



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

Manejo de congestiones en la red mediante la Conmutación Óptima de la red de Transmisión

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magíster en Electricidad
mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor:

Santillán Meneses Galo Eduardo, Ing.

Tutor:

Aguilar Chiriboga Rommel Patricio, PhD.

LATACUNGA – ECUADOR

2024

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**MANEJO DE CONGESTIONES EN LA RED MEDIANTE LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LA RED DE TRANSMISIÓN**” presentado por **Santillán Meneses Galo Eduardo**, para optar por el título magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, octubre, 21, 2024



Aguilar Chiriboga Rommel Patricio PhD.

CC.: 171388715-4

APROBACIÓN TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Manejo de congestiones en la red mediante la Conmutación Óptima de la red de Transmisión, ha sido revisado, aprobado y autorizada su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, noviembre, 12, 2024



.....
MsC. Panchi Escobar Edison Xavier

Presidente del tribunal



.....
MsC. Quinatoa Caiza Carlos Iván

Lector 2



.....
MsC. Andrango Guayasamin Raúl Heriberto

Lector 3

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación lo dedico A Dios por ser mi guía, protección y fuente de sabiduría a mis padres, a mis hermanas, a mis apreciados profesores y a todos mis amigos y seres queridos, quienes me brindaron su apoyo total e incondicional para concluir mi tesis.

Galo Eduardo Santillán Meneses

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi, a su programa de posgrado y a todo su cuerpo docente, en particular al tutor de mi trabajo de titulación y coordinador del programa, por su orientación y apoyo en mi proceso educativo.

Galo Eduardo Santillán Meneses

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente Trabajo de Titulación.

Latacunga, noviembre, 12, 2024



.....
Ing. Santillán Meneses Galo Eduardo

060443310-2

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, noviembre, 12, 2024




.....
Ing. Santillán Meneses Galo Eduardo

060443310-2

AVAL DEL PRESIDENTE

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Manejo de congestiones en la red mediante la Conmutación Óptima de la red de Transmisión contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los miembros del tribunal en la predefensa.

Latacunga, noviembre, 12, 2024

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and flourishes, positioned above a horizontal dotted line.

Ing. Panchi Escobar Edison Xavier MsC.

C.C: 050402727-7

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

Título: Manejo de congestiones en la red mediante la Conmutación Óptima de la red de Transmisión.

Autor: Santillán Meneses Galo Eduardo, Ing.

Tutor: Rommel Patricio Aguilar Chiriboga, PhD.

RESUMEN

Se ha desarrollado un modelo de optimización de números enteros mixtos para abordar las congestiones en las redes eléctricas mediante la conmutación óptima de la red de transmisión. El modelo propuesto combina el flujo de potencia de corriente continua (DC) y técnicas de programación de números enteros mixtos, diseñadas específicamente para ajustarse al contexto del sector eléctrico ecuatoriano. El objetivo principal es mejorar la eficiencia operativa y garantizar un suministro eléctrico confiable para la población, teniendo en cuenta las características únicas de la red eléctrica de Ecuador. Los resultados de la simulación realizada en el sistema IEEE de 118 barras indican que los costos operativos no se ven significativamente afectados por la conmutación de líneas de transmisión, siendo la variación de un 0,12% y que los costos de congestión del sistema pueden reducirse cuando se aplica la conmutación de líneas de transmisión. Este enfoque integral busca mitigar la congestión y optimizar la gestión de la red, contribuyendo así a la mejora del sistema eléctrico nacional.

PALABRAS CLAVE: conmutación óptima de transmisión, conmutación óptima, flujo de potencia DC.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

Title: Optimal Transmission Line Switching for Congestion Management.

Author: Santillán Meneses Galo Eduardo, Ing.

Tutor: Rommel Patricio Aguilar Chiriboga, PhD.


ABSTRACT

A mixed-integer optimization model has been developed to address congestions in the power grids through optimal switching of the transmission network. The proposed model combines direct current (DC) power flow and mixed-integer programming techniques, specifically designed to fit the context of the ecuadorian electricity sector. The main goal is to improve operational efficiency and guarantee a reliable electricity supply for the population, considering the unique characteristics of Ecuador's power grid. The simulation results performed on the IEEE 118-bus system indicate that operating costs are not significantly affected by transmission line switching, with a variation of 0.12% and the system congestion costs can be reduced when transmission line switching is applied. This integral approach seeks to mitigate congestion and optimize grid management, thus contributing to the improvement of the national electricity system.

KEYWORD: optimal transmission switching, optimal switching, DC power flow.

Lic. Mayra Elizabeth Alpusig Granja Mgs con cédula de identidad número: 0502218803 Licenciado en: CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN MENCIÓN INGLÉS, con número de registro de la SENESCYT: 1020-05-583569; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: "Manejo de congestiones en la red mediante la Conmutación Óptima de la red de Transmisión" de: Santillán Meneses Galo Eduardo, aspirante a magister en ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Latacunga, noviembre, 12, 2024


.....
Lic. Mayra Elizabeth Alpusig Granja Mgs.

Revisor

M.Sc. Mayra Alpusig G.
ENGLISH TEACHER
REG. 1027-2018-1988162

ÍNDICE DE CONTENIDOS

NOMENCLATURA	1
1. INFORMACIÓN GENERAL	2
2. INTRODUCCIÓN	2
3. MATERIALES Y MÉTODOS	5
3.1. Reconfiguración de Redes mediante Conmutación de Líneas en el Sistema de Transmisión	5
3.1.1. Optimización de la topología del sistema de transmisión	7
3.2. Modelo para la conmutación óptima de redes de transmisión.....	9
3.3. Aspectos Técnicos y económicos para modelación.....	11
3.3.1. Sistema eléctrico de prueba.....	11
4. RESULTADOS	12
5. CONCLUSIONES	21
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Investigación del uso de la conmutación de transmisión como mecanismo de control.	6
Figura 2. Costo operativo por escenario.	12
Figura 3. Costo por congestión evaluado en cada escenario.....	13
Figura 4. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 1.....	14

Figura 5. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 2.....	15
Figura 6. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 3.....	15
Figura 7. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 4.....	16
Figura 8. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 5.....	16
Figura 9. Diagrama unifilar de ubicación de conmutación para los escenarios propuestos.....	18
Figura 10. Comparativo de potencia despachada en el escenario base y caso 1 y 2.	19
Figura 11. Comparativo de potencia despachada en el escenario base y caso 3 y 4.	19
Figura 12. Comparativo de potencia despachada en el escenario base y el caso 5....	20

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Incremento de costos operativos con respecto al Escenario Base.....	12
Tabla 2. Variación de los costos de congestión con respecto al Escenario Base	14
Tabla 3. Vínculos activados para cada caso del escenario conmutado	17
Tabla 4. Variación de la potencia de generación al comparar el escenario base con los casos del 1 al 5.....	20

NOMENCLATURA

DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
OTS	Conmutación en las líneas de transmisión
CG	Costo de generación
CV_g	Costo variable de producción de cada generador
P_g	Potencia del generador
$f_{p,q}$	El flujo de potencia entre el nodo q y p
$X_{p,q}$	reactancia de la línea entre el nodo p y nodo q
δ_p	Angulo nodal del nodo p
δ_q	Angulo nodal del nodo q
$Carga_i$	Carga en el nodo
$\gamma_{p,q}$	variable binaria para el enlace entre nodo p y q
$lim_{p,q}$	Limite potencia máxima del generador
\aleph_{max}	Número máximo de enlaces
LMP_p	Precios Marginales Locales en el nodo p
LMP_q	Precios Marginales Locales en el nodo q

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto:	Manejo de congestiones en la red mediante la Conmutación Óptima de la red de Transmisión.
Línea de investigación:	Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.
Proyecto de investigación asociado:	Desarrollo de sistemas eficientes para regulación de flujo de carga en la ampliación de la infraestructura de transporte de energía.
Grupo de Investigación:	Sistemas Eléctricos de Potencia.
Red nacional o internacional:	Internacional

2. INTRODUCCIÓN

Garantizar la fiabilidad y el correcto funcionamiento del sistema eléctrico representa un desafío continuo que implica una gestión eficaz de la red de transmisión eléctrica. La optimización de la conmutación en las líneas de transmisión (OTS) se ha posicionado como una táctica esencial para hacer frente a los desafíos de congestión y mejorar el nivel global de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia [1]. La OTS permite realizar la conmutación de las etapas de transmisión con el fin de mantener los parámetros principales de un sistema eléctrico como son: las caídas de voltaje, sobrecarga de líneas, balance de potencia entre demanda que requiere el consumidor y la etapa de generación [2].

La planificación de la transmisión eléctrica es un área crucial en el ámbito de la ingeniería de sistemas eléctricos, en la cual se han propuesto y analizado una gran variedad de técnicas, como se detalla en [3]. Estas estrategias están enfocadas en la toma de decisiones a largo plazo relacionadas con inversiones y situaciones de

incertidumbre, pero es necesario abordar decisiones prácticas según las condiciones actuales del sistema a corto plazo. Analizar las oportunidades para optimizar la gestión del sistema mediante cambios en las infraestructuras de transporte ya establecidas, es una tarea que se distingue claramente del trabajo de idear rutas de transporte adicionales o crear redes nuevas, este es el objetivo del presente documento, no solo es satisfacer los requisitos de confiabilidad o ajustarse al aumento proyectado de la demanda de energía, sino es optimizar y garantizar la fiabilidad de cada configuración de red de transmisión teniendo en cuenta las condiciones actuales [4], [5].

En este sentido, varias investigaciones se han enfocado en métodos para mejorar la eficiencia de la conmutación en las redes de transmisión y reducir los problemas de congestión, estas han demostrado que desconectar ciertas líneas de transmisión del sistema puede conducir a mejoras en los indicadores de desempeño, como se detalla en las referencias [6], [7]. Por lo tanto, la conmutación óptima de la transmisión puede mejorar el rendimiento del sistema mediante el control de la red. Los sistemas de transmisión pueden mejorar al incluir la topología de la red en el despacho de recursos de generación y transmisión. Un caso ejemplar en congestión, es el mercado base PJM una interconexión entre Pensilvania - Nueva Jersey - Maryland que propone a la conmutación de transmisión óptima (OTS) como mejora para la eficiencia al cambiar la topología de la red, donde óptimamente se permite desconectar y reconectar una línea de transmisión cuando sea necesario [8].

Cabe resaltar a trabajos como [9] que discuten una visión general de la optimización de la topología de red y la conmutación de transmisión, con un enfoque de reducción de red para acelerar el cálculo y mejorar la eficiencia, en [10] se propone también un método de alivio de sobrecarga frente a contingencias con la conmutación de redes, y [11] expone un enfoque determinista y genético para determinar la conmutación óptima de la red de transmisión, considerando tanto los costos de generación como los flujos de potencia en el sistema eléctrico. También [12] investiga los desafíos en una red con la capacidad de manejar sistemas de energía reales a gran escala mediante el desarrollo de la conmutación de transmisión basada en una red de AC linealizada. Estos estudios

proporcionan una base sólida para abordar los desafíos asociados con la gestión de la congestión en la red eléctrica.

A pesar de los avances logrados hasta la fecha, aún existen oportunidades de investigación por explorar y vacíos que deben abordarse. Por ejemplo, la adaptación de las técnicas de optimización existentes a las condiciones específicas del sector eléctrico ecuatoriano presenta un área prometedora para futuras investigaciones. Por lo tanto, en este trabajo se plantea la elaboración de un modelo de optimización para el manejo de congestiones en la red mediante la conmutación óptima de la red de transmisión y su implementación en operaciones y control en tiempo real. Se utilizarán técnicas de flujo de potencia de corriente continua (DC) y programación entera mixta para desarrollar un enfoque integral que sea aplicable al contexto del sector eléctrico ecuatoriano. Este modelo se diseñará teniendo en cuenta las características únicas de la red eléctrica del Ecuador, con el objetivo de mejorar su eficiencia operativa y garantizar un suministro eléctrico confiable para la población al evitar congestiones en la red mismas que pueden generar problemas de desconexión de las líneas de transmisión.

2.1. CONGESTIÓN DE LÍNEA EN LAS REDES DE TRANSMISIÓN

Las congestiones en la red eléctrica son un reto crítico presente por la creciente demanda y la integración de nueva generación de origen intermitente. La congestión limita la transmisión de la red, afecta la eficiencia y confiabilidad eléctrica causando cortes de energía y emergencias. Técnicamente, es difícil manejar y predecir de forma eficiente las congestiones. La variabilidad en el consumo de la demanda y en la generación de energía dificulta mantener un flujo de potencia equilibrado. Y económicamente, la congestión en la red trae efectos negativos sobre los costos por la pérdida de energía y nuevas inversiones en infraestructuras adicionales [13], [14].

Gestionar la congestión es vital para la operación conjunta del sistema eléctrico, ya que el manejo del tráfico energético juega un papel vital en la entrega segura de un suministro de calidad en un entorno competitivo. La limitada capacidad de las líneas

provoca subutilización de generadores de bajo costo y que las rutas que recorre la energía sean más largas, incrementando el costo operativo. Se han intentado esquemas de gestión para reducir costos de congestión en el mercado eléctrico [15].

La gestión de la energía a través de la reprogramación y el deslastre o alivio de carga ayudan a la mitigación de la congestión en los sistemas eléctricos. El estudio realizado en [16] se basa en dispositivos empleados para permitir una mayor transferencia de energía, estos son pertenecientes a los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), su principal función es aliviar la congestión y mejorar los perfiles de voltaje y la estabilidad. No obstante, una vez que se supera un cierto nivel de flujo de energía y frente a las complicaciones del mercado, los gestores del sistema eléctrico frente a este evento deben implementar estrategias de expansión de la red de transmisión. Esto conlleva la necesidad de añadir nuevas líneas de transmisión para garantizar un alivio en la sobrecarga de las líneas, y un suministro eléctrico confiable [17].

La conmutación de transmisión es clave para reducir la congestión de redes. El sistema puede reorganizar la red para mejorar los perfiles de voltaje y obtener beneficios técnicos. Este sistema permite activar y desactivar líneas eléctricas para optimizar los costos asociados al envío de electricidad. Hoy en día, se necesita este concepto para resolver la dificultad en la construcción de nuevos corredores de transmisión y enfrentar desafíos como la congestión [18].

3. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. RECONFIGURACIÓN DE REDES MEDIANTE CONMUTACIÓN DE LÍNEAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los requisitos de demanda cada vez mayores, la reestructuración tecnológica del sector industrial y la transición energética que ha traído la aparición e inserción de fuentes

que usan recursos de energía renovable, son cambios latentes y traen desafíos en la operación estable y eficiente del sistema de transmisión, y que principalmente se manifiestan saturando la carga de la infraestructura. En la actualidad se están incorporando varias técnicas para aumentar la flexibilidad del sistema, estas estrategias optimizan la topología de la red para contribuir en la confiabilidad y rentabilidad de los sistemas de energía, la conmutación de redes es una de ellas [19], [20]. La configuración de los sistemas de energía instalados se percibe como inmutables y no redundantes, lo que limita la posibilidad de interrupciones y transferencias dentro de la operación y planificación energética. Es decir que se considera que no se pueden modificar líneas porque todas son imprescindibles para el sistema y ampliar la red es una opción costosa lo que no asegura efectividad en eliminar la congestión del sistema base [21]. Los sistemas energéticos van evolucionando, tanto en economías avanzadas como en desarrollo, debido a los desafíos presentados por las redes, la integración de una metodología de conmutación planificada de manera óptima es una de las herramientas de resolución que conducirá a reducir costos y aumentar la eficiencia de las redes de transporte de energía. En [4] se destaca una investigación de los múltiples empleos de la conmutación de transmisión, considerando a las redes como activos que pueden ser controlados para diferentes propósitos y se resumen en la Figura 1.



Figura 1. Investigación del uso de la conmutación de transmisión como mecanismo de control.

3.1.1. OPTIMIZACIÓN DE LA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La optimización de la topología de la red emerge como una opción altamente prometedora debido a su capacidad de aprovechar los recursos; para alcanzar metas críticas en un momento oportuno, como una mejora notable en la flexibilidad y eficiencia de la red. En los últimos años, numerosos estudios han aportado información detallada acerca de cómo la optimización de la topología de la red tiene el efecto de generar un conjunto ampliado de soluciones viables para la gestión del sistema eléctrico en base a diferentes propósitos [4], estos son:

- a) *Efecto de la conmutación en la programación del despacho de energía:* Dado que el modelo co-optimiza la red con el despacho, el operador puede seleccionar un plan de despacho viable entre otras alternativas de configuraciones de red. Modificar la estructura de conexión afecta la forma en que se distribuye la energía en un sistema interconectado, ya que las reglas de Kirchhoff entran en juego. Por lo tanto, una estrategia específica para distribuir la generación que sea efectiva en una configuración de red podría no ser válida en otra.
- b) *Efecto de la conmutación en fiabilidad:* La optimización entrega soluciones de despacho que garantizan el cumplimiento de las restricciones de la red y cumplen con los estándares de confiabilidad por lo que el operador tiene el propósito de analizar y decidir la opción de mínimo costo. La fiabilidad del sistema depende de la topología de la red y la resolución de despacho.
- c) *Efecto de la conmutación en la planificación:* La planificación de la transmisión busca líneas óptimas para construir a largo plazo, mientras que la conmutación óptima de la transmisión busca la mejor configuración en un corto plazo.
- d) *Optimización en la conmutación de la transmisión:* Según el concepto, se postula que es necesario ajustar el planteamiento de flujo de potencia óptimo de manera que se permita la posibilidad de contar con un activo de transmisión disponible transitoriamente o deshabilitarlo según sea necesario y

posteriormente optimizar de manera conjunta la planificación de la generación de energía con la configuración física de la red eléctrica, garantizando al mismo tiempo que se cumplen los estándares de seguridad y confiabilidad.

La conmutación de transmisión es un problema de optimización que propone la gestión de la topología de transmisión encendiendo y apagando líneas con la meta de identificar las líneas de mayor impacto para considerarlas como posibles candidatas a ser desconectadas, al desconectar una línea de transmisión puede aumentar la capacidad del sistema. Este algoritmo de reconfiguración se realiza con el propósito de reducir al mínimo el costo total operativo de electricidad, al mismo tiempo que se garantiza la satisfacción de una determinada demanda y cumpliendo con restricciones físicas del sistema y de operación [22].

El problema de conmutación óptima se plantea como un problema de programación entera mixta donde se formula en base a flujos de potencia con modificación de las restricciones de flujo, es necesaria la inclusión de una cantidad considerable de variables enteras binarias para los estados de entrada y salida de las líneas de transmisión [23].

La conmutación de redes de transmisión tiene su origen en un contexto de optimización que implica ecuaciones no lineales, pero existen varias formulaciones para representar la operación expuestas en [24], una es la aplicación del método de flujos de potencia DC para convertirlo en un modelo de programación lineal. La linealización es beneficiosa para aumentar la eficiencia de cálculo, aunque es bastante demandante computacionalmente cuando se trata de sistemas de energía a gran escala [25]. Por lo tanto, es de suma importancia optimizar el rendimiento computacional para la resolución del problema óptimo de conmutación de redes.

Por lo que construir el modelo de optimización entero mixto que permita la conmutación óptima de la red de transmisión, bajo las restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda, flujos de potencia DC, cargabilidad de líneas y las restricciones asociadas a las características operativas de los generadores es la contribución del presente trabajo.

3.2. MODELO PARA LA CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE TRANSMISIÓN

Para determinar la modificación de la red a través de la conmutación de los enlaces de la red de transmisión se establece un modelo de optimización cuyo objetivo se centra en la minimización del costo de generación, es decir la reducción los costos operativos. La expresión es la siguiente:

$$CG = \sum_g CV_g \cdot P_g \quad (1)$$

El costo de generación CG se evalúa como el producto del costo variable de producción de cada generador CV_g y la potencia despachada P_g .

El modelo está sujeto al uso de restricciones que son aplicables a los flujos de potencia DC. Es así que el flujo de potencia activa en cada vínculo se modela de la siguiente forma.

$$f_{p,q} = \frac{1}{X_{p,q}} \cdot (\delta_p - \delta_q) \quad (2)$$

El flujo entre el nodo q y p depende de la reactancia $X_{p,q}$ de la línea y la diferencia de los ángulos nodales δ_p y δ_q .

La utilización del flujo por cada enlace es aplicable para establecer el balance en cada bus, cuya modelación corresponde a:

$$\sum_{g \in i} P_g - Carga_i = \sum_q f_{p,q} \quad (3)$$

Por cada nodo, la diferencia entre la potencia generada en cada nodo i y la $Carga_i$ debe ser igual a la sumatorio de los flujos desde el nodo p a todos los nodos q .

Para determinar que enlace realizará la conmutación se determina las siguientes restricciones:

$$f_{p,q} \leq (1 - \gamma_{p,q}) \cdot \lim_{p,q} \quad (4)$$

$$f_{p,q} \geq -(1 - \gamma_{p,q}) \cdot \lim_{p,q} \quad (5)$$

La variable binaria $\gamma_{p,q}$ permite determinar el enlace a conmutar, en el caso de que no se active la variable, se entiende que el enlace no se conmuta, por tanto, por dicho enlace podrá circular el límite máximo de potencia establecido por las condiciones técnicas de la infraestructura $\lim_{p,q}$.

Para garantizar la bidireccionalidad del flujo por el enlace se establece la siguiente restricción.

$$f_{p,q} = -f_{q,p} \quad (6)$$

De la misma forma, dado que al activarse la variable binaria $\gamma_{p,q}$ se requiere la simetría de las variables, se establece la siguiente restricción:

$$\gamma_{p,q} = \gamma_{q,p} \quad (7)$$

De acuerdo a la operación del sistema, se requiere determinar el número máximo de enlaces de conmutación en el sistema, la expresión matemática es la siguiente:

$$\sum_p \sum_q \frac{\gamma_{p,q}}{2} = \text{max} \quad (8)$$

El cálculo de la congestión en redes de transmisión eléctrica basado en los Precios Marginales Locales (LMP) es una técnica utilizada en los mercados eléctricos para identificar y cuantificar el costo de la congestión en la red.

$$\text{costo de congestión} = f_{p,q} \cdot (LMP_q - LMP_p) \quad (9)$$

Finalmente, la Ecuación (9) modela el costo de la congestión donde $f_{p,q}$ es el flujo de potencia entre los nodos p y q, multiplicado por la diferencia de precios LMP entre estos nodos [26].

3.3. ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS PARA MODELACIÓN

Para aplicar el modelo propuesto, se requiere determinar los parámetros técnicos y económicos asociados al sistema eléctrico modelo, seguidamente se detallan los aspectos utilizados.

3.3.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA

El sistema eléctrico de prueba corresponde al IEEE 118 nodos cuyos parámetros se establecen en [27]. Los datos técnicos de la red, así como los costos variables de producción de los generadores, han sido modificados para la realidad del sistema eléctrico ecuatoriano considerando [28], [29].

3.3.2. ESCENARIOS DE ESTUDIO

Los escenarios que se ejecutarán para aplicar el modelo propuesto son los siguientes:

- Escenario Base: Corresponde al sistema sin conmutación, es decir que el sistema operará bajo las condiciones normales.
- Escenario de conmutación: Este escenario considera 5 casos, los cuales equivalen a conmutar de 1 hasta 5 enlaces.

Para evaluar cada escenario se simulará un incremento de carga del 10% que equivale a la pérdida de generación del mismo porcentaje, bajo este supuesto se analizará de forma comparativa los flujos de potencia, la potencia generada, los costos de generación, los precios nodales y la valoración económica de la congestión.

4. RESULTADOS

Los resultados se analizarán desde el punto económico de forma inicial, es así que la Figura 2 se muestra el costo operativo obtenido del modelado.

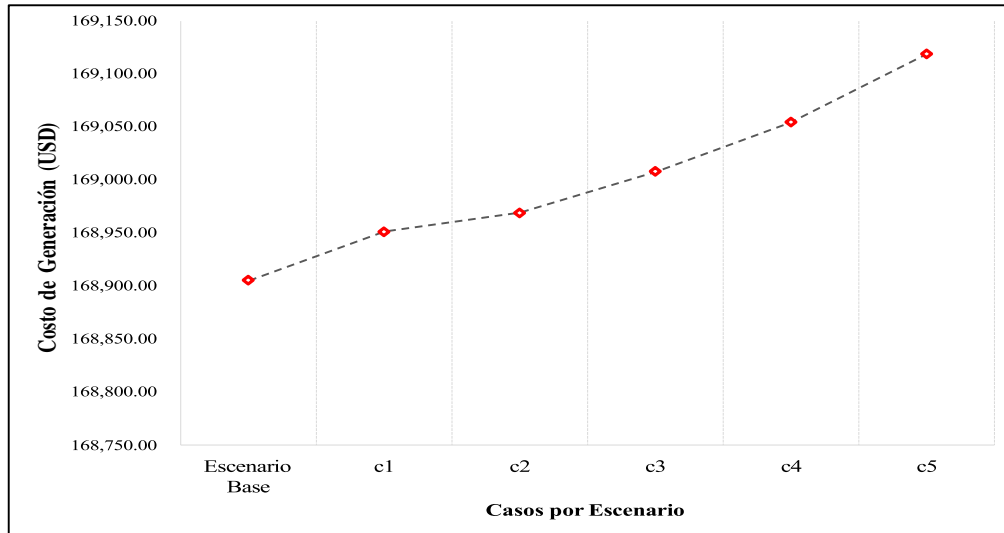


Figura 2. Costo operativo por escenario.

En la Figura 2 se analiza el costo operativo, en otras palabras, se calcula los costos operativos del sistema IEEE de 118 barras; para el caso base solo se realiza una optimización enfocada en la minimización de los costos; y para resto de casos se considera el cálculo de los costos después de la apertura desde una hasta cinco líneas de transmisión respectivamente y su optimización orientada en una redistribución de la generación y enfocada en la minimización de los costos operativos.

Como se observa, entre más enlaces se conmuten el costo operativo tiende a crecer, sin embargo, el incremento no sea sustancial, a fin de que la demanda no se vea afectada, lo indicado se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Incremento de costos operativos con respecto al Escenario Base

	<i>Costo (\$)</i>	<i>Incremento (\$)</i>
Escenario Base	168,905.44	
c1	168,951.06	45.62

	Costo (\$)	Incremento (\$)
c2	168,969.10	63.66
c3	169,007.78	102.34
c4	169,054.20	148.76
c5	169,118.41	212.97

De la Tabla 1 se observa que el costo operativo se incrementa de forma marginal, lo cual garantiza que, a pesar de haber conmutaciones en el sistema, el modelo cumple con la premisa de retirar los enlaces que no conlleven a un incremento sustancial del costo operativo.

De igual forma al realizar un análisis del valor económico resultante por congestión de energía en un enlace o línea de transmisión, calculado como el producto entre la diferencia de los costos marginales nodales y el flujo que circula en el enlace, se obtiene por cada escenario lo siguiente:

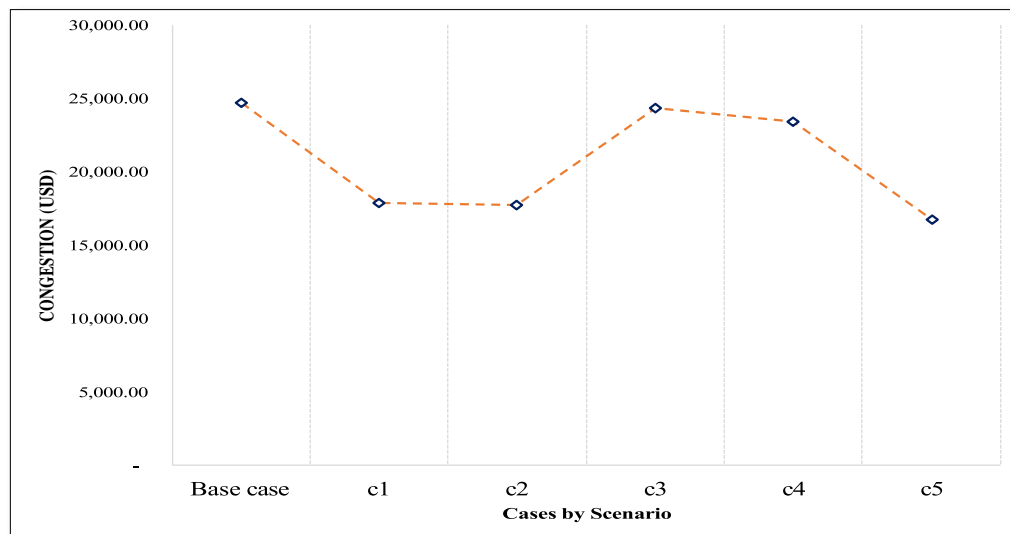


Figura 3. Costo por congestión evaluado en cada escenario.

De la Figura 3 se denota que mientras el modelo conmute líneas tratara de mantener operando a los generadores más económicos, pero siempre pretendiendo optimizar la congestión, lo que conllevara a que los precios nodales tiendan a disminuir y por ende

el valor de la congestión tenga disminuciones a comparación del escenario base. La Tabla 2 muestra los valores económicos de la congestión y su variación.

Tabla 2. Variación de los costos de congestión con respecto al Escenario Base

	<i>Costo (USD)</i>	<i>Variación del costo (USD)</i>
Base Case	24,743.95	
c1	17,892.40	-6,851.55
c2	17,715.28	-7,028.67
c3	24,395.82	-348.13
c4	23,422.04	-1,321.91
c5	16,747.13	-7,996.82

De la Tabla 2 se observa que en todos los casos el valor de la congestión es inferior al caso base. Se denota claramente que la congestión tiene una reducción máxima del 18.7% obtenida en el caso 2 que asciende a 5,243.81 USD y un decremento mínimo del 5.1% en el caso 3 cuyo valor asciende a 1,609.60 USD con respecto al caso base, a pesar de lo indicado el costo operativo sigue siendo manteniendo un incremento leve.

La evaluación de los costos nodales en cada uno de los buses del sistema y por cada escenario se muestra en las figuras subsiguientes, para el efecto se ha considerado el costo marginal nodal que arroja el software GAMS al evaluar la ecuación dual del abastecimiento de la demanda.

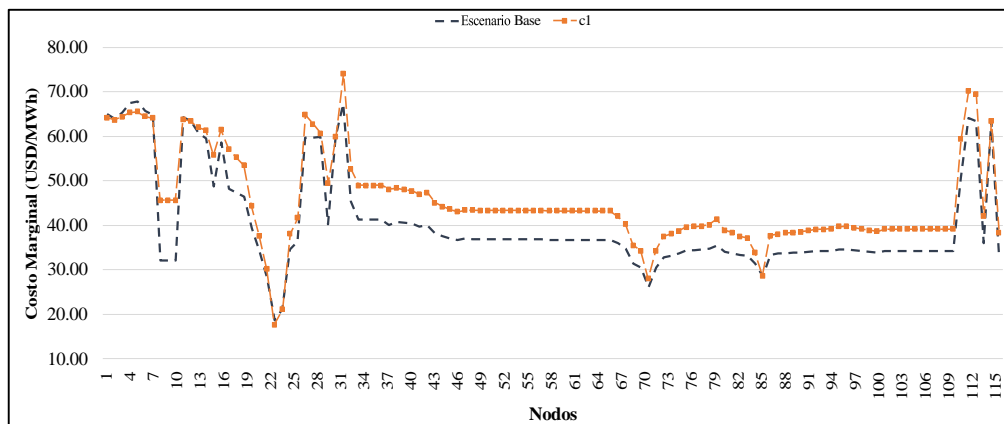


Figura 4. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 1.

En la figura 4 se muestra la variación de los costos marginales en cada una de los nodos del sistema para el caso base y el caso 1, es decir se realiza una comparación entre los valores obtenidos en el modelo original (caso base) y el modelo del caso 1 donde se considera la apertura de una línea de transmisión en el sistema de IEEE de 118 buses.

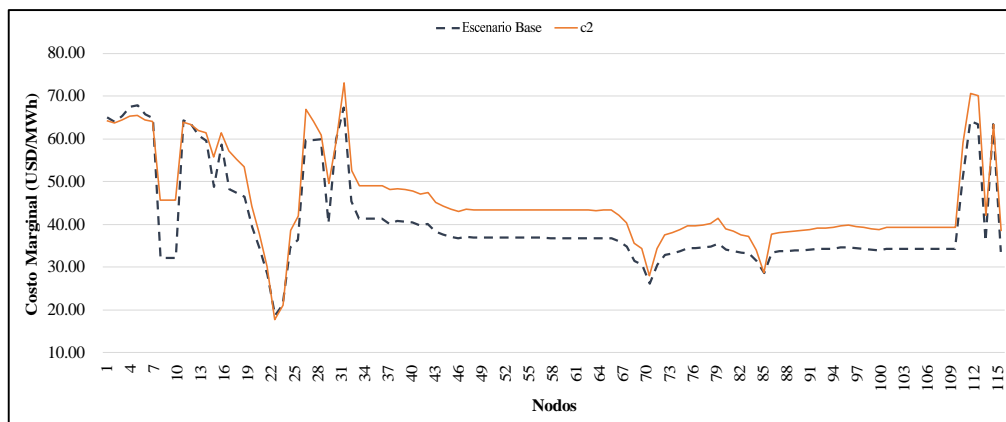


Figura 5. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 2.

En la figura 5 se muestra la variación de los costos marginales en cada una de los nodos del sistema para el caso base y el caso 2, la comparación entre los valores obtenidos en el modelo original (caso base) y el modelo del caso 2 donde se considera la apertura de dos líneas de transmisión en el sistema de IEEE de 118 buses.

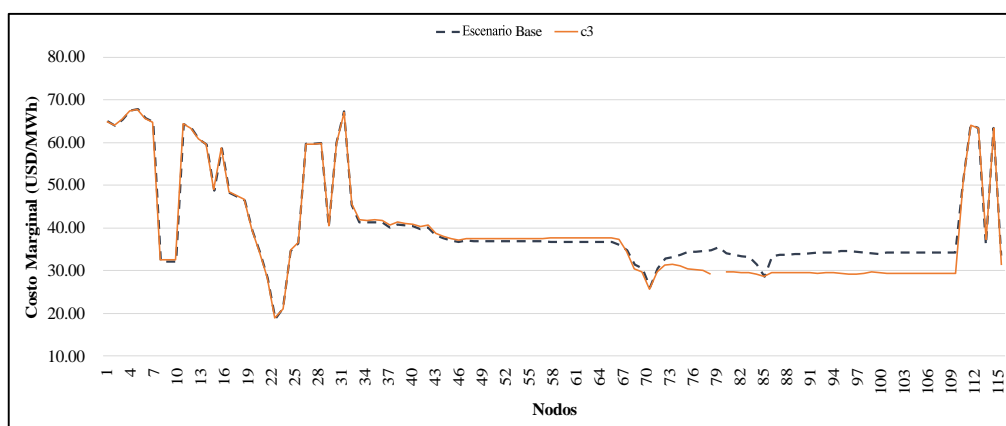


Figura 6. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 3.

En la figura 6 se muestra la variación de los costos marginales en los nodos del sistema y se comparan entre los valores obtenidos en el modelo original (caso base) y el modelo del caso 3 donde se considera la apertura de tres líneas de transmisión en el sistema.

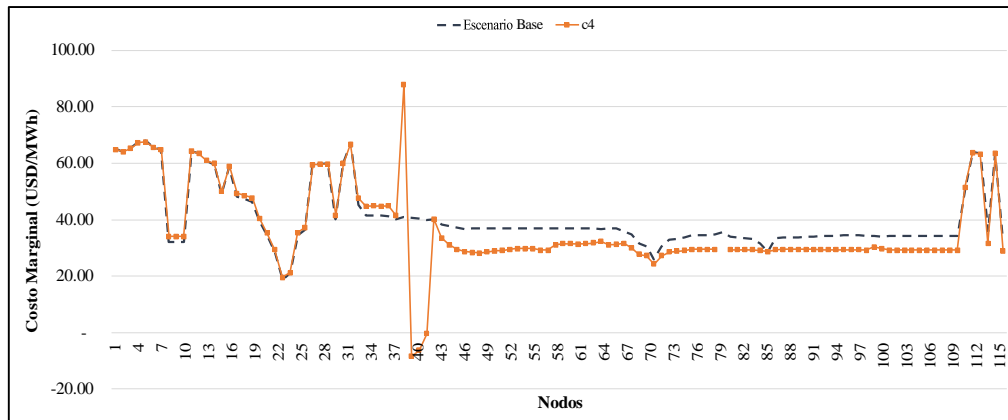


Figura 7. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 4.

En la figura 7 se muestra la variación de los costos marginales en los nodos del sistema y se comparan entre los valores obtenidos en el modelo original (caso base) y el modelo del caso 4 donde se considera la apertura de cuatro líneas de transmisión en el sistema.

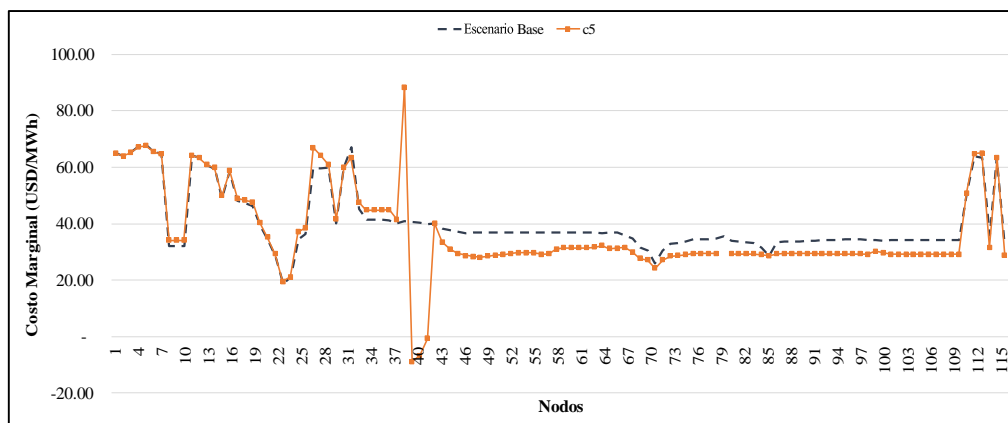


Figura 8. Comparativo del costo marginal de cada nodo considerando el escenario base y el caso 5.

De las figuras 5 a la figura 8 se observa y se concluye que la conmutación de los enlaces, aunque aliviaban la congestión en determinadas partes del sistema, causan una operación menos eficiente en otras, en tal sentido, al redistribuir el flujo de potencia, algunas zonas pueden usar generación más costosa, lo que puede incrementar los costos marginales, sin embargo, la red en general se beneficia de la redistribución lo que conlleva a la reducción de la congestión. Los enlaces conmutados resultado del modelo propuesto se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Vínculos activados para cada caso del escenario conmutado

<i>Enlace p-q</i>		<i>Escenario de conmutación</i>				
Nodo p	Nodo q	c1	c2	c3	c4	c5
17	31	1.00	1.00			
27	32		1.00			1.00
39	40				1.00	1.00
68	81			1.00	1.00	1.00
80	81			1.00	1.00	1.00
100	101			1.00	1.00	1.00

En el diagrama unifilar del sistema IEEE de 118 buses que se presenta en la Figura 9, se procede a indicar cuales son los enlaces a los que hace referencia la Tabla 3; es decir los enlaces que nuestro modelo de optimización recomienda abrir con el objetivo de reducir la congestión del sistema producida por un incremento súbito del 10% de la carga.

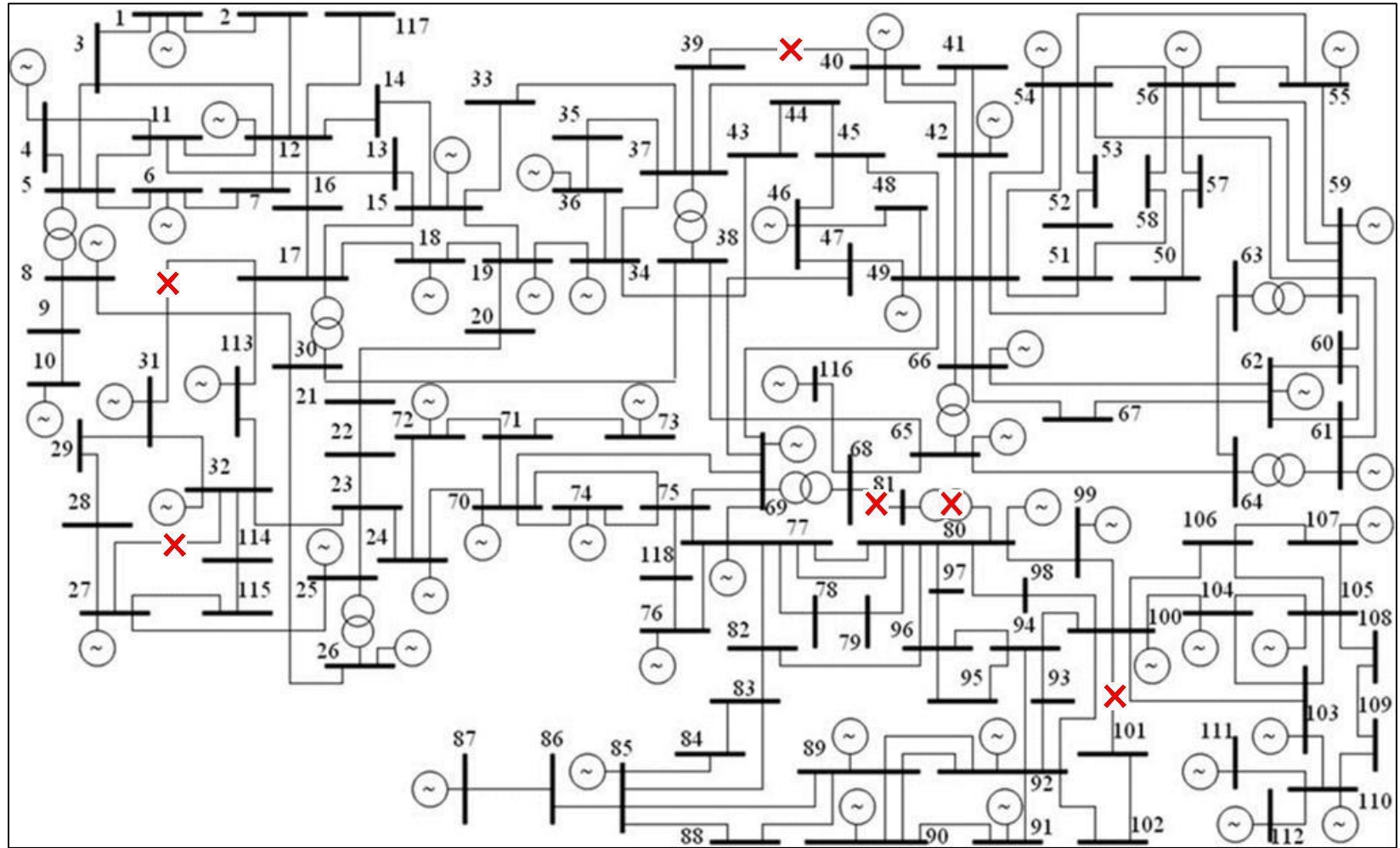


Figura 9. Diagrama unifilar de ubicación de conmutación para los escenarios propuestos.

Para los escenarios modelados, se ha determinado el valor de la variable asociada a la potencia despachada por cada generador. En las figuras subsiguientes se presenta el despacho para el escenario base y cada uno de los casos de conmutación.

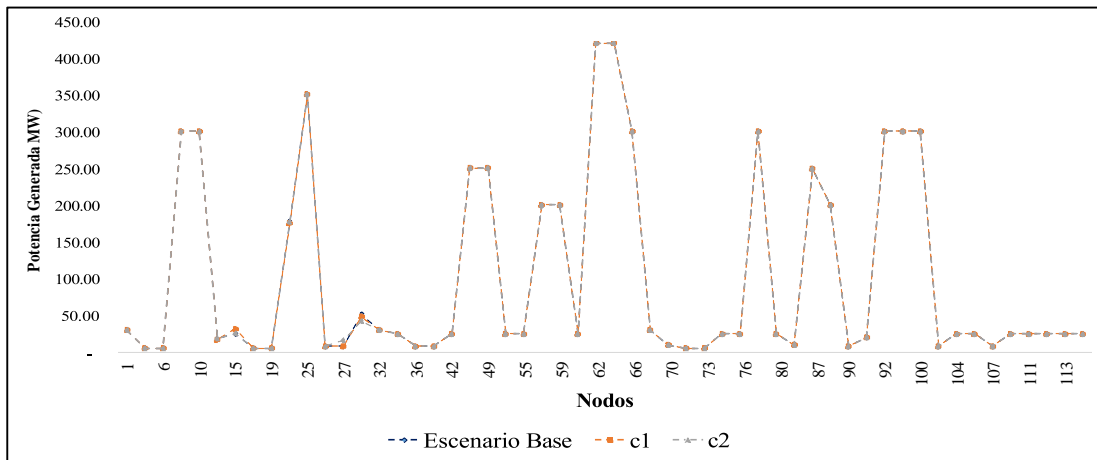


Figura 10. Comparativo de potencia despachada en el escenario base y caso 1 y 2.

En la figura 10 se muestra la potencia despachada por cada generador para los escenarios del caso base, el caso 1 y caso 2; se observa que la variación es mínima.

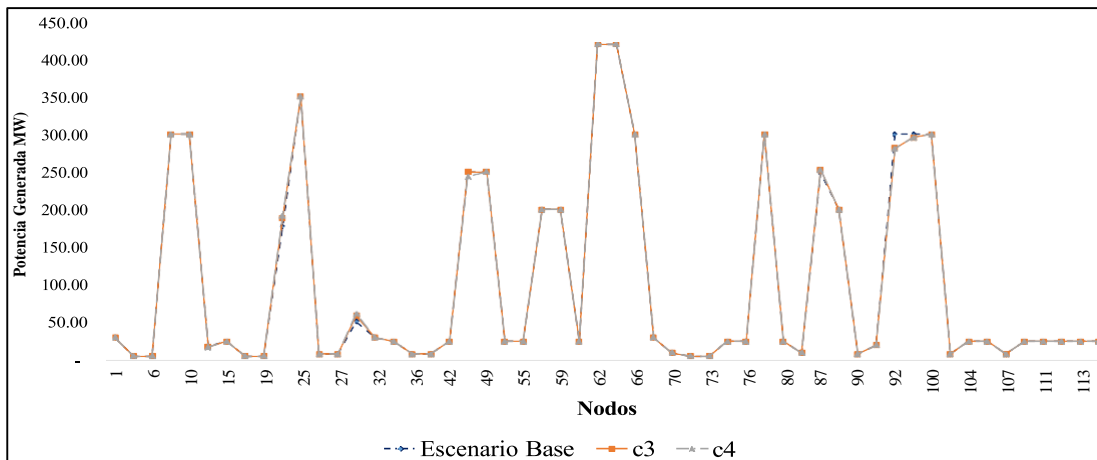


Figura 11. Comparativo de potencia despachada en el escenario base y caso 3 y 4.

En la figura 11 se muestra la potencia despachada por cada generador para los escenarios del caso base, el caso 3 y caso 4; la variación continúa siendo mínima.

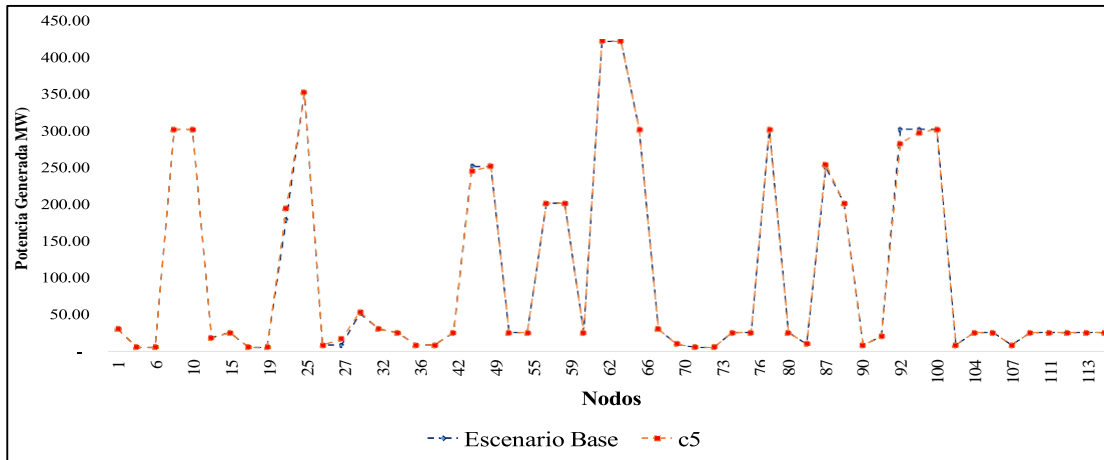


Figura 12. Comparativo de potencia despachada en el escenario base y el caso 5.

Al analizar las figuras se muestra que la producción de energía no tiene variación significativa con respecto a la conmutación las líneas con referencia al escenario base, es por ende que el costo tiene un incremento marginal ante los distintos casos. Sin embargo, al analizar la figura 10, figura 11 y figura12 se obtiene:

Tabla 4. Variación de la potencia de generación al comparar el escenario base con los casos del 1 al 5

	Variación (MW)				
	Des C1	Des C2	Des C3	Des C4	Des C5
Gen - Nodo 12	-1.35	0.17	-0.97	-1.27	-0.31
Gen - Nodo 15	6.56	0.42	-	-	-
Gen - Nodo 24	-2.02	-0.14	11.74	15.39	3.65
Gen - Nodo 27	-	8.32	-	-	-
Gen - Nodo 31	-3.22	-8.76	7.78	10.65	2.87
Gen - Nodo 46	-	-	-	-5.70	-5.70
Gen - Nodo 87	0.04	-0.01	4.07	4.10	0.02
Gen - Nodo 92	-	-	-18.56	-18.73	-0.17
Gen - Nodo 99	-	-	-4.07	-4.43	-0.37

De la Tabla 4 se observa que la mayor variación ocurre en el generador ubicado en el nodo 24 y Nodo 92, variando en promedio de 15 MW y 18 MW, respectivamente, lo

que representa en promedio menos del 1 % de variación con respecto a la producción total de los generadores. Por lo citado, se desprende que, ante una conmutación de líneas de transmisión el costo operativo de generación no tiene una variación sustancial, sin embargo, permite optimizar el sistema y reducir la congestión.

5. CONCLUSIONES

En conclusión, este estudio ha desarrollado un modelo de optimización destinado a determinar la modificación de la red eléctrica mediante la conmutación de sus enlaces de transmisión. El objetivo principal de este modelo fue minimizar el costo de generación, es decir, reducir los costos operativos asociados al sistema eléctrico. Además de evaluar la reducción de los costos operativos, también se ha considerado la congestión de la red antes y después de aplicar estas conmutaciones.

Los resultados obtenidos muestran que la conmutación de enlaces puede tener un impacto marginal en los costos operativos. Para el caso más crítico, que corresponde a la conmutación de 5 vínculos, el costo operativo asciende a \$ 169,118.41 que representa un incremento de \$ 212.97, que equivale al 0.12% con respecto al costo operativo sin conmutación de enlaces en la red, lo cual valida que el modelo mantiene la variación dentro de límites aceptables para no afectar la demanda.

Los resultados de la simulación indican que los costos operativos no se ven significativamente afectados al cambiar las líneas de transmisión. Cuando se consideraron cinco líneas de transmisión para el proceso de cambio, los costos operativos solo aumentaron un 0,12% (USD 212,97) en comparación con los obtenidos en el Caso Base (sin conmutación de línea). Los resultados también indican que los costos de congestión del sistema pueden reducirse al aplicar el cambio de líneas de transmisión. Por ejemplo, cuando se consideran cinco líneas de transmisión para el

proceso de cambio, los costos de congestión se reducen en USD 7.996,82 con respecto al Caso Base.

Además, se evaluó la variación en la producción de energía en cada generador para diferentes escenarios de conmutación, observando que la conmutación puede llevar a variaciones de menos del 1% en la producción total de los generadores, lo que valida nuevamente que el modelo permite la reducción de costos sin afectar de forma sustancial el abastecimiento en la demanda.

El modelo de optimización propuesto puede ayudar a los operadores de redes a gestionar su red de transmisión de manera más efectiva, evitando congestiones y sobrecargas, así como extendiendo la vida útil de las líneas de transmisión y los transformadores de potencia. El modelo de optimización propuesto es fácil de aplicar, y trabajos futuros pueden incorporar otros aspectos importantes, como la capacidad reducida de los componentes de transmisión envejecidos y las pérdidas en las líneas de transmisión.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. S. O. a. R. P. O. K. W. Hedman, "Flexible transmission in the smart grid: optimal transmission switching," in *Handbook of Networks in Power Systems I*, 2012, p. 523–553.
- [2] A. K. Y. a. V. Mahajan, "Reliability Improvement of Power System Network With Optimal Transmission Switching," *IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP)*, p. pp. 1–6, 2019.
- [3] M. V. F. P. y. S. G. S. Binato, "A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 2, p. 235–240, 2001.
- [4] S. S. O. a. R. P. O. K. W. Hedman, "A review of transmission switching and network topology optimization," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1–7, 2011.

- [5] S. P. V. a. P. Fischbeck, "Quantifying siting difficulty: A case study of US transmission line siting," *Energy Policy*, vol. 35, no. 1, p. 650–671, 2006.
- [6] G. S. a. H. Glavitsch, "Integrated security control using an optimal power flow and switching concepts," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, p. 782–790, 1988.
- [7] B. F. W. a. M. H. H. A. A. Mazi, "Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 3, p. 258–264, 1986.
- [8] PJM, "Manual 3: Transmission Operations,," in *Index and Operating Procedures for PJM RTO Operation*, 2008.
- [9] L. A. T. M. V. F. P. a. L. P. B. G. Gorenstin, "Integrated network topology optimization and generation rescheduling for power system security applications," *IASTED International Symposium—High Technology in the Power Industry*, p. 110–114, 1986.
- [10] H. Glavitsch, «Switching as means of control in the power system,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, n° 2, p. 92–100, 1985.
- [11] M. M. F. Z. P. B. R. V. a. M. I. G. Granelli, "Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms," *Electric power systems research*, vol. 76, no. 6-7, p. 549–556, 2006.
- [12] J. A. a. M. M. A. Nikoobakht, "Securing highly penetrated wind energy systems using linearized transmission switching mechanism," *Applied Energy*, vol. 190, p. 1207–1220, 2017.
- [13] M. M. F. Z. P. B. R. V. a. M. I. G. Granelli, «Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms,» *Electric power systems research*, vol. 76, n° 6-7, p. 549–556, 2006.
- [14] E. N. a. H. Ghasemi, "Congestion management through rotor stress controlled optimal transmission switching," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 5, p. 1182–1190, 2016.
- [15] V. K. Y. K. S. a. S. G. R. Peesapati, "Optimal scheduling of BESS for congestion management considering reliability and OTS," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, pp. 101-227, 2024.

- [16] N. A. a. N. Mithulananthan, "Locating series FACTS devices for congestion management in deregulated electricity markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 3-4, p. 352–360, 2007.
- [17] L. F. F. L. a. G. G. Alcaraz, "Hybrid binary PSO for transmission expansion planning considering N-1 security criterion," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 03, p. 545–553, 2020.
- [18] M. S. a. J. D. Fuller, "Accuracies of optimal transmission switching heuristics based on DCOPF and ACOPF," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, p. 924–932, 2013.
- [19] M. F. A. M. Y. S. S. M. G. A. M. a. A. N. M. Numan, "The Role of Optimal Transmission Switching in Enhancing Grid Flexibility: A Review," *IEEE Access*, vol. 11, p. 32437–32463, 2023.
- [20] G. S. a. H. Glavitsch, "Integrated security control using an optimal power flow and switching concepts," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, p. 782–790, 1988.
- [21] H. C. H. Z. Z. W. a. W. Z. Y. Yuan, "Transmission expansion planning with optimal transmission switching considering uncertain n-k contingency and renewables," *Energy Reports*, vol. 8, p. 573–583, 2022.
- [22] S. R. Salkuti, "Congestion Management Using Optimal Transmission Switching," *IEEE Systems Journal*, vol. 12, no. 4, p. 3555–3564, 2018.
- [23] Y. S. a. N. S. L. D. Ramirez-Burgueno, "Improving the Computational Efficiency of Optimal Transmission Switching Problems," *North American Power Symposium (NAPS)*, p. 1–6, 2022.
- [24] L. H. M. a. R. R. M. Flores, "Alternative Mathematical Models for the Optimal Transmission Switching Problem," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 1, p. 1245–1255, 2021.
- [25] J. W. a. K. W. Cheung, "On selection of transmission line candidates for optimal transmission switching in large power networks," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, p. 1–5, 2013.
- [26] H. Y. Z. L. Mohammad Shahidehpour, *market operation in electric power systems*, New York: Wiley-Interscience, 2002.

- [27] C. B. M.-A. a. B.-M. H. I. Pena, «An extended IEEE 118-bus test system with high renewable penetration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 1, p. 281–289, 2017.
- [28] A. d. R. y. C. d. E. y. R. N. N. Renovables, «Estadística del Sector Eléctrico 2024,» Quito, 2024.
- [29] CENACE, «Informe Anual 2022,» Quito, 2022.