.7	66.7

Nota. La imagen muestra algunos elementos de la red de la base de datos con la que se ejecutó el predespacho regional. Elaboración propia, realizado con SQL Developer.

4.4.4. Fase 4: modificación de los valores de las MCTP y ejecución de las simulaciones

Para realizar las simulaciones, el único dato modificado fue el de las máximas capacidades de transferencia de potencia. Los valores originales variaban según el estudio de Máximas capacidades de transferencia de potencia publicado mes a mes en el portal *web* del EOR. Se definieron dos escenarios para las simulaciones:

- Escenario 1: todos los valores de las restricciones de las MCTP se establecieron en 300 MW.
- Escenario 2: todos los valores de las restricciones de las MCTP se establecieron en 600 MW, simulando dos circuitos de la línea SIEPAC habilitados.

Tabla 9.*Ejemplo de MCTP en 300 MW*

FechaIni	FechaFin	Restriccion	Periodo	MIN	MAX
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	0	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	1	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	2	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	3	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	4	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	5	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	6	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	7	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	8	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	9	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	10	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	11	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	12	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	13	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	14	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	15	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	16	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	17	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	18	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	19	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	20	300	300
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON	21	300	300

Nota. Todos los valores de las restricciones de las MCTP colocados en 300 MW. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 10.

Ejemplo de MCTP en 600 MW

FechaIni	FechaFin	Restriccion	Periodo	MIN	MAX
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON		0	600
25/05/2023	25/05/2023	GUAELS		0	600
25/05/2023	25/05/2023	ELSHON		0	600
25/05/2023	25/05/2023	HONNIC		0	600
25/05/2023	25/05/2023	NICCRI		0	600
25/05/2023	25/05/2023	CRIPAN		0	600
25/05/2023	25/05/2023	EXP_TOT_GUA_NS		0	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_SAL		0	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_HON		0	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_NIC		0	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_CRI		0	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_PAN		0	600
25/05/2023	25/05/2023	GUAHON		1	600
25/05/2023	25/05/2023	GUAELS		1	600
25/05/2023	25/05/2023	ELSHON		1	600
25/05/2023	25/05/2023	HONNIC		1	600
25/05/2023	25/05/2023	NICCRI		1	600
25/05/2023	25/05/2023	CRIPAN		1	600
25/05/2023	25/05/2023	EXP_TOT_GUA_NS		1	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_SAL		1	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_HON		1	600
25/05/2023	25/05/2023	IMP_TOT_NIC		1	600

Nota. Todos los valores de las restricciones de las MCTP colocados en 600 MW. Elaboración propia, realizado con Excel.

Se cargaron todos los insumos en un entorno de pruebas con formato XML. Se puede encontrar el diccionario de datos de las tablas de la base de datos del EOR en el anexo 1.

Figura 3.

Ejemplo del formato de carga de insumos

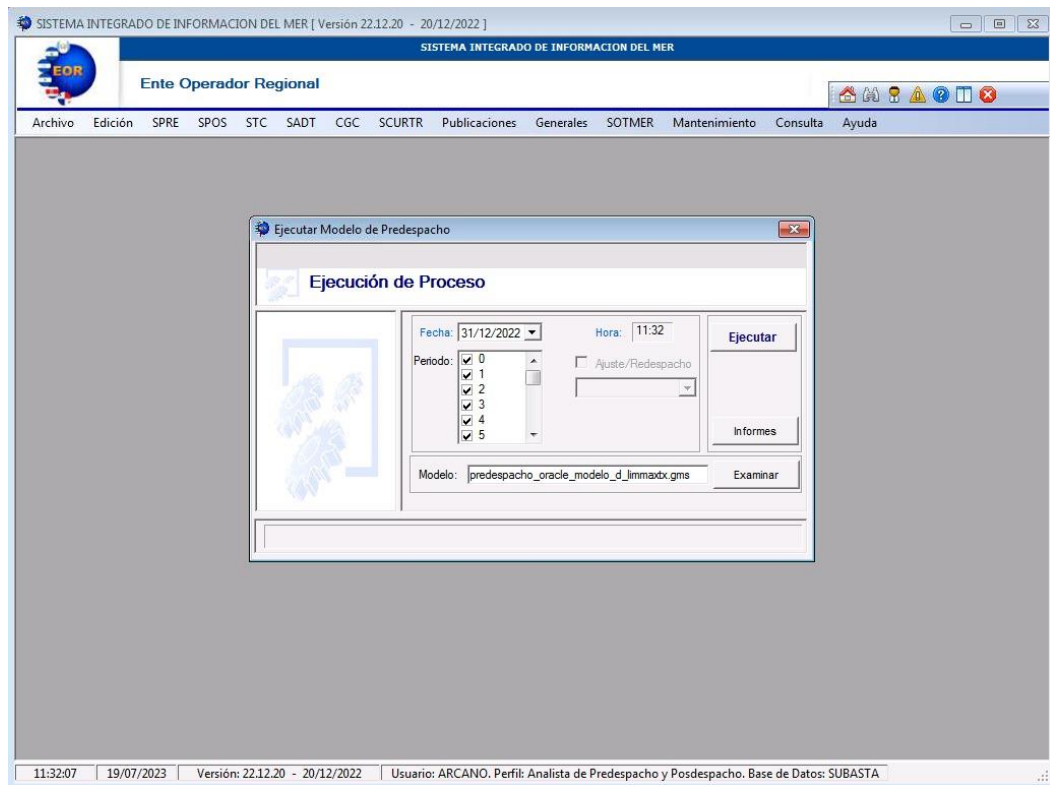
```
<?xml version="1.0" encoding="iso-8859-1"?>
<IndisponibilidadesDePredespachos xmlns="http://www.enteoperador.org/schema/IndisponibilidadesDePredespachos"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xmlns:xs="http://www.w3.org/2001/XMLSchema">
  <Operador>UT-SV</Operador>
  <Fecha>13/05/2023</Fecha>
  <Indisponibilidad>
    <PeriodoInicio>00</PeriodoInicio>
    <PeriodoFin>23</PeriodoFin>
    <CKT>1</CKT>
    <Nodoi>27181</Nodoi>
    <Nodej>27211</Nodej>
    <TipoMotivo>SOLMANT_P</TipoMotivo>
    <IndisponibilidadTotal Igual="no">
      <CapacidadOperativaiaj>133</CapacidadOperativaiaj>
      <CapacidadOperativajai>133</CapacidadOperativajai></IndisponibilidadTotal>
    <Justificacion>Condición Operativa</Justificacion>
  </Indisponibilidad>
</IndisponibilidadesDePredespachos>
```

Nota. En esta imagen se muestran las indisponibilidades de la RTR para un día de ejemplo en formato xml. Elaboración propia, realizado con bloc de notas.

Luego de obtener y cargar todos los insumos, se procedió a realizar las ejecuciones de los predespachos regionales de prueba. Estas simulaciones se llevaron a cabo en un entorno de prueba proporcionado por la empresa del investigador, utilizando el *software* GAMS y el solver COINLOPT, el cual es utilizado para resolver modelos no lineales.

Figura 4.

Ejecución de los escenarios de prueba en la ventana del SIIM



Nota. Ventana del SIIM con la ejecución de un predespacho regional de prueba. Elaboración propia.

4.4.5. Fase 5: comparación de resultados

En esta fase, se extrajeron las salidas del modelo en forma de informes en Excel, centrándose principalmente en las variables de estudio. Se generaron resúmenes para cada uno de los escenarios simulados. Estos resúmenes también se realizaron para los predespachos originales, lo que permitió llevar a cabo comparaciones. En las tablas 11, 12 y 13 se proporciona un ejemplo de cómo se resumieron los datos. En cuanto a las transacciones regionales, se

segmentaron los datos según el tipo de mercado, el tipo de oferta, el país y el día. Para los precios nodales, los datos se organizaron según el país, el período y el día. En el caso del cargo variable de transmisión, se realizó el cálculo a nivel diario.

Tabla 11.

Resumen de las transacciones por país y por periodo de mercado (MWh)

Transacciones MER 25/12/2022																	
	MCR+ MOR																
GUATEMALA	i	r	EL SALVADOR	i	r	HONDURAS	i	r	NICARAGUA	i	r	COSTA RICA	i	r	PANAMÁ	i	r
	3,462.06	167.50		4,120.04	5,769.29		0.00	665.74		0.00	2436.06		3,282.09	0.00		814.18	2,442.06
0	230.08	0.00	0	238.53	362.65	0	0.00	16.40	0	0.00	78.67	0	135.43	0.00	0	35.00	165.32
1	249.15	0.00	1	255.53	391.64	1	0.00	16.40	1	0.00	78.67	1	147.87	0.00	1	35.00	185.41
2	233.17	0.00	2	255.53	379.66	2	0.00	16.40	2	0.00	78.67	2	150.95	0.00	2	35.00	185.42
3	234.61	0.00	3	263.47	387.97	3	0.00	16.40	3	0.00	78.67	3	126.25	0.00	3	35.00	164.38
4	213.17	0.00	4	235.53	354.66	4	0.00	16.40	4	0.00	78.67	4	163.72	0.00	4	35.00	185.42
5	176.42	0.00	5	192.83	311.96	5	0.00	16.40	5	0.00	78.67	5	198.04	0.00	5	35.00	185.42
6	147.27	0.00	6	168.91	262.91	6	0.00	16.40	6	0.00	78.67	6	188.80	0.00	6	35.00	174.60
7	158.50	0.00	7	156.08	275.95	7	0.00	16.40	7	0.00	78.67	7	184.88	0.00	7	35.00	157.83
8	131.27	0.00	8	248.00	285.88	8	0.00	16.40	8	0.00	78.67	8	126.37	0.00	8	35.00	152.74
9	121.28	2.50	9	218.21	243.59	9	0.00	16.40	9	0.00	78.67	9	82.28	0.00	9	35.00	108.72
10	138.47	42.50	10	237.32	213.20	10	0.00	16.40	10	0.00	111.67	10	80.00	0.00	10	33.47	98.18
11	134.52	42.50	11	243.57	219.44	11	0.00	16.40	11	0.00	111.67	11	80.00	0.00	11	35.00	95.79
12	139.64	40.00	12	212.14	190.51	12	0.00	16.40	12	0.00	111.67	12	80.00	0.00	12	8.81	74.93
13	141.27	40.00	13	212.14	190.52	13	0.00	16.40	13	0.00	111.67	13	80.00	0.00	13	7.23	74.95
14	118.57	0.00	14	205.48	233.36	14	0.00	16.40	14	0.00	103.67	14	90.00	0.00	14	19.68	74.88
15	174.06	0.00	15	155.32	243.20	15	0.00	16.40	15	0.00	113.67	15	90.00	0.00	15	35.00	74.90
16	148.91	0.00	16	155.16	217.16	16	0.00	16.40	16	0.00	113.67	16	90.00	0.00	16	35.00	74.58
17	112.93	0.00	17	44.02	123.33	17	0.00	46.40	17	0.00	118.67	17	165.00	0.00	17	0.00	30.48
18	19.40	0.00	18	32.67	103.67	18	0.00	37.31	18	0.00	167.67	18	207.52	0.00	18	55.00	0.00
19	16.40	0.00	19	32.67	77.67	19	0.00	65.59	19	0.00	162.67	19	207.29	0.00	19	55.00	0.00
20	16.40	0.00	20	32.67	77.67	20	0.00	58.44	20	0.00	162.67	20	200.39	0.00	20	55.00	0.00
21	16.40	0.00	21	32.67	77.67	21	0.00	66.40	21	0.00	142.67	21	187.29	0.00	21	55.00	0.00
22	196.07	0.00	22	150.12	274.24	22	0.00	56.40	22	0.00	58.67	22	110.00	0.00	22	35.00	92.40
23	194.12	0.00	23	141.46	270.79	23	0.00	56.40	23	0.00	58.67	23	110.00	0.00	23	35.00	85.69

Nota. Inyecciones y retiros por país y por periodo para un escenario de prueba. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 12.

Resumen de las transacciones totales por periodo de mercado (MWh)

TOTAL REGIONAL	INY	RET
	11,678.38	11,480.64
0	639.04	623.04
1	687.56	672.12
2	674.66	660.15
3	659.33	647.42
4	647.43	635.15
5	602.29	592.45
6	539.98	532.58
7	534.45	528.86
8	540.65	533.68
9	456.77	449.87
10	489.26	481.95
11	493.09	485.80
12	440.58	433.52
13	440.64	433.53
14	433.73	428.31
15	454.38	448.17
16	429.07	421.81
17	321.95	318.88
18	314.59	308.65
19	311.36	305.93
20	304.46	298.77
21	291.36	286.74
22	491.19	481.71
23	480.58	471.55

Nota. Inyecciones y retiros totales por periodo para un escenario de prueba. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 13.

Resumen de los precios nodales de un escenario simulado (US\$/MWh)

PRECIOS EXANTE MER PROMEDIO 25/12/2022							
PERIODO	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	PROM X PERIODO
0	US\$ 64.34	US\$ 67.33	US\$ 65.95	US\$ 67.31	US\$ 66.77	US\$ 73.15	US\$ 67.47
1	US\$ 64.17	US\$ 67.06	US\$ 65.78	US\$ 66.99	US\$ 66.55	US\$ 72.64	US\$ 67.20
2	US\$ 63.67	US\$ 66.62	US\$ 65.69	US\$ 66.86	US\$ 66.52	US\$ 72.41	US\$ 66.96
3	US\$ 62.00	US\$ 65.24	US\$ 64.49	US\$ 65.88	US\$ 65.89	US\$ 71.61	US\$ 65.85
4	US\$ 62.19	US\$ 65.28	US\$ 64.59	US\$ 66.00	US\$ 66.05	US\$ 71.69	US\$ 65.97
5	US\$ 62.45	US\$ 65.52	US\$ 64.75	US\$ 66.10	US\$ 66.18	US\$ 71.83	US\$ 66.14
6	US\$ 63.48	US\$ 66.20	US\$ 66.39	US\$ 66.70	US\$ 67.18	US\$ 73.03	US\$ 67.16
7	US\$ 58.62	US\$ 59.81	US\$ 62.23	US\$ 61.72	US\$ 63.19	US\$ 69.18	US\$ 62.46
8	US\$ 54.23	US\$ 54.94	US\$ 57.55	US\$ 56.41	US\$ 57.62	US\$ 63.70	US\$ 57.41
9	US\$ 50.04	US\$ 50.65	US\$ 53.08	US\$ 51.52	US\$ 52.16	US\$ 56.91	US\$ 52.39
10	US\$ 54.32	US\$ 54.96	US\$ 57.69	US\$ 56.26	US\$ 57.02	US\$ 62.46	US\$ 57.12
11	US\$ 54.39	US\$ 54.96	US\$ 58.13	US\$ 56.26	US\$ 57.06	US\$ 62.46	US\$ 57.21
12	US\$ 54.28	US\$ 54.93	US\$ 58.00	US\$ 56.32	US\$ 57.16	US\$ 62.65	US\$ 57.22
13	US\$ 54.11	US\$ 54.90	US\$ 57.73	US\$ 56.33	US\$ 57.14	US\$ 62.48	US\$ 57.12
14	US\$ 56.56	US\$ 57.26	US\$ 59.46	US\$ 58.33	US\$ 58.78	US\$ 63.86	US\$ 59.04
15	US\$ 59.56	US\$ 60.78	US\$ 61.87	US\$ 60.79	US\$ 60.26	US\$ 64.61	US\$ 61.31
16	US\$ 64.34	US\$ 66.62	US\$ 66.26	US\$ 66.86	US\$ 66.45	US\$ 71.44	US\$ 67.00
17	US\$ 73.58	US\$ 76.76	US\$ 77.08	US\$ 76.96	US\$ 75.32	US\$ 81.39	US\$ 76.85
18	US\$ 95.30	US\$ 96.67	US\$ 97.48	US\$ 93.30	US\$ 83.89	US\$ 93.42	US\$ 93.34
19	US\$ 94.65	US\$ 96.05	US\$ 97.08	US\$ 93.15	US\$ 83.58	US\$ 92.86	US\$ 92.90
20	US\$ 94.31	US\$ 95.68	US\$ 95.57	US\$ 93.05	US\$ 83.71	US\$ 92.90	US\$ 92.54
21	US\$ 93.88	US\$ 95.42	US\$ 94.79	US\$ 92.93	US\$ 83.02	US\$ 92.26	US\$ 92.05
22	US\$ 64.19	US\$ 67.72	US\$ 67.67	US\$ 69.27	US\$ 69.93	US\$ 77.77	US\$ 69.43
23	US\$ 64.29	US\$ 67.75	US\$ 67.37	US\$ 69.55	US\$ 69.72	US\$ 79.59	US\$ 69.71
PROM X PAIS	US\$ 65.96	US\$ 67.88	US\$ 68.61	US\$ 68.12	US\$ 66.71	US\$ 73.18	

Nota. Precios nodales por periodo y por país para un escenario de prueba, periodos en gris son demanda baja, periodos en naranja son demanda media y periodos en verde son demanda alta. Elaboración propia, realizado con Excel.

Las comparaciones entre los datos de los predespachos regionales originales y los simulados se llevaron a cabo utilizando Microsoft Excel.

4.4.6. Fase 6: análisis de las comparaciones

Con el fin de analizar de manera más efectiva los datos obtenidos en las simulaciones, se crearon gráficos en Microsoft Excel para comparar los escenarios 1 y 2 con los valores originales del predespacho regional. Los datos tabulados en Excel se utilizaron como insumo para crear las gráficas.

5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de los predespachos regionales, tanto en el escenario 1 como en el escenario 2, en comparación con el escenario original publicado por el EOR.

5.1. Escenarios simulados

Según lo comentado en el capítulo anterior, se utilizaron varios días de época seca y lluviosa, así como días de bajas transacciones y época de máximo requerimiento térmico. Esto se hizo con el fin de evaluar las variaciones de cada una de las variables de estudio ante escenarios completamente distintos. Los días simulados fueron los siguientes:

Tabla 14.

Días simulados

Año	Mes	Día
2022	Diciembre	24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31
	Enero	9, 10, 12
2023	Marzo	7, 9, 10
	Mayo	5, 6, 8, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25

Nota. Días seleccionados para ejecutar los escenarios de prueba. Elaboración propia, realizado con Excel.

En otro enfoque, los días simulados se dividieron en dos escenarios según los valores de las máximas capacidades de transferencia de potencia establecidos:

Tabla 15.

Escenarios simulados

Escenario	Descripción
Escenario 1	Valores de todas las MCTP en 300 MW
Escenario 2	Valores de todas las MCTP en 600 MW

Nota. Descripción de los escenarios de prueba. Elaboración propia, realizado con Excel.

5.2. Variación de las transacciones regionales con respecto al escenario original

Con respecto a las inyecciones en el mercado de oportunidad regional, se observó un incremento en promedio del 79.06 % para el escenario 1, mientras que el escenario 2 presentó un incremento del 98.80 %.

Tabla 16.*Variación de las inyecciones en el MOR*

	Fecha	Inyecciones MOR (GWh)			% incremento	
		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	3.34	4.20	4.20	25%	25%
2	12/25/2022	2.26	6.33	6.35	180%	181%
3	12/26/2022	2.77	5.10	5.10	84%	84%
4	12/27/2022	2.54	3.45	3.45	36%	36%
5	12/28/2022	2.30	3.51	3.51	53%	53%
6	12/29/2022	3.54	3.67	3.67	4%	4%
7	12/30/2022	3.93	3.14	3.14	-20%	-20%
8	12/31/2022	2.26	2.23	2.23	-1%	-1%
9	1/09/2023	6.82	6.92	6.92	2%	2%
10	1/10/2023	4.88	4.88	4.88	0%	0%
11	1/12/2023	4.90	4.12	4.12	-16%	-16%
12	3/07/2023	6.38	6.63	6.63	4%	4%
13	3/09/2023	7.08	6.95	6.95	-2%	-2%
14	3/10/2023	7.98	8.48	8.48	6%	6%
15	5/05/2023	4.73	4.73	4.73	0%	0%
16	5/06/2023	4.20	3.80	3.80	-10%	-10%
17	5/08/2023	4.82	4.94	5.20	2%	8%
18	5/12/2023	3.84	4.43	5.07	16%	32%
19	5/13/2023	3.85	4.52	5.88	17%	52%
20	5/15/2023	4.58	5.28	7.07	15%	54%
21	5/16/2023	2.08	6.46	8.46	211%	307%
22	5/17/2023	2.52	6.16	7.87	145%	213%
23	5/18/2023	2.61	6.28	8.54	140%	227%
24	5/19/2023	3.02	6.38	8.04	111%	166%
25	5/20/2023	2.19	6.45	8.00	194%	265%
26	5/21/2023	2.56	5.44	5.48	113%	114%
27	5/22/2023	1.34	5.69	5.88	326%	340%
28	5/23/2023	1.24	5.14	5.22	315%	321%
29	5/24/2023	1.95	5.87	6.57	201%	236%
30	5/25/2023	1.78	5.73	6.82	222%	283%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Los retiros en el Mercado de Oportunidad Regional experimentaron un incremento más significativo en comparación con las inyecciones. En el escenario 1, se observó un aumento promedio del 193.44 %, mientras que en el escenario 2, el incremento alcanzó el 253.60 %.

Tabla 17.*Variación de los retiros en el MOR*

	Fecha	Retiros MOR (GWh)			% incremento	
		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	2.43	3.07	3.07	27%	27%
2	12/25/2022	1.27	4.89	4.91	284%	286%
3	12/26/2022	1.53	4.42	4.42	189%	189%
4	12/27/2022	1.20	2.38	2.38	98%	98%
5	12/28/2022	1.12	2.33	2.33	108%	108%
6	12/29/2022	2.58	3.25	3.25	26%	26%
7	12/30/2022	3.24	2.99	2.99	-8%	-8%
8	12/31/2022	1.64	1.88	1.88	15%	15%
9	1/09/2023	6.12	6.16	6.16	1%	1%
10	1/10/2023	4.48	4.47	4.47	0%	0%
11	1/12/2023	4.81	4.04	4.04	-16%	-16%
12	3/07/2023	6.35	6.67	6.67	5%	5%
13	3/09/2023	6.63	7.05	7.05	6%	6%
14	3/10/2023	7.91	8.48	8.48	7%	7%
15	5/05/2023	3.45	3.45	3.45	0%	0%
16	5/06/2023	2.95	3.12	3.12	6%	6%
17	5/08/2023	3.51	3.63	3.82	3%	9%
18	5/12/2023	2.36	2.83	3.36	20%	42%
19	5/13/2023	2.08	2.35	3.50	13%	68%
20	5/15/2023	2.85	3.36	4.83	18%	70%
21	5/16/2023	0.52	4.41	5.72	750%	1003%
22	5/17/2023	0.79	3.83	4.96	384%	526%
23	5/18/2023	0.76	3.23	5.39	328%	614%
24	5/19/2023	1.40	3.76	5.53	168%	294%
25	5/20/2023	0.46	4.02	5.59	769%	1107%
26	5/21/2023	0.88	3.91	3.95	344%	348%
27	5/22/2023	0.50	4.25	4.42	749%	783%
28	5/23/2023	0.59	2.60	2.68	344%	357%
29	5/24/2023	0.79	3.68	4.54	368%	477%
30	5/25/2023	0.37	3.34	4.70	798%	1161%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Las inyecciones en el mercado de contratos regional experimentaron un crecimiento más moderado en comparación con el Mercado de oportunidad regional. En el escenario 1, se registró un aumento promedio del 23.38 %, mientras que en el escenario 2, el incremento alcanzó el 31.98 %.

Tabla 18.*Variación de las inyecciones en el MCR*

	Fecha	Inyecciones MCR (GWh)			% incremento	
		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	5.43	7.48	7.48	37.90%	37.90%
2	12/25/2022	3.30	5.48	5.48	66%	66%
3	12/26/2022	3.34	5.84	5.84	75%	75%
4	12/27/2022	4.05	6.00	6.00	48%	48%
5	12/28/2022	5.15	6.71	6.71	30%	30%
6	12/29/2022	6.48	8.06	8.06	24%	24%
7	12/30/2022	8.03	7.27	7.27	-9%	-9%
8	12/31/2022	6.31	7.32	7.32	16%	16%
9	1/09/2023	5.33	5.42	5.42	2%	2%
10	1/10/2023	6.01	6.01	6.01	0%	0%
11	1/12/2023	6.38	5.82	5.82	-9%	-9%
12	3/07/2023	10.11	10.42	10.42	3%	3%
13	3/09/2023	9.23	10.49	10.49	14%	14%
14	3/10/2023	10.34	11.13	11.13	8%	8%
15	5/05/2023	2.90	2.90	2.90	0%	0%
16	5/06/2023	2.10	2.22	2.22	6%	6%
17	5/08/2023	2.25	2.48	2.88	10%	28%
18	5/12/2023	4.16	4.21	5.01	1%	20%
19	5/13/2023	3.76	5.37	5.53	43%	47%
20	5/15/2023	4.23	4.04	4.28	-4%	1%
21	5/16/2023	2.10	3.81	6.04	81%	187%
22	5/17/2023	3.00	3.90	5.01	30%	67%
23	5/18/2023	3.62	5.23	5.48	45%	52%
24	5/19/2023	4.61	5.67	5.65	23%	23%
25	5/20/2023	3.18	3.83	3.88	20%	22%
26	5/21/2023	3.01	3.41	3.46	13%	15%
27	5/22/2023	2.62	3.90	3.92	49%	50%
28	5/23/2023	1.64	3.07	3.11	87%	90%
29	5/24/2023	2.82	2.45	3.01	-13%	7%
30	5/25/2023	2.43	2.57	3.43	6%	41%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

En cuanto a los retiros en el mercado de contratos regional, se observó un aumento menor. En el escenario 1, el incremento fue del 18.81 %, mientras que en el escenario 2, se registró un incremento del 22.68 %.

Tabla 19.*Variación de los retiros en el MCR*

	Fecha	Retiros MCR (GWh)			% incremento	
		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	6.41	8.41	8.41	31%	31%
2	12/25/2022	4.26	6.56	6.56	54%	54%
3	12/26/2022	4.54	6.32	6.32	39%	39%
4	12/27/2022	5.43	7.04	7.04	30%	30%
5	12/28/2022	6.35	7.83	7.83	23%	23%
6	12/29/2022	7.28	8.38	8.38	15%	15%
7	12/30/2022	8.68	7.44	7.44	-14%	-14%
8	12/31/2022	6.82	7.60	7.60	12%	12%
9	1/09/2023	5.85	5.93	5.93	1%	1%
10	1/10/2023	6.32	6.32	6.32	0%	0%
11	1/12/2023	6.63	6.04	6.04	-9%	-9%
12	3/07/2023	10.29	10.55	10.55	3%	3%
13	3/09/2023	9.89	10.62	10.62	7%	7%
14	3/10/2023	10.50	11.24	11.24	7%	7%
15	5/05/2023	3.87	3.87	3.87	0%	0%
16	5/06/2023	3.09	2.64	2.64	-15%	-15%
17	5/08/2023	3.29	3.51	3.90	7%	19%
18	5/12/2023	5.19	5.21	5.99	0%	15%
19	5/13/2023	4.97	6.51	6.66	31%	34%
20	5/15/2023	5.45	5.09	5.32	-7%	-3%
21	5/16/2023	3.34	5.09	7.31	52%	119%
22	5/17/2023	4.33	5.39	6.46	25%	49%
23	5/18/2023	4.99	7.13	7.08	43%	42%
24	5/19/2023	5.75	7.23	6.91	26%	20%
25	5/20/2023	4.48	5.09	4.80	14%	7%
26	5/21/2023	4.24	4.12	4.14	-3%	-2%
27	5/22/2023	3.14	4.54	4.54	45%	45%
28	5/23/2023	2.08	4.79	4.81	131%	132%
29	5/24/2023	3.67	3.72	3.76	1%	3%
30	5/25/2023	3.47	4.01	4.05	15%	17%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Es relevante destacar que en los días en los que se observaron disminuciones se debió a que algunos agentes no disponían de garantías suficientes para respaldar sus transacciones. Como resultado, no pudieron continuar realizando compras en el mercado eléctrico regional una vez que sus

garantías alcanzaron o descendieron por debajo de su garantía mínima. Esto condujo a una reducción en el total de inyecciones y retiros en esos días.

Las tablas 19 y 20 ilustran las variaciones totales en las inyecciones y retiros en comparación con el escenario original. En el escenario 1, las inyecciones aumentaron en promedio un 46.39 %, y en el escenario 2, el aumento fue del 59.65 %. Por otro lado, los retiros aumentaron un 44.27 % en el escenario 1, y un 55.88 % en el escenario 2.

Tabla 20.

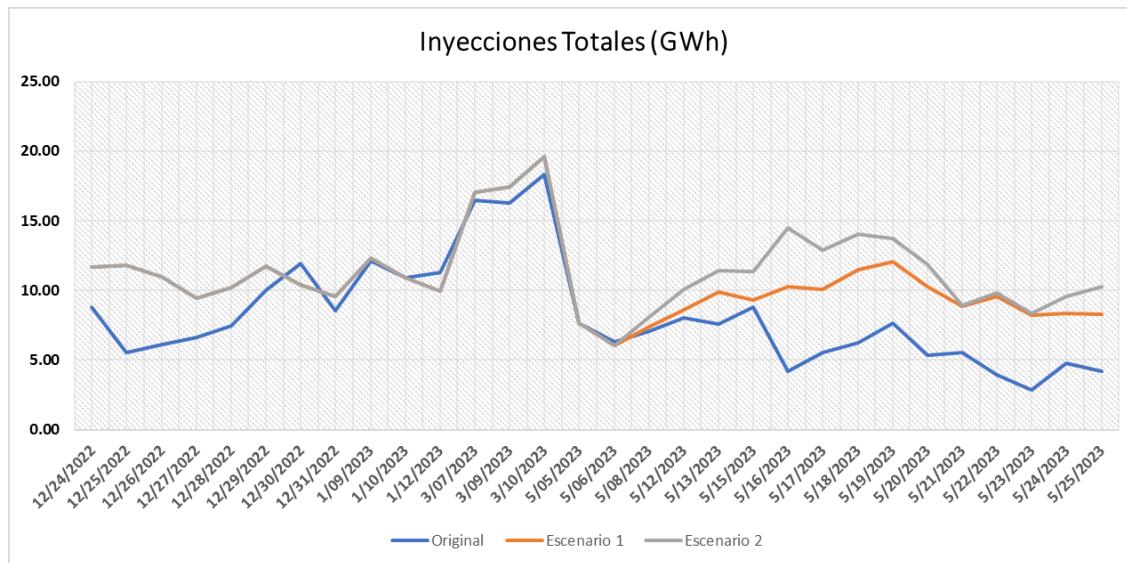
Variación total de las inyecciones

	Fecha	Inyecciones Totales (GWh)			% incremento	
		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	8.77	11.68	11.68	33%	33%
2	12/25/2022	5.57	11.81	11.83	112%	113%
3	12/26/2022	6.12	10.95	10.95	79%	79%
4	12/27/2022	6.59	9.45	9.45	43%	43%
5	12/28/2022	7.45	10.22	10.22	37%	37%
6	12/29/2022	10.01	11.73	11.73	17%	17%
7	12/30/2022	11.95	10.41	10.41	-13%	-13%
8	12/31/2022	8.57	9.55	9.55	11%	11%
9	1/09/2023	12.15	12.34	12.34	2%	2%
10	1/10/2023	10.89	10.89	10.89	0%	0%
11	1/12/2023	11.29	9.94	9.94	-12%	-12%
12	3/07/2023	16.49	17.05	17.05	3%	3%
13	3/09/2023	16.31	17.44	17.44	7%	7%
14	3/10/2023	18.32	19.62	19.62	7%	7%
15	5/05/2023	7.63	7.63	7.63	0%	0%
16	5/06/2023	6.30	6.02	6.02	-5%	-5%
17	5/08/2023	7.08	7.42	8.07	5%	14%
18	5/12/2023	8.00	8.64	10.07	8%	26%
19	5/13/2023	7.61	9.89	11.40	30%	50%
20	5/15/2023	8.81	9.32	11.35	6%	29%
21	5/16/2023	4.18	10.27	14.50	146%	247%
22	5/17/2023	5.52	10.06	12.88	82%	133%
23	5/18/2023	6.23	11.51	14.03	85%	125%
24	5/19/2023	7.63	12.05	13.69	58%	79%
25	5/20/2023	5.37	10.28	11.87	91%	121%
26	5/21/2023	5.57	8.85	8.94	59%	61%
27	5/22/2023	3.96	9.58	9.80	142%	148%
28	5/23/2023	2.88	8.20	8.32	185%	189%
29	5/24/2023	4.77	8.32	9.57	74%	100%
30	5/25/2023	4.21	8.30	10.25	97%	144%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Figura 5.

Comparación de las inyecciones en los distintos escenarios



Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

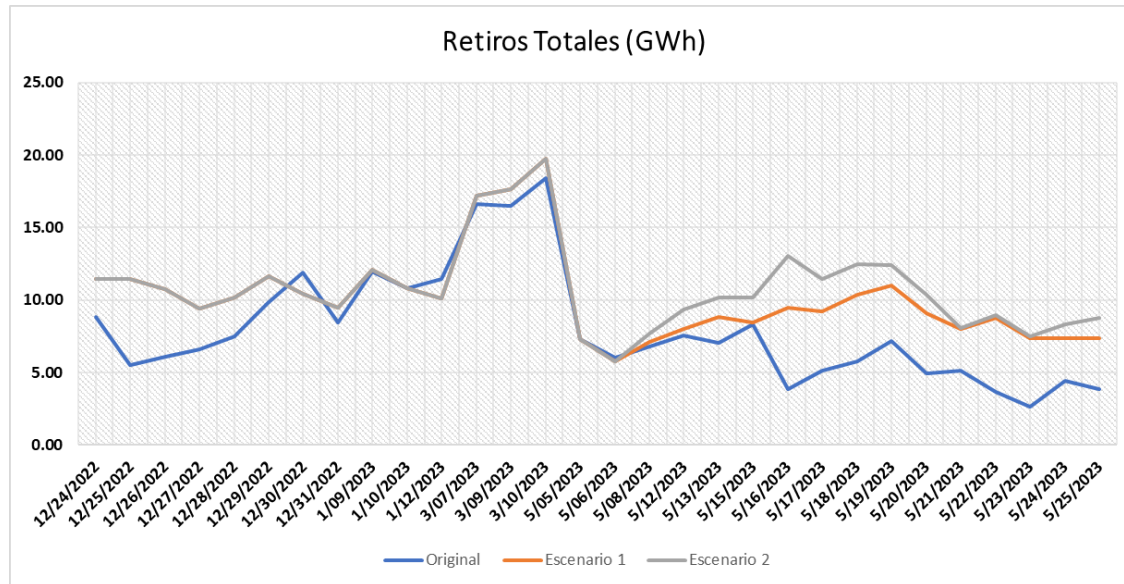
Tabla 21.*Variación total de los retiros*

	Fecha	Retiros Totales (GWh)			% incremento	
		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	8.84	11.48	11.48	30%	30%
2	12/25/2022	5.54	11.46	11.47	107%	107%
3	12/26/2022	6.07	10.74	10.74	77%	77%
4	12/27/2022	6.63	9.42	9.42	42%	42%
5	12/28/2022	7.47	10.16	10.16	36%	36%
6	12/29/2022	9.86	11.63	11.63	18%	18%
7	12/30/2022	11.92	10.42	10.42	-13%	-13%
8	12/31/2022	8.45	9.48	9.48	12%	12%
9	1/09/2023	11.97	12.10	12.10	1%	1%
10	1/10/2023	10.79	10.79	10.79	0%	0%
11	1/12/2023	11.44	10.08	10.08	-12%	-12%
12	3/07/2023	16.65	17.22	17.22	3%	3%
13	3/09/2023	16.51	17.67	17.67	7%	7%
14	3/10/2023	18.41	19.72	19.72	7%	7%
15	5/05/2023	7.32	7.32	7.32	0%	0%
16	5/06/2023	6.04	5.77	5.77	-5%	-5%
17	5/08/2023	6.80	7.14	7.72	5%	13%
18	5/12/2023	7.55	8.03	9.34	6%	24%
19	5/13/2023	7.05	8.86	10.16	26%	44%
20	5/15/2023	8.30	8.45	10.15	2%	22%
21	5/16/2023	3.86	9.50	13.03	146%	237%
22	5/17/2023	5.12	9.22	11.42	80%	123%
23	5/18/2023	5.74	10.37	12.47	81%	117%
24	5/19/2023	7.16	10.99	12.44	54%	74%
25	5/20/2023	4.94	9.12	10.39	85%	110%
26	5/21/2023	5.12	8.03	8.09	57%	58%
27	5/22/2023	3.64	8.79	8.97	142%	146%
28	5/23/2023	2.66	7.39	7.49	177%	181%
29	5/24/2023	4.46	7.40	8.30	66%	86%
30	5/25/2023	3.85	7.35	8.75	91%	127%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Figura 6.

Comparación de los retiros en los distintos escenarios



Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

5.3. Variación de los precios nodales

Con respecto a los precios nodales, se observaron disminuciones en la mayoría de los días simulados. En Guatemala, se registró una disminución promedio del 7.89 % en el escenario 1 y del 8.89 % en el escenario 2. En El Salvador, se experimentó un incremento promedio del 4.48 % en el escenario 1 y del 7 % en el escenario 2. Honduras sufrió un decremento promedio del 6.78 % en el escenario 1 y del 7.39 % en el escenario 2. Nicaragua mostró un decremento promedio del 7.05 % en el escenario 1 y del 10.07 % en el escenario 2. Costa Rica experimentó una disminución promedio del 5.86 % en el escenario 1 y del 8.61 % en el escenario 2. Por último, Panamá presentó una disminución promedio del 7.37 % en el escenario 1 y del 10.13 % en el escenario 2.

Tabla 22.

Porcentaje de variación de los precios nodales por país para el escenario 1

	Fecha	Escenario 1					
		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1	12/24/2022	9%	5%	10%	12%	15%	-9%
2	12/25/2022	29%	4%	30%	31%	34%	-28%
3	12/26/2022	47%	14%	50%	52%	57%	-10%
4	12/27/2022	8%	-3%	9%	10%	11%	-14%
5	12/28/2022	6%	-8%	6%	6%	6%	-16%
6	12/29/2022	4%	-13%	4%	2%	0%	0%
7	12/30/2022	3%	-2%	2%	0%	0%	-1%
8	12/31/2022	0%	-2%	0%	-1%	-1%	-1%
9	1/09/2023	1%	1%	2%	-1%	-1%	0%
10	1/10/2023	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	1/12/2023	-2%	-2%	-2%	-3%	-2%	0%
12	3/07/2023	-4%	-1%	-2%	-2%	-3%	14%
13	3/09/2023	-7%	-2%	-5%	-6%	-8%	21%
14	3/10/2023	-4%	-2%	-4%	-5%	-7%	25%
15	5/05/2023	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	5/06/2023	-2%	-2%	-3%	-6%	-6%	-6%
17	5/08/2023	3%	0%	4%	-1%	-1%	44%
18	5/12/2023	7%	2%	8%	-1%	-1%	19%
19	5/13/2023	5%	2%	6%	-11%	-9%	-8%
20	5/15/2023	17%	4%	18%	-9%	-7%	-7%
21	5/16/2023	-32%	14%	-30%	-12%	-10%	-10%
22	5/17/2023	-33%	6%	-31%	-12%	-11%	-10%
23	5/18/2023	-34%	7%	-32%	-29%	-27%	-26%
24	5/19/2023	-28%	7%	-26%	-27%	-24%	-21%
25	5/20/2023	-39%	8%	-37%	-34%	-30%	-29%
26	5/21/2023	-36%	9%	-35%	-42%	-40%	-39%
27	5/22/2023	-50%	6%	-48%	-46%	-44%	-44%
28	5/23/2023	-38%	24%	-35%	-36%	-33%	-32%
29	5/24/2023	-35%	30%	-32%	-24%	-20%	-20%
30	5/25/2023	-33%	28%	-30%	-18%	-14%	-14%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 23.*Porcentaje de variación de los precios nodales por país para el escenario 2*

		Escenario 2					
	Fecha	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1	12/24/2022	9%	5%	10%	12%	15%	-9%
2	12/25/2022	28%	4%	30%	31%	35%	-28%
3	12/26/2022	47%	14%	50%	52%	57%	-10%
4	12/27/2022	8%	-3%	9%	10%	11%	-14%
5	12/28/2022	6%	-8%	6%	6%	6%	-16%
6	12/29/2022	4%	-13%	4%	2%	0%	0%
7	12/30/2022	3%	-2%	2%	0%	0%	-1%
8	12/31/2022	0%	-2%	0%	-1%	-1%	-1%
9	1/09/2023	1%	1%	2%	-1%	-1%	0%
10	1/10/2023	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	1/12/2023	-2%	-2%	-2%	-3%	-2%	0%
12	3/07/2023	-4%	-1%	-2%	-2%	-3%	14%
13	3/09/2023	-7%	8%	-5%	-6%	-8%	21%
14	3/10/2023	-4%	-2%	-4%	-5%	-7%	25%
15	5/05/2023	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	5/06/2023	-2%	-2%	-3%	-6%	-6%	-6%
17	5/08/2023	0%	1%	1%	-3%	-3%	41%
18	5/12/2023	2%	4%	4%	-5%	-4%	15%
19	5/13/2023	5%	5%	7%	-15%	-13%	-13%
20	5/15/2023	8%	8%	11%	-14%	-12%	-11%
21	5/16/2023	-37%	18%	-33%	-20%	-15%	-14%
22	5/17/2023	-40%	9%	-36%	-36%	-33%	-31%
23	5/18/2023	-40%	11%	-37%	-41%	-38%	-36%
24	5/19/2023	-31%	14%	-28%	-36%	-33%	-30%
25	5/20/2023	-40%	15%	-37%	-44%	-40%	-39%
26	5/21/2023	-37%	10%	-36%	-43%	-41%	-41%
27	5/22/2023	-51%	8%	-48%	-47%	-45%	-44%
28	5/23/2023	-39%	33%	-36%	-37%	-34%	-32%
29	5/24/2023	-34%	36%	-31%	-31%	-27%	-27%
30	5/25/2023	-23%	54%	-18%	-20%	-14%	-14%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Se registraron decrementos en el precio promedio del mercado eléctrico regional (MER), a pesar del aumento de los precios nodales en El Salvador. En el resto de los países, se observaron disminuciones en los precios, lo que resultó

en una variación promedio del MER con un decremento del 6.96 % para el escenario 1 y un 8.68 % para el escenario 2.

Tabla 24.

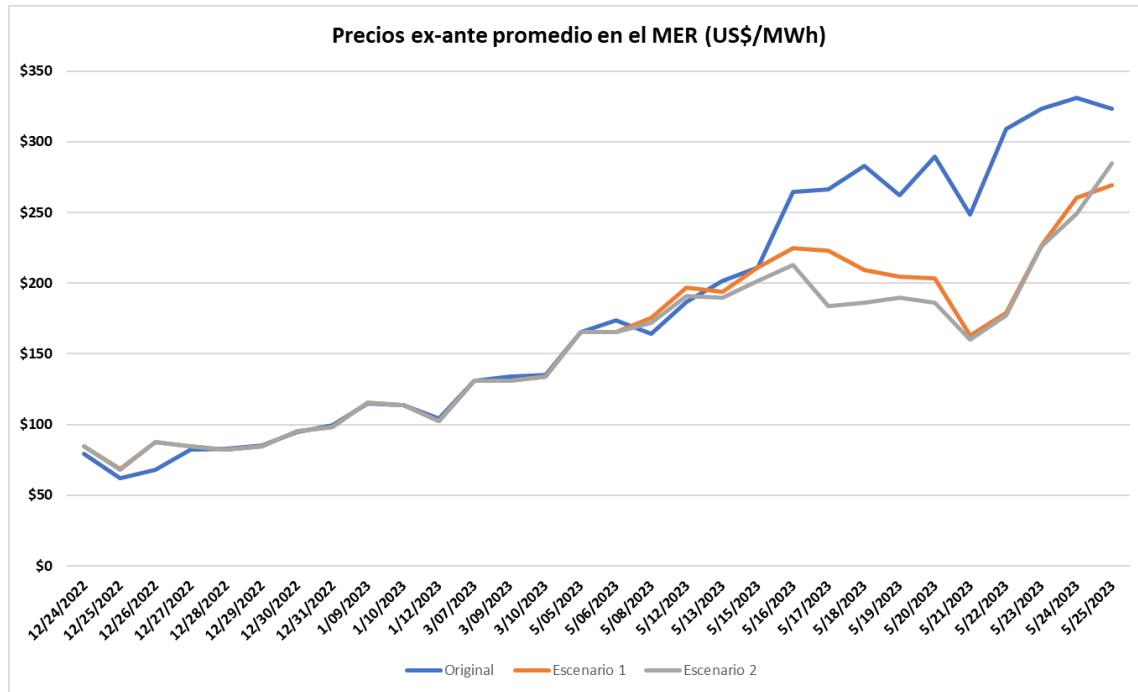
Variación de los precios nodales promedio en US\$/MWh y porcentual

	Fecha	Original	Diferencia		% variación	
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1	12/24/2022	\$79.60	\$84.44	\$84.44	6%	6%
2	12/25/2022	\$62.05	\$68.41	\$68.33	10%	10%
3	12/26/2022	\$67.90	\$87.57	\$87.57	29%	29%
4	12/27/2022	\$82.47	\$84.41	\$84.41	2%	2%
5	12/28/2022	\$82.86	\$82.06	\$82.06	-1%	-1%
6	12/29/2022	\$85.34	\$84.56	\$84.56	-1%	-1%
7	12/30/2022	\$94.98	\$95.26	\$95.26	0%	0%
8	12/31/2022	\$99.23	\$98.52	\$98.52	-1%	-1%
9	1/09/2023	\$115.10	\$115.34	\$115.34	0%	0%
10	1/10/2023	\$113.64	\$113.58	\$113.58	0%	0%
11	1/12/2023	\$104.38	\$102.43	\$102.43	-2%	-2%
12	3/07/2023	\$130.78	\$130.70	\$130.70	0%	0%
13	3/09/2023	\$133.85	\$131.15	\$131.15	-2%	-2%
14	3/10/2023	\$135.05	\$134.09	\$134.09	-1%	-1%
15	5/05/2023	\$165.17	\$165.17	\$165.17	0%	0%
16	5/06/2023	\$173.54	\$165.72	\$165.72	-5%	-5%
17	5/08/2023	\$164.08	\$175.81	\$171.83	7%	5%
18	5/12/2023	\$186.67	\$196.96	\$191.24	6%	2%
19	5/13/2023	\$201.85	\$193.83	\$189.57	-4%	-6%
20	5/15/2023	\$211.11	\$210.93	\$201.82	0%	-4%
21	5/16/2023	\$264.53	\$224.63	\$212.85	-15%	-20%
22	5/17/2023	\$266.43	\$223.27	\$183.78	-16%	-31%
23	5/18/2023	\$283.07	\$209.36	\$186.00	-26%	-34%
24	5/19/2023	\$262.04	\$204.77	\$189.53	-22%	-28%
25	5/20/2023	\$289.60	\$203.23	\$186.24	-30%	-36%
26	5/21/2023	\$248.66	\$162.90	\$159.86	-34%	-36%
27	5/22/2023	\$309.32	\$178.82	\$177.56	-42%	-43%
28	5/23/2023	\$323.32	\$226.45	\$225.75	-30%	-30%
29	5/24/2023	\$331.06	\$260.58	\$249.44	-21%	-25%
30	5/25/2023	\$323.38	\$269.23	\$285.02	-17%	-12%

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Figura 7.

Variación de los precios nodales promedio en el MER



Nota. Comparación de los escenarios de prueba con el despacho original. Elaboración propia, realizado con Excel.

5.4. Comparación del cargo variable de transmisión neto

Los cargos variables de transmisión en los escenarios 1 y 2 arrojaron resultados positivos, en forma de abonos, a diferencia del escenario original en el que se registraron cargos en algunos días. Es interesante destacar que el escenario 1 generó un mayor número de abonos en comparación con el escenario 2.

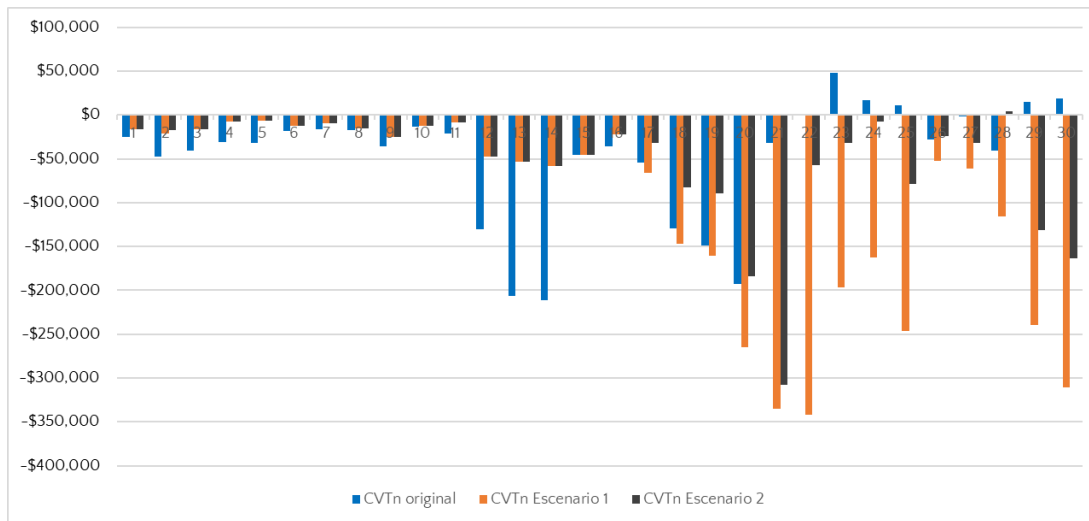
Tabla 25.*Cargo variable de transmisión neto para todos los escenarios*

Cargo Variable de Transmisión Neto					(+) cargo
	Fecha	CVTn original	CVTn Escenario 1	CVTn Escenario 2	(-) abono
1	24/12/2022	\$ -25,319	\$ -16,840	\$ -16,840	
2	25/12/2022	\$ -47,200	\$ -21,237	\$ -17,429	
3	26/12/2022	\$ -40,663	\$ -15,922	\$ -15,922	
4	27/12/2022	\$ -31,204	\$ -7,248	\$ -7,248	
5	28/12/2022	\$ -31,890	\$ -6,984	\$ -6,984	
6	29/12/2022	\$ -18,537	\$ -12,803	\$ -12,803	
7	30/12/2022	\$ -16,126	\$ -9,647	\$ -9,647	
8	31/12/2022	\$ -17,625	\$ -15,188	\$ -15,188	
9	9/01/2023	\$ -36,131	\$ -25,350	\$ -25,350	
10	10/01/2023	\$ -12,970	\$ -12,307	\$ -12,307	
11	12/01/2023	\$ -20,820	\$ -8,726	\$ -8,726	
12	7/03/2023	\$ -130,510	\$ -47,278	\$ -47,278	
13	9/03/2023	\$ -206,907	\$ -52,989	\$ -52,989	
14	10/03/2023	\$ -211,419	\$ -58,011	\$ -58,011	
15	5/05/2023	\$ -45,268	\$ -45,253	\$ -45,253	
16	6/05/2023	\$ -35,966	\$ -22,486	\$ -22,486	
17	8/05/2023	\$ -54,353	\$ -66,099	\$ -31,537	
18	12/05/2023	\$ -129,617	\$ -146,815	\$ -82,496	
19	13/05/2023	\$ -149,169	\$ -160,543	\$ -89,271	
20	15/05/2023	\$ -192,750	\$ -264,651	\$ -184,451	
21	16/05/2023	\$ -32,112	\$ -334,866	\$ -307,969	
22	17/05/2023	\$ -9	\$ -342,090	\$ -57,295	
23	18/05/2023	\$ 47,527	\$ -196,801	\$ -31,770	
24	19/05/2023	\$ 17,031	\$ -162,485	\$ -7,615	
25	20/05/2023	\$ 10,756	\$ -246,153	\$ -78,620	
26	21/05/2023	\$ -27,598	\$ -52,560	\$ -23,971	
27	22/05/2023	\$ -1,435	\$ -61,450	\$ -31,632	
28	23/05/2023	\$ -40,441	\$ -115,768	\$ 4,379	
29	24/05/2023	\$ 14,756	\$ -239,704	\$ -130,977	
30	25/05/2023	\$ 19,227	\$ -310,483	\$ -163,490	

Nota. Comparación de los escenarios de prueba con la conciliación original. Elaboración propia, realizado con Excel.

Figura 8.

Cargo variable de transmisión neto por escenario



Nota. Comparación de los escenarios de prueba con la conciliación original. Elaboración propia, realizado con Excel.

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Las variaciones más notables se presentaron durante los días simulados en mayo de 2023. Estas fluctuaciones destacadas en el contexto del estudio se atribuyen al fenómeno climático denominado El Niño.

Puede afirmarse que, en mayo de 2023, el fenómeno de El Niño tuvo un impacto significativo en América Central, resultando en condiciones de sequía que afectaron negativamente los caudales de las plantas hidroeléctricas y redujeron los niveles de agua en los embalses. Esta situación llevó a un aumento en la dependencia de fuentes de energía no renovable, en particular, el uso de derivados del petróleo como materia prima para satisfacer la demanda energética regional.

Cada país, con el objetivo de satisfacer su propia demanda energética antes de considerar la exportación de excedentes, implementó diversas estrategias. Estas medidas incluyeron reducir el valor de exportación total, presentar ofertas de oportunidad de inyección con cantidades mínimas de energía (0.1 MWh) o establecer precios muy elevados en las ofertas de inyección.

En el caso de mayo de 2023, El Salvador tenía excedentes significativos para exportar, pero optó por limitar su capacidad de exportación a un nivel igual a la inyección de energía comprometida en contratos firmes, lo que resultó en una restricción de las transacciones regionales. Sin embargo, cuando se eliminó esta restricción y se permitió que El Salvador exportará hasta 300 MW o 600 MW en las simulaciones, se observó un incremento sustancial en las transacciones regionales.

6.1. ¿Cuánto variaron las transacciones regionales ante el incremento de las MCTP?

En el escenario 1, se observó un aumento significativo en las transacciones regionales, especialmente en los meses de diciembre de 2022 y mayo de 2023. En diciembre de 2022, una de las MCTP que experimentó el mayor aumento fue la capacidad de importación total de El Salvador, mientras que, en mayo de 2023, la que más aumentó fue la capacidad de exportación total de El Salvador. El incremento de estas dos MCTP a 300 MW provocó un mayor número de transacciones. El mes de mayo se destacó por el impacto del fenómeno climático de El Niño, como se explicó anteriormente. En total, las inyecciones aumentaron un 46.39 %, mientras que los retiros aumentaron un 44.27 %. La diferencia en el crecimiento entre las inyecciones y los retiros se debió a las pérdidas de transmisión.

Los resultados para el escenario 2 fueron similares al escenario 1 hasta mayo de 2023. A partir de ese mes, se observó un mayor aumento en las transacciones regionales, ya que los países necesitaban abastecer su demanda con los precios más económicos disponibles, ya sea en el mercado nacional o en el mercado regional. En este escenario, las inyecciones totales aumentaron un 59.65 %, mientras que los retiros aumentaron un 55.88 %.

Al evaluar la diferencia entre los dos mercados (MOR y MCR), es interesante notar que el mayor crecimiento se da en el mercado de oportunidad, con un aumento del 79.06 % en el escenario 1 y un aumento del 98.80 % en el escenario 2. Esto se puede explicar debido a que los contratos firmes tienen prioridad de suministro sobre cualquier otra transacción y son los primeros en ser despachados. Por lo tanto, es lógico pensar que los excedentes que se ofertan

en el mercado de oportunidad son los que muestran un mayor crecimiento en las simulaciones.

6.2. ¿Los precios nodales incrementaron o redujeron?

Para diciembre de 2022, los precios nodales aumentaron ligeramente debido al incremento en las transacciones que establecieron nuevas señales de precio en el mercado eléctrico regional (MER). Para los escenarios simulados de enero a marzo de 2023, los precios se mantuvieron sin variaciones significativas. Sin embargo, en los escenarios de mayo de 2023, los precios nodales mostraron una significativa reducción en todos los días simulados, llegando a disminuir hasta un 42 %. Esto se debe a que, al aumentar la restricción de exportación total de El Salvador, las ofertas de inyección con precios más económicos en este país pueden abastecer a otras ofertas de retiro en el MER, lo que hace que señales de precio más económicas lleguen a toda la región. Este efecto no ocurre en el escenario original, ya que las ofertas de inyección con precios bajos en El Salvador no pueden ser despachadas debido a la restricción de exportación total.

En resumen, para el escenario 1, los precios nodales promedio disminuyeron un 6.96 %, mientras que para el escenario 2, disminuyeron un 8.68 %.

Al analizar los precios nodales promedio por país, solo El Salvador aumentó sus precios nodales en ambos escenarios, mientras que el resto de los países presentaron disminuciones.

6.3. ¿Cuál fue la variación en el cargo variable de transmisión neto?

Los cargos variables de transmisión (CVT) forman parte de la remuneración por la transmisión de energía a través de las transacciones regionales en el mercado eléctrico regional (MER). En la actualidad, tanto los abonos como los cargos generados se almacenan en la Cuenta General de Compensación (CGC), que es un instrumento operativo que consolida todos los productos financieros mensuales generados en el MER, incluyendo el cálculo del cargo variable de transmisión (CRIE, 2022).

Después de realizar las simulaciones, se observó que en ambos escenarios se obtuvieron abonos por CVT o abonos para la CGC en todos los días simulados, llegando a un valor máximo de US\$ 342,090.43 el 17 de mayo de 2023 en el escenario 1. En seis días simulados, se pasó de un cargo a un abono.

Un aspecto relevante es que las simulaciones del escenario 1 generaron abonos más significativos que las del escenario 2. Esto se debe a la diferencia en los precios nodales entre los nodos de inyección y retiro en las transacciones. En el escenario 2, solo una oferta generaba señales de precios para todos los nodos de la red de transmisión regional (RTR), ya que no se producía congestión. Por lo tanto, la diferencia de precios entre los nodos de inyección y retiro era mínima. En cambio, en el escenario 1, algunas restricciones de MCTP se congestionaron o alcanzaron su valor máximo, lo que resultó en la generación de múltiples señales de precio en los nodos y, en consecuencia, en una mayor diferencia de precios entre los nodos de inyección y retiro.

CONCLUSIONES

1. Los precios nodales, las transacciones regionales y los CVTn se vieron fuertemente influenciados por el fenómeno climático de El Niño y las restricciones de las máximas capacidades de transferencia de potencia. La reducción de precios nodales se relacionó con una mayor disponibilidad de energía y precios más bajos en el mercado de oportunidad. Asimismo, las transacciones regionales aumentaron al optimizar las ofertas de los agentes del MER liberando las restricciones de transmisión. Los CVTn también variaron significativamente, resultando en abonos para todos los días simulados de los escenarios 1 y 2.
2. Las simulaciones de las MCTP en diferentes escenarios revelaron un aumento significativo en las transacciones, especialmente en mayo de 2023. Las inyecciones en el MER incrementaron un 46.39 % para el escenario 1 y un 59.65 % para el escenario 2. La necesidad de abastecer la demanda regional con precios más bajos impulsó el aumento de transacciones en el mercado de oportunidad regional.
3. La variación de las MCTP en escenarios diferentes tuvo un impacto significativo en los precios nodales. Establecer valores más altos de MCTP resultó en una disminución de los precios nodales, debido a una mayor disponibilidad de energía y precios más bajos en el mercado de oportunidad, especialmente en mayo de 2023. En el escenario 1 los precios nodales disminuyen un 6.96 %, mientras que en el escenario 2 lo hicieron en un 8.68 %.

4. Los resultados de la simulación mostraron variaciones importantes en los cargos variables de transmisión neto en ambos escenarios, con abonos a la Cuenta General de Compensación (CGC) en todos los días simulados. El escenario 1, con restricciones más bajas, generó mayores abonos que el escenario 2 debido a la diferencia de precios nodales entre los nodos de inyección y retiro.

RECOMENDACIONES

1. Continuar monitoreando y evaluando periódicamente las capacidades de transferencia de potencia entre los países de América Central con el objetivo de asegurar que se encuentren en línea con los valores de diseño. Este seguimiento constante es esencial para optimizar las transacciones regionales y garantizar la eficiencia del sistema.
2. Realizar estudios para profundizar en la comprensión de los factores que inciden en las capacidades de transferencia de potencia y con esto buscar soluciones que mejoren la eficiencia del sistema eléctrico regional. Estos estudios deberían abordar aspectos como el análisis de capacidad de transmisión, la influencia de fenómenos climáticos, la evolución de la demanda energética, análisis económicos, evaluación de tecnologías y mejoras de la red. Esta investigación integral permitirá identificar las limitaciones subyacentes y proporcionará la base para desarrollar soluciones efectivas y adaptadas a las necesidades regionales, con el fin de optimizar las capacidades de transferencia de potencia y garantizar un suministro de energía confiable y eficiente.
3. Implementar medidas estratégicas para gestionar las congestiones y reducir las diferencias en los precios nodales entre los nodos de inyección y retiro. Estas medidas pueden incluir la optimización de la red de transmisión para abordar cuellos de botella, una mayor coordinación entre las partes interesadas en la operación de la red, la revisión de políticas de asignación de costos, la adopción de tecnologías avanzadas para el control de flujo de energía, la implementación de sistemas de

señalización eficientes y la promoción de la generación distribuida en áreas propensas a congestiones. La evaluación continua de estas medidas es fundamental para garantizar su eficacia y realizar ajustes según sea necesario.

4. Fomentar la cooperación y coordinación entre las instituciones clave del sector energético en la región. Esto incluye a los Ministerios de Energía, los reguladores nacionales de energía, los operadores nacionales de red y otras entidades relevantes. La colaboración regional fortalecida entre estas instituciones permitirá mejorar la planificación y operación de los sistemas de transmisión, promoviendo la integración energética y facilitando la implementación de políticas y proyectos conjuntos.

REFERENCIAS

- Benavides, J., Cadena, Á., González, J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). *Mercado eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada*. Cuadernos Fedesarrollo. <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3694>
- Carbo, A. (2021). *SIEPAC: ¿convergencia de precios en América Central?*. [Tesis de maestría, Universidad de San Andrés de Argentina]. Archivo digital. <https://repositorio.udesa.edu.ar/jspui/bitstream/10908/19226/1/%5bP%5d%5bW%5d%20T.%20M.%20Eco.%20Carbo%2c%20Agust%c3%adn.pdf>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2013). *Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/4053-integracion-electrica-america-latina-antecedentes-realidades-caminos-recorrer>
- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2022). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2022/05/RMER-PDF-10052022.pdf>
- Echevarría, C., Jesurun-Clements, N., Mercado Díaz, J. E., Trujillo, C., Echevarría, C., Jesurun-Clements, N., & Trujillo, C. (2017). *Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de*

América Central. Banco Interamericano de Desarrollo.
<https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Integraci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-centroamericana-G%C3%A9nesis-beneficios-y-prospectiva-del-Proyecto-SIEPAC-Sistema-de-Interconexi%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-de-los-Países-de-América-Central.pdf>

Ente Operador Regional (2019). *Planificación a Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028.*
<https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/Informes-de-Planificacion-IDMP-IPLP-IACIP-Oficio-EOR.rar>

Ente Operador Regional (2022). *Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER agosto 2022.*
<https://www.enteoperador.org/archivos/historicos/MCTP/MCTP-08-2022.zip>

Estrada, F., y Canete, I., (2012). *Interconexión eléctrica regional.* IEEE.
[http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/intercreg/Informe_final_interconexion_electrica_regional_\(Canete_I.,Estrada_F.\).pdf](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/intercreg/Informe_final_interconexion_electrica_regional_(Canete_I.,Estrada_F.).pdf)

García, J., y Palacios, C. (2006). La integración energética de los países nórdicos -Nord Pool-: lecciones para otros mercados. *Lecturas de Economía*, 64(1), 119-142. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=155213360005>

Gutiérrez, G., y Tovar, J. (s.f.). *Diseño de Mercados Mayoristas de Electricidad.* Instituto Tecnológico de Morelia.

Hernández, S., y Martínez, J. (2012). *Compra-venta de energía eléctrica por subasta de un solo lado*. [Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional de México]. Archivo digital. <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/10547/1/88.pdf>

Lasso, M. (8 de junio de 2023). *La NOAA declara la llegada del fenómeno de El Niño*. La Estrella de Panamá. <https://www.laestrella.com.pa/economia/230608/noaa-declara-llegada-fenomeno-nino>

Levy, A., Tejeda, J., y Di Chiara, L. (2020). *Integración eléctrica regional: oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo. https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Integraci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica_regional_Oportunidades_y_retos_que_enfrentan_los_pa%C3%ADses_de_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_es.pdf

Mercados Energéticos S.A., PHB-Hagler Bailly, & SYNEX Ingenieros Consultores. (2000). *Diseño General del Mercado Eléctrico Regional (MER)*.

Pérez, R. (2019). *Introducción a los Modelos de Optimización*. Sello Editorial UniPiloto. <http://repository.unipiloto.edu.co/handle/20.500.12277/6637>

Ramos, A., Sánchez, P., Ferrer, J. M., Barquín, J., & Linares, P. (2010). *Modelos matemáticos de optimización*. Universidad Pontificia Comillas. http://www.doi.icae.upcomillas.es/intro_simio.htm

Restrepo, J., y González, S., (2017). *Factores Esenciales para la Viabilidad de la Integración Eléctrica Regional. Caso de Estudio: Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá*. [Tesis maestría, Universidad EAFIT de Colombia]. Archivo digital.
<https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/12263>

Vargas, C., Blanco, D., Montoya, Ó., & Giral, D. (2021). Evaluación de modelos de programación lineal y no lineal para la planeación de sistemas de transmisión en el software GAMS. *Tecnura*, 25(69), 16-50.
<https://doi.org/10.14483/22487638.17957>

Westreicher, G. (24 de mayo de 2020). *Optimización*. Economipedia.
<https://economipedia.com/definiciones/optimizacion.html>

ANEXOS

Anexo 1.

Indisponibilidades de la RTR

OBJETO	PUB210INDRTR		
Descripción	Esta tabla almacena la información de la INDISPONIBILIDADES DE LA RTR EN EL MODELO DE POSDESPACHO, TAB "INDRTR" de la publicación PUB210 – Reporte Posdespacho Regional.		
Nombre	Descripción	Tipo	Longitud
OSOM	Es la referencia del OS/OM	VARCHAR2	10
FECHA_PUBLICACION	Fecha del correspondiente Posdespacho.	DATE	
PERIODO	Representa el periodo horario del Mercado.	VARCHAR2	2
NODOI	Referencia del nodo de inyección.	INTEGER	22
NODOJ	Referencia del nodo de retiro.	INTEGER	22
CKT	Circuito	VARCHAR2	10
CAPACIDADOPERATIVAIAJ	Capacidad operativa del nodo I al J.	NUMBER	(16,4)
CAPACIDADOPERATIVAJAI	Capacidad operativa del nodo J al I.	NUMBER	(16,4)
TIPOINDISPONIBILIDAD	Es el tipo de indisponibilidad.	VARCHAR2	4000
CONSIDERACIONES	Observaciones varias	VARCHAR2	4000
HORA_PUBLICACION	Representa la hora de publicación del Posdespacho.	VARCHAR2	10

Nota. Diccionario de datos para la tabla de indisponibilidades de la RTR que se utilizó como insumo para los escenarios de prueba de los predespachos regionales. Obtenido de Ente Operador (2020). *Diccionario de datos para las publicaciones de los procesos comerciales del MER.* (<https://www.enteoperador.org/2020/06/22/diccionario-de-datos/>), consultado el 19 de diciembre de 2022. De dominio público.

Anexo 2.

Matriz RTR

OBJETO	MATRIZ_RTR – Disponible a partir de mayo 2018		
Descripción	Muestra la red de transmisión utilizada en los procesos de Predespacho, Redespacho y Posdespacho		
Nombre	Descripción	Tipo	Longitud
FECHA	Fecha del día de operación al que pertenece la matriz RTR.	DATE	
COD_PROCESO	Proceso al que pertenece la matriz, en este caso, Predespacho, Redespacho y Posdespacho.	VARCHAR2	20
BUS_I	Identificador del nodo del extremo I del tramo I-J	NUMBER	6
BUS_J	Identificador del nodo del extremo J del tramo I-J	NUMBER	6
ID_CKT	Circuito de la instalación	VARCHAR2	4
R	Resistencia del elemento	NUMBER	(19,6)
X	Reactancia del elemento	NUMBER	(19,6)
CTOIJ	Capacidad total operativa del nodo "I" al nodo "J"	NUMBER	(19,6)
CTOJI	Capacidad total operativa del nodo "J" al nodo "I"	NUMBER	(19,6)

Nota. Diccionario de datos para la tabla Matriz RTR que se utilizó como insumo para los escenarios de prueba de los predespachos regionales. Obtenido de Ente Operador (2020). *Diccionario de datos para las publicaciones de los procesos comerciales del MER.* (<https://www.enteoperador.org/2020/06/22/diccionario-de-datos/>), consultado el 19 de diciembre de 2022. De dominio público.

Anexo 3.

Transacciones de oportunidad programadas

OBJETO	PUB004TOP		
Descripción	Almacena la información de las Transacciones de Oportunidad Programadas, TAB "TOP" de la publicación PUB004 – Reporte de Predespacho Regional del MER		
Nombre	Descripción	Tipo	Longitud
OSOM	Es la referencia del OSOM	VARCHAR2	10
FECHA_PUBLICACION	Es la Fecha del correspondiente Predespacho	DATE	
TIPO_PUBLICACION	Es el tipo de publicación Predespacho (PRE), ajuste (AJU) o Redespacho (RE).	VARCHAR2	10
PERIODO	Representa el periodo horario del Mercado	VARCHAR2	2
NODO	Es la referencia del nodo	INTEGER	
AGENTE	Es la referencia del agente	VARCHAR2	250
PUNTO_MEDIDA	Referencia del punto de medida	VARCHAR2	100
TIPOTRANSACCION	Es el tipo de transacción (i - inyección o r - retiro)	VARCHAR2	100
MWENERGIAREQUERIDA	Cantidad en MW de la energía requerida	NUMBER	(16,4)
MWENERGIADDECLARADA	Cantidad en MW de la energía declarada	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE1	Es el Precio Bloque 1 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE1	Cantidad de energía ofertada en Bloque 1	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE2	Es el Precio Bloque 2 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE2	Cantidad de energía ofertada en Bloque 2	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE3	Es el Precio Bloque 3 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE3	Cantidad de energía ofertada en Bloque 3	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE4	Es el Precio Bloque 4 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE4	Cantidad de energía ofertada en Bloque 4	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE5	Es el Precio Bloque 5 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE5	Cantidad de energía ofertada en Bloque 5	NUMBER	(16,4)
PRECIOEXANTE	Es el Monto del precio Ex ante en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWPREDESPACHADOS	Cantidad en MW de energía pre despachada	NUMBER	(16,4)
HORA_PUBLICACION	Representa la hora de publicación del Predespacho	VARCHAR2	10

Nota. Diccionario de datos para la tabla transacciones de oportunidad programadas que se utilizó como insumo para los escenarios de prueba de los predespachos regionales. Obtenido de Ente Operador (2020). *Diccionario de datos para las publicaciones de los procesos comerciales del MER.* (<https://www.enteoperador.org/2020/06/22/diccionario-de-datos/>), consultado el 19 de diciembre de 2022. De dominio público.

Anexo 4.

Transacciones de contratos regionales

OBJETO	PUB004TCP		
Descripción	Almacena la información de las Transacciones de Contratos Regionales, TAB "TCP" de la publicación PUB004 – Reporte de Predespacho Regional del MER Los cambios en esta tabla estarán vigentes a partir del día de operación 01-Jul-2022, el valor del campo en fechas anteriores será null.		
Nombre	Descripción	Tipo	Longitud
OSOM	Es la referencia del OSOM	VARCHAR2	10
FECHA_PUBLICACION	Es la Fecha del correspondiente Predespacho	DATE	
TIPO_PUBLICACION	Es el tipo de publicación Predespacho (PRE), ajuste (AJU) o Redespacho (RE).	VARCHAR2	10
PERIODO	Representa el periodo horario del Mercado	VARCHAR2	2
NODO	Referencia del Nodo	INTEGER	
AGENTE	Referencia del agente	VARCHAR2	250
PUNTO_MEDIDA	Referencia del punto de medida	VARCHAR2	100
COD_CONTRATO_FIRME	Código Contrato Firme	VARCHAR2	100
REDUCCION	Mostrará "S" si el COD_CONTRATO_FIRME fue reducido. Mostrará "N" si el COD_CONTRATO_FIRME no fue reducido. Mostrará "NA" para cuando el contrato sea no firme.	VARCHAR2	2
AGENTE_CONTRAPARTE	Referencia del agente contraparte	VARCHAR2	100
PM_CONTRAPARTE	Referencia del punto de medida del agente contraparte	VARCHAR2	100
TIPOTRANSACCION	Es el tipo de transacción (i - inyección o r - retiro)	VARCHAR2	100
TIPOCONTRATO	Es el tipo de contrato en la transacción.	VARCHAR2	100
TIPOOFERTA	Es el tipo de oferta en la transacción.	VARCHAR2	100
RESPO_TRANSMISION	Es el agente que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual. Mostrará "i" si el responsable es el agente inyector Mostrará "r" si el responsable es el agente de retiro	VARCHAR2	2
MWENERGIAREQUERIDA	Cantidad en MW de energía requerida	NUMBER	(16,4)
MWENERGIADDECLARADA	Cantidad en MW de energía declarada	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE1	Es el Precio Bloque 1 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE1	Cantidad de energía Bloque 1	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE2	Es el Precio Bloque 2 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE2	Cantidad de energía Bloque 2	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE3	Es el Precio Bloque 3 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE3	Cantidad de energía Bloque 3	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE4	Es el Precio Bloque 4 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)
MWOFERTADOBLOQUE4	Cantidad de energía Bloque 4	NUMBER	(16,4)
PRECIOOFERTADOBLOQUE5	Es el Precio Bloque 5 en US\$ Dólares	NUMBER	(16,4)

Nota. Diccionario de datos para la tabla transacciones de contratos regionales que se utilizó como insumo para los escenarios de prueba de los predespachos regionales. Obtenido de Ente Operador (2020). *Diccionario de datos para las publicaciones de los procesos comerciales del MER*. (<https://www.enteoperador.org/2020/06/22/diccionario-de-datos/>), consultado el 19 de diciembre de 2022. De dominio público.

Anexo 5.

Máximas transferencias entre áreas de control del SER

OBJETO	PRE_MAX_CAPACIDADES		
Descripción	Contiene las máximas transferencias entre áreas de control del SER, incluyendo importación y exportación por área de control .		
Nombre	Descripción	Tipo	Longitud
F_APLICACION_INI	Fecha inicial	DATE	
F_APLICACION_FIN	Fecha final	DATE	
NOM_RESTRICCION	Nombre de la restricción	VARCHAR2	25
PERIODO	Representa el periodo horario del Mercado	VARCHAR2	2
MIN	Mínimo valor de MW de Energía	NUMBER	(35,20)
MAX	Máximo valor de MW de Energía	NUMBER	(35,20)

Interpretación de la información contenida en la tabla PRE_MAX_CAPACIDADES

Columna **NOM_RESTRICCION**:

Almacena el nombre de las restricciones del predespacho, estas son:

- GUAHON
- GUAELS
- ELSHON
- HONNIC
- NICCRI
- CRIPAN
- EXP_TOT_GUA_NS
- IMP_TOT_SAL
- IMP_TOT_HON
- IMP_TOT_NIC
- IMP_TOT_CRI
- IMP_TOT_PAN

Cada una de estas restricciones ocupa 24 filas correspondiente a los 24 periodos de mercado.

Continuación del anexo 5.

Columna **PERIODO:**

Corresponde al periodo de mercado.

Columna **MIN:**

Para las restricciones: GUAHON, GUAELS, ELSHON, HONNIC, NICCRI, CRIPAN, indica la máxima capacidad horaria de transferencia SN entre las dos áreas de control.

Para la restricción EXP_TOT_GUA_NS indica la máxima capacidad horaria de importación del área de control Guatemala.

Para las transferencias: IMP_TOT_SAL, IMP_TOT_HON, IMP_TOT_NIC, IMP_TOT_CRI, IMP_TOT_PAN indica la máxima capacidad horaria de exportación de las áreas de control

Columna **MAX:**

Para las transferencias: GUAHON, GUAELS, ELSHON, HONNIC, NICCRI, CRIPAN, indica máxima capacidad horaria de transferencia NS entre las dos áreas de control.

Para la transferencia EXP_TOT_GUA_NS indica la máxima capacidad horaria de exportación del área de control Guatemala.

Para las transferencias: IMP_TOT_SAL, IMP_TOT_HON, IMP_TOT_NIC, IMP_TOT_CRI, IMP_TOT_PAN indica la máxima capacidad horaria de importación de las áreas de control.

Nota. Diccionario de datos para la tabla de MCTP que se utilizó como insumo para los escenarios de prueba de los predespachos regionales. Obtenido de Ente Operador (2020). *Diccionario de datos para las publicaciones de los procesos comerciales del MER.* (<https://www.enteoperador.org/2020/06/22/diccionario-de-datos/>), consultado el 19 de diciembre de 2022. De dominio público.