



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MODALIDAD: ARTÍCULO CIENTÍFICO

Título:

Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión
dominados por generación hidroeléctrica.

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

Autor:

Ing. Sánchez Masaquiza Manuel Mesías

Tutor:

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván MSc.

LATACUNGA – ECUADOR

2026

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión dominados por generación hidroeléctrica**” presentado por el Ing. Sánchez Masaquiza Manuel Mesías 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, junio, 2026



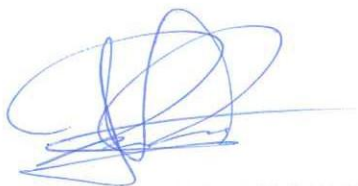
.....
MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

CC. 0503287864

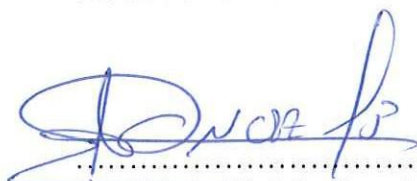
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión dominados por generación hidroeléctrica”, ha sido revisado, aprobado y autorizado 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, junio,2026



.....
Ing. Walter Paul Rueda Flores. Mg.
CC: 0503689895
Presidente del tribunal



.....
Ing. Edwin Vinicio Cruz Loya .Mg.
CC: 1710814920
Lector 2



.....
Ing. Sixto Fidel Aimacaña Quishpe .Mg.
CC: 0503425209
Lector 3

DEDICATORIA

El presente informe de investigación va dedicado en primer lugar, a mis padres Juan Sánchez y María Masaquiza, quienes son una parte fundamental en mi vida por brindarme siempre su apoyo en todo sentido y así poder culminar una meta más.

A mis hermanos por ser un ejemplo de esfuerzo y perseverancia en cada momento, a mi familia que siempre me dieron sus palabras de aliento para seguir adelante y no desmayar durante todo este proceso.

Manuel Mesías Sánchez Masaquiza

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser mi guía en todo momento, por ser mi fortaleza y mi luz, por darme sabiduría y el conocimiento para poder enfrentar las cosas que se presentan a diario.

Le doy mil gracias a mis padres por brindarme su apoyo incondicional en todo momento, por inculcarme valores para continuar y alcanzar una meta más en mi vida profesional.

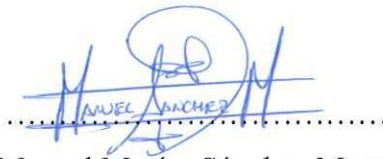
A la Alma Mater, la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirme sus puertas y haberme preparado durante mi formación de grado y ahora en posgrado, para continuar preparándome y así poder aportar al desarrollo de nuestra sociedad.

Manuel Mesías Sánchez Masaquiza

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

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

Latacunga, junio, 2026



Ing. Manuel Mesías Sánchez Masaquiza

CC: 1803724580

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, junio, 2026



Ing. Manuel Mesías Sánchez Masaquiza

CC: 1803724580

AVAL DEL PRESIDENTE

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión dominados por generación hidroeléctrica, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, junio, 2026



.....
Ing. Walter Paul Rueda Flores. Mg.

CC: 0503689895

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

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

Título: Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión dominados por generación hidroeléctrica

Autor: Sánchez Masaquiza Manuel Mesías, Ing.

Tutor: Quinatoa Caiza Carlos Iván, M.Sc.

RESUMEN

En los mercados eléctricos competitivos, las señales de precio son fundamentales para guiar las decisiones de inversión en expansión y repotenciación de la red, especialmente cuando se identifican congestiones en generadores, transformadores y líneas de transmisión, por lo que este artículo propone una metodología para analizar dichas congestiones en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) Ecuatoriano mediante un modelo de optimización con flujo DC que incorpora pérdidas eléctricas, determinando los Precios Marginales Locales en cada nodo bajo tres escenarios clave: red sin límites de transmisión, red con capacidad real de los elementos y red real incluyendo pérdidas, cuya comparación permite identificar y cuantificar las congestiones y su impacto económico, obteniendo así índices cuantitativos que asisten al planificador en la toma de decisiones óptimas de inversión, con resultados preliminares que revelan puntos críticos de congestión en líneas y generadores específicos cuya repotenciación minimiza los costos globales de operación del sistema.

PALABRAS CLAVE: Planificación energética, Precios marginales, Incertidumbre, Costo marginal, Precios nodales, Congestión en las líneas, Pérdidas en las líneas.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD - MENCIÓN SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA

Title: Analysis of Local Marginal Prices in Transmission Systems Dominated by Hydroelectric Generation

Author: Ing. Manuel Mesías Sánchez Masaquiza

Tutor: Mgs. Carlos Iván Quinatoa Caiza

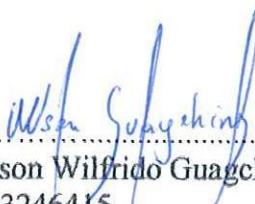
ABSTRACT

In competitive electricity markets, price signals are essential for guiding investment decisions related to grid expansion and repowering, particularly when congestion is identified in generators, transformers, and transmission lines. This article proposes a methodology for analyzing congestion in the Ecuadorian National Interconnected System (SNI) using an optimization model based on DC power flow that incorporates electrical losses. The methodology determines Local Marginal Prices at each node under three key scenarios: a network without transmission limits, a network with the actual capacity constraints of its elements, and a real network including transmission losses. The comparison of these scenarios enables the identification and quantification of congestion and its economic impact, providing quantitative indices that support planners in making optimal investment decisions. Preliminary results reveal critical congestion points in specific transmission lines and generators, where repowering actions can minimize the overall operating costs of the system.

Keywords: Energy planning, marginal prices, uncertainty, marginal cost, nodal prices, line congestion, transmission losses.

Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza con cédula de identidad número: 0503246415, magister en la Enseñanza del idioma inglés como lengua extranjera, con número de registro de la SENESCYT: 1010-2019-2041252; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión dominados por generación hidroeléctrica. Caso de estudio Sector Eléctrico de Manuel Mesías Sánchez Masaquiza, aspirante a magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos De Potencia.

Latacunga, junio, 02, 2026


.....
Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza
0503246415

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN	1
3. MATERIALES Y MÉTODOS	3
3.1.1. Composición de los LMP	3
3.1.1.1. Precio de la energía	3
3.1.1.2. Restricciones de la red.....	3
3.1.1.3. Pérdidas en el sistema de transmisión	4
3.1.2. Flujo de potencia optimo	4
4. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCION DE PRECIOS NODALES EN EL SOFTWARE PYTHON APLICANDO PYOMO Y EL SOLVER GLPK.	6
4.1. Sistema Eléctrico de Potencia	6
4.2. Extracción de Datos mediante Python.....	7
4.3. Pasar todo el sistema a por unidad y realizar los cambios de base.....	7
4.4. Costos de los generadores.....	9
4.5. Construcción de la base de datos (.dat) para alimentar el modelo.	9
4.6. Construcción del modelo Python utilizando Pyomo y el solver GLPK	10
6. CONCLUSIONES	20
7. REFERENCIAS	22

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Costos en las barras del SNI, 5 valores.	9
Tabla 2: Definición de los parámetros correspondientes a las barras.....	9
Tabla 3: Definición de los parámetros correspondientes a las líneas de transmisión.	10
Tabla 4: Contraste de los precios nodales en el Caso 1 y Caso 2.....	14
Tabla 5: Indicadores Estadísticos para los casos de estudio.....	19

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Implementación del Script para extracción de Datos en formato Python.	7
Figura 2. Diagrama del flujo del Modelo implementado.	11
Figura 3. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el caso 1.	12
Figura 4. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el caso1.	12
Figura 5. Histograma y Distribución normal del Caso 1.....	13
Figura 6. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 2.	14
Figura 7. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 2.	15
Figura 8. Histograma y Distribucion normal del Caso 2.....	15
Figura 9. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 3.	17
Figura 10. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 3.....	17
Figura 11. Histograma y Distribución normal del Caso 3.....	18

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto:	Análisis de precios marginales locales en sistemas de transmisión dominados por generación hidroeléctrica
Línea de investigación:	Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.
Proyecto de investigación asociado:	Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.
Grupo de Investigación:	Sistemas Eléctricos de Potencia
Red nacional o internacional:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)

2. INTRODUCCIÓN

En la actualidad tanto en el Ecuador como en diferentes países los sistemas eléctricos enfrentan nuevos desafíos relacionados con el incremento en la demanda energética, la introducción de fuentes de generación renovable variable y la incertidumbre que produce estas tecnologías [1], el estudio de los precios nodales o LMP (Location Marginal Prices), resulta en un tema de análisis y gran importancia, debido a que se necesita establecer tarifas adecuadas que den señales económicas eficientes y óptimas [2].

Con el análisis de las congestiones como indicador de la aplicación de modelos para la planificación de la expansión en generación y transmisión debe contemplar diversos factores, tales como la incorporación de nueva infraestructura eléctrica, la construcción de plantas generadoras, subestaciones y líneas de transmisión de energía [3], [4]. Por lo general, el precio de la electricidad para cada periodo es determinado por el costo variable de la última unidad de generación requerida para cubrir la demanda [5]. Aquella que cuenta con capacidad disponible de generación, por lo cual dicha unidad se denomina Marginal. Cabe recalcar que los operadores del mercado eléctrico incluyen en los precios de oferta las restricciones de las líneas

de transmisión por las cuales se vende la energía. Por lo cual problemas como carga atrapada o generaciones obligadas para mantener la operación del sistema de potencia dentro de rangos seguros, se convierten en condiciones que utilizan los agentes para influenciar los precios nodales o para lograr márgenes más altos en el mercado, debido a su posición estratégica en el sistema de transmisión.

En muchos mercados eléctricos determinan el precio de barra sin considerar las congestiones y realizan aproximaciones de las pérdidas con el objetivo de obtener el costo de mercado [6], como por ejemplo los autores en [5] realizan una metodología de flujo DC para determinar las pérdidas de manera aproximada. No considera potencia reactiva y tampoco incertidumbre en las fuentes de recursos renovables (RES). Sin embargo, otros autores como [7], [8] presentan las ecuaciones de flujo linealizado que ayuda a determinar las pérdidas encontrando un óptimo global [9]. Otros autores, como [10] realizan una metodología para considerar incertidumbre en los precios nodales locales. No obstante, los modelos de optimización utilizada es flujo DC y no considera las pérdidas de energía eléctrica. En [11] aborda el problema de cómo los generadores estratégicos interactúan en mercados eléctricos desregulados usando aprendizaje automático para maximizar ganancias, considerando además la integración de generación distribuida y fallas en la red. En [12] los autores abordan la liquidación, congestión, instrumentos financieros en el mercado eléctricos. Sin embargo, la descomposición del LMP depende de la barra de referencia de energía utilizado en el modelo OPF y la simulación lo realiza en sistema simplificado.

Debido a que las restricciones en la red de transmisión y en la operación de los generadores obligan a redistribuir los flujos de energía y a utilizar unidades más costosas [13], lo que genera separación de precios nodales y eleva los LMP. Por ello, los LMP reflejan no solo el costo marginal de la energía, sino también el costo de mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema.

Los precios marginales locales, debe contener las pérdidas y congestiones de las líneas de transmisión, generadores, transformadores entre otros. Con el fin de determinar el costo real de la transición entre oferta y demanda de energía eléctrica. En análisis previo de la literatura, determina el LMP de manera linealizada y

utilizado el flujo DC. Sin embargo, no consideran las pérdidas reales en corriente alterna lo que podría dar una desviación de las señales de los precios.

Sobre la base de lo anteriormente expuesto, se propone el desarrollo de un modelo de optimización implementado en Python mediante el uso de Pyomo y el solver GLPK. El objetivo de este modelo es determinar los precios nodales en las del SIN bajo tres escenarios de estudio. En el primer escenario se considera una capacidad infinita en las líneas de transmisión, lo que permite analizar el comportamiento del sistema en ausencia de restricciones de red. En el segundo escenario se incorporan las capacidades reales de las líneas de transmisión, aunque sin considerar pérdidas eléctricas. Finalmente, en el tercer escenario se incluyen tanto las capacidades reales de las líneas como las pérdidas en la red, lo que conduce a un problema de optimización no lineal. Debido a esta característica, este último caso se resuelve utilizando el solver IPOPT. La base de datos utilizada para alimentar el modelo se obtiene a partir de simulaciones realizadas en el software DiGSILENT PowerFactory. Los datos del sistema se extraen automáticamente mediante un script de programación desarrollado en Python dentro del entorno de PowerFactory, lo que permite integrar de forma eficiente los resultados de simulación con el modelo de optimización.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.1. Composición de los LMP

3.1.1.1. Precio de la energía

El precio se determina despreciando tanto las pérdidas y las restricciones de la red, es decir, realizando un despacho ideal de la energía. En esta instancia los LMP son iguales al precio uninodal con capacidad infinita de las líneas de transmisión.

3.1.1.2. Restricciones de la red

Este componente está asociado a las restricciones operativas de los equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia, tales como límites térmicos, de tensión y de estabilidad. El costo por restricciones surge cuando dichas limitaciones impiden el despacho de generadores de menor costo, obligando a utilizar unidades más costosas ubicadas más cerca de los centros de carga para cubrir la demanda.

Este componente del precio es nulo cuando la red no presenta restricciones activas o cuando el sistema opera lejos de sus límites operativo.

3.1.1.3. Pérdidas en el sistema de transmisión

Las pérdidas en el sistema de transmisión demandan más requerimientos de generación y dependen de la tecnología, el uso y la longitud de las líneas. El precio generado por las pérdidas se justifica por el efecto de la ubicación relativa entre la generación y la demanda: cuando una carga se encuentra eléctricamente alejada del generador marginal, este componente del precio aumenta en su nodo, caso contrario, disminuye.

Dicho mecanismo de formación de precios se aplica tanto en mercados en desarrollo como en mercados eléctricos desarrollados, debido a que mejora la eficiencia y mantiene transparencia en el sistema, generando señales económicas para nuevas inversiones en generación o transmisión.

El cálculo de los precios nodales se basa en modelos de optimización, como DCOPF y ACOPF; en la práctica se emplea el DCOPF debido a su simplicidad y rapidez, mientras que el ACOPF se utiliza para estudios fuera de línea debido a su mayor precisión [14].

3.1.2. Flujo de potencia óptimo

El flujo óptimo de potencia consiste en determinar las variables de estado de un sistema de potencia mediante la optimización de una función objetivo, al mismo tiempo cumpliendo con un conjunto de restricciones operativas físicas del problema. En el presente estudio la función objetivo es minimizar los costos de generación sujeto a restricciones operativas de igualdad y desigualdad de la red, por ende, al resolver el problema de optimización se obtienen los insumos para calcular los LMP.

El modelo DC es una aproximación del modelo AC, que se puede resolver de manera más rápida y generalmente se encuentra un óptimo global [15]. Por consiguiente, la ecuación utilizada para resolver los casos de estudio 1 y 2 corresponden al modelo de optimización de DC.

$$\min z = \sum_{i \in N} C_i * p_{gi} \quad (1)$$

s. a

$$\sum_{i,j \in L} f_{i,j} - \sum_{j,i \in L} f_{j,i} + p_{gi} = d_i \quad \forall i \in N \quad (2)$$

$$f_{i,j} = v_i v_j (\theta_i - \theta_j) / x_{i,j} \quad \forall i,j \in L \quad (3)$$

$$|f_{i,j}| \leq f_{ij}^{max}, \quad \forall i,j \in L \quad (4)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_i^G \leq P_{gi}^{max} \quad \forall i \in N \quad (5)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max} \quad \forall i \in N \quad (6)$$

En la ecuación (1) se formula la función objetivo destinada a minimizar el costo total de la generación. Dicha ecuación está sujeta a restricciones, la ecuación (2) impone el balance nodal, en esta expresión se consideran los flujos entrantes y salientes en el balance de potencia nodal ($f_{j,i}$ denota el flujo de potencia que ingresa al nodo i desde el nodo j) simplemente lo opuesto a la orientación $f_{i,j}$. Posteriormente, en la ecuación (3) se representa el flujo de potencia a través de las líneas de transmisión. Mientras que la ecuación (4) impone el límite superior correspondiente a los flujos de potencia de la línea. La ecuación (5) determina la capacidad máxima de generación de cada unidad y finalmente con la ecuación (6) se restringe el ángulo de voltaje en el rango permisible.

Para implementar el caso 3, en el cual se implementan las pérdidas del sistema se aplica el modelo DC con pérdidas.

$$\min z = \sum_{i \in N} C_i * p_{gi} \quad (7)$$

s. a

$$\sum_{i \in N} LF_{gi} * p_{gi} - \sum_{i \in N} LF_{di} * d_i = PL + Offset \quad (8)$$

$$\sum_{i,j \in L} f_{i,j} - \sum_{j,i \in L} f_{j,i} + p_{gi} = d_i + PL \quad \forall i \in N \quad (9)$$

$$f_{i,j} = v_i v_j (\theta_i - \theta_j) / x_{i,j} \quad \forall i, j \in L \quad (10)$$

$$|f_{i,j}| \leq f_{i,j}^{max}, \quad \forall i, j \in L \quad (11)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_i^G \leq P_{gi}^{max} \quad \forall i \in N \quad (12)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max} \quad \forall i \in N \quad (13)$$

Mediante la ecuación (8) se representa el balance global del sistema, en la cual la generación y la demanda total se ajustan mediante los factores de pérdida (Loss Factors), de modo que su diferencia sea equivalente a las pérdidas del sistema (PL) más un término de compensación. En esta formulación, PL representa las pérdidas totales de transmisión e incorpora su efecto en el balance general de potencia. Debido a que los factores de pérdida se obtienen mediante aproximaciones lineales, aparecen desajustes entre la generación, demanda y las pérdidas estimadas, por lo cual se aplica el parámetro OFFSET para corregirlos, garantizando así el cierre exacto de la restricción de balance de potencia en el modelo DC con pérdidas. Finalmente, la ecuación (9) asegura el balance de potencia a nivel nodal, exigiendo que en cada nodo la suma de los flujos de línea y la generación local sea igual a la demanda, asignando la absorción de las pérdidas totales del sistema al nodo de referencia.

4. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCION DE PRECIOS NODALES EN EL SOFTWARE PYTHON APLICANDO PYOMO Y EL SOLVER GLPK.

4.1. Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico sobre el cuál se desarrolla el presente estudio es el SIN. El sistema se encuentra en el software de simulación Power Factory DIGSILENT, dicho insumo resulta de gran importancia, ya que proporcionara los datos necesarios para alimentar el modelo de optimización para la posterior obtención de los precios nodales. El análisis se realiza sobre el caso de estudio 2025 considerando un escenario a demanda máxima. Que cuenta, con 181 líneas de transmisión y 191 barras.

4.2. Extracción de Datos mediante Python

Al contar con un sistema eléctrico de este tipo, el cual modela el Sistema Nacional Interconectado, resulta complejo realizar una extracción manual de los datos necesarios para formar la base de datos, por lo cual se aplica el software de programación Python. Para lo cual, en las librerías del caso de estudio se debe crear un script Python como se muestra en la Fig.1, que permita extraer los datos automáticamente, con rutas Excel. Para posteriormente ordenar cronológicamente en un archivo .dat. Resulta necesario indicar que los datos deben ser extraídos solo de la Zona_SNI, ya que el extraer los datos de todo el caso de estudio, por ejemplo, incluyendo la Zona Santo Domingo, Zona_Quito, Zona Cuenca y otros, existirá una divergencia en los datos, por la falta de conexiones entre líneas y barras.

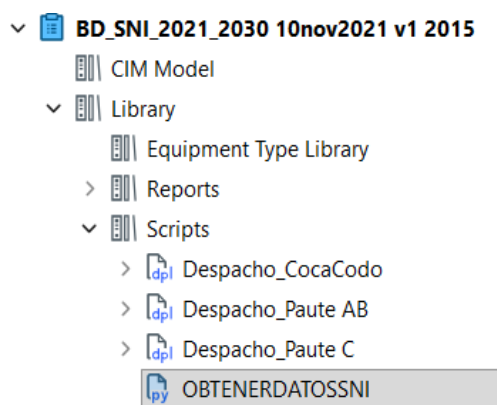


Figura 1. Implementación del Script para extracción de Datos en formato Python.

4.3. Pasar todo el sistema a por unidad y realizar los cambios de base

Una vez se obtienen los datos del sistema, conviene normalizar todos los parámetros del sistema a una base común utilizando el sistema por unidad (p.u.), para el ingreso en el software Python este proceso se debe realizar de la manera correcta, respetando los datos del sistema eléctrico. Por la cantidad de datos el proceso se puede realizar en el software Python o mediante Excel facilitando el manejo de los datos. La conversión se realiza mediante la ecuación (15), la cual debe respetar las bases del sistema eléctrico de potencia.

$$\text{Valor en p. u.} = \frac{\text{Valor Real}}{\text{Valor Base}} \quad (14)$$

Para lo cual se debe establecer una potencia base para todo el sistema, en este caso la cual es $S_{base} = 100$ MVA, debido a que es el valor por defecto utilizado en el software DIGSILENT, sin embargo, voltaje de base se encuentra determinado por los voltajes nominales de las líneas y los transformadores.

Por lo cual se determina la Z_{base} de acuerdo a la ecuación (15), necesaria para convertir los valores de las líneas a p.u.

La ecuación (16) muestra el valor obtenido de Z_{base} para un nivel de voltaje de 500 kV, nivel de voltaje al cual opera la línea L_INGA_SRAFA_3_1.

La ecuación (17) muestra el valor obtenido de Z_{base} para un nivel de voltaje de 230 kV, nivel de voltaje al cual opera la línea L_PIMA_POMA_2_1.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (15)$$

$$Z_{base} = \frac{500kV^2}{100MVA} = 2500 \quad (16)$$

$$Z_{base} = \frac{230kV^2}{100MVA} = 529 \quad (17)$$

Una vez se tiene el valor de la Z_{base} para cada nivel de voltaje, resulta sencillo hallar los valores en p.u de las líneas, dividiendo el valor real en Ω para el valor base.

Los transformadores presentan valores de $X1$ en p.u., los cuales están especificados en sus bases nominales de la máquina, por lo cual resulta necesario reajustar estos valores a la base seleccionada del sistema, en este caso **100 MVA**. Este ajuste tiene como objetivo, garantizar que los parámetros sean coherentes. El cambio de base se realiza mediante la ecuación (18).

$$Z_{p.u\ nueva} = Z_{p.u\ antigua} * \left(\frac{S_{base,nueva}}{S_{base,antigua}} \right) \quad (18)$$

4.4. Costos de los generadores

Uno de los insumos principales para poder obtener los LMP son los costos de los generadores, ya que de acuerdo a dichos costos y restricciones de las líneas y límites de generadores se realizará el despacho y obtención de los precios nodales.

Los costos de los generadores térmicos e hídricos del Ecuador se obtienen de dos bases de datos, en formato csv y txt respectivamente. Estos precios es una referencia manejada a nivel internacional.

Para determinar los precios en las barras se debe realizar un análisis de los generadores que están conectados a la barra y determinando el valor respectivo, por lo cual en la Tabla.1 se presentan 3 costos de las 191 barras existentes.

Tabla 1: Costos en las barras del SNI, 5 valores.

Barra	Costo
B_Manta_13.8_ATM	65
B_Alluriquin_U1_13.8	118.076
B_Baba_69	205.155

4.5. Construcción de la base de datos (.dat) para alimentar el modelo.

Primero en el archivo .txt, se debe definir como parámetro la barra slack. En cuanto a los parámetros de las barras, los datos se dividen en 5 columnas, la primera para definir el número de barra, la segunda columna para definir la demanda en dicha barra, la tercera para definir la potencia máxima, en este caso se define como la generación, en la cuarta columna el costo en la barra y finalmente el ángulo máximo. Esto se debe realizar para cada una de las barras presentes en el sistema de potencia, garantizando un correcto ordenamiento de los datos. En la Tabla.2 se observa un ejemplo de las 5 primeras barras del sistema eléctrico y como quedan definidos sus parámetros.

Tabla 2: Definición de los parámetros correspondientes a las barras.

nb	dem	pmax	cost	anmax:
1	0	0.139	65	3.34
2	0.0116	0	118.076	1.77
3	0	0.039	0	1.04
4	0	0.03	0	1.04
5	0	0.35	6.95	3.08

Finalmente, para definir las líneas existen 3 columnas, en la primera se ubican dos datos, el punto de partida de la línea y el punto de llegada en términos de conexión en las barras, en la segunda columna se debe ubicar la reactancia de la línea y finalmente el flujo máximo de la línea en la tercera columna. En la Tabla.3 se observa un ejemplo de las 5 primeras líneas del sistema eléctrico y como quedan definidos sus parámetros.

Tabla 3: Definición de los parámetros correspondientes a las líneas de transmisión.

nl	reac	fmax:
1 2	0.00215	0.541
2 3	0.1243512	0.478
6 5	0.112278	0.23
4 6	0.185567	0.276
6 7	0.104143	0.416

4.6. Construcción del modelo Python utilizando Pyomo y el solver GLPK

El problema se formula como un flujo óptimo de potencia DC (DC-OPF) utilizando la librería Pyomo, el cual permite representar el comportamiento el SNI del Ecuador bajo un enfoque de minimización de costos de generación, considerando restricciones físicas de la red.

El modelo se encuentra definido como un AbstractModel, lo que permite separar la formulación matemática de los datos del sistema, los cuales son cargados posteriormente desde un archivo .dat.

4.6.1. Proceso del modelo implementado

La Figura 2 muestra el proceso que sigue el método, iniciando con la extracción de datos del software DIgSILENT, continuando con la construcción del modelo de optimización, finalmente obteniendo los precios nodales.

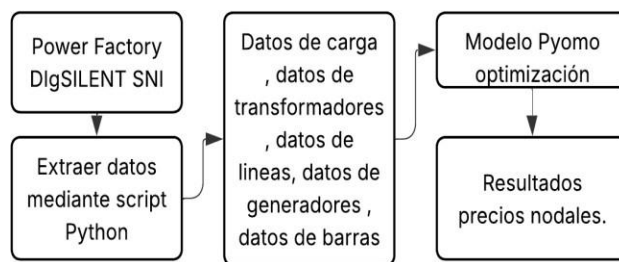


Figura 2. Diagrama del flujo del Modelo implementado.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

5.1. Caso 1.

En el Caso 1 se modeló el SIN del Ecuador considerando capacidades de transmisión infinitas en todas las líneas de la red. Por ende, se elimina cualquier tipo de congestión, por lo cual el problema se reduce a un despacho económico puro, dónde la generación se asigna en función de los costos marginales de los generadores. El problema se resolvió mediante un DC-OPF lineal, utilizando el solver GLPK, obteniéndose una solución óptima factible.

Aunque las líneas son consideradas infinitas, los resultados muestran que los precios nodales no son completamente uniformes en todo el sistema. Esto se atribuye a la presencia de generadores locales de muy bajo costo o la presencia de valores 0 en los costos, restricciones de generación que provocan despacho local. Por lo cual no implica congestión, sino una consecuencia natural del despacho económico con múltiples ofertas marginales.

Debido a la ausencia de congestión, el precio del mercado depende del costo marginal del generador dominante, es decir aquel que no está saturado y puede marginar. A partir de los resultados obtenidos, se observa el valor del precio del mercado $P_{mercado} = 35.7 \text{ USD/MWh}$, este valor corresponde al precio o valor sombra que se obtiene del dual del modelo de optimización.

El conjunto de precios obtenido presenta valores bajos asociados a generación hidráulica $\sim 6 \text{ USD/MWh}$, valores intermedios de 30 a 45 USD/MWh correspondientes a la zona dominante del sistema, valores altos superiores a los 100 USD/MWh correspondientes a zonas con generación costosa o aislada. Por

lo cual este comportamiento genera una distribución multimodal, esperable en sistemas de gran escala como lo es el Sistema Nacional Interconectado.

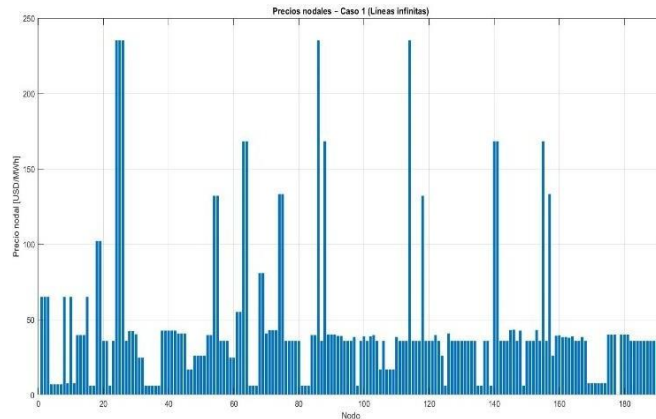


Figura 3. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el caso 1.

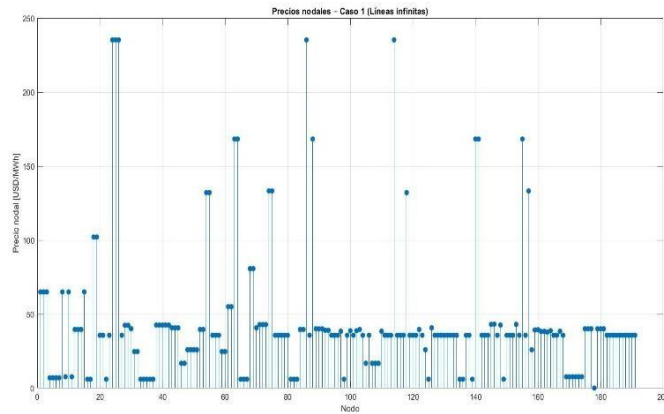


Figura 4. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el caso 1.

En las Figuras (3) y (4) se pueden observar los diferentes precios nodales obtenidos para el caso 1, en el cual se considera una capacidad infinita de las líneas. En donde se confirma que el sistema presenta una concentración significativa alrededor del precio medio, con un coeficiente de variación moderado, lo que indica una dispersión controlada de los precios aún bajo condiciones de transmisión ilimitada. Además, en la Figura 5 se puede observar el histograma y la distribución normal para el Caso 1.

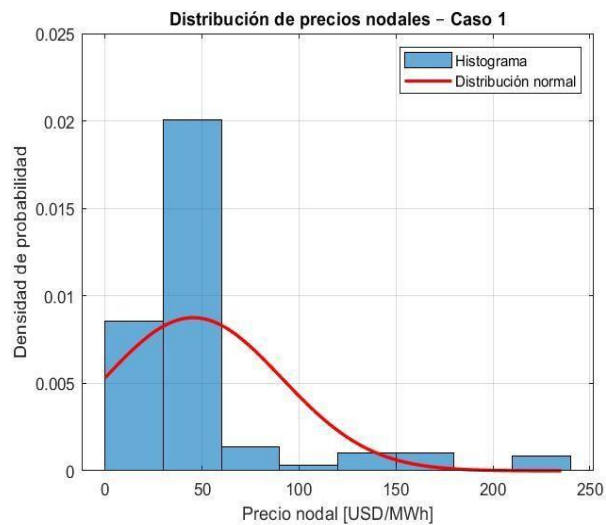


Figura 5. Histograma y Distribución normal del Caso 1.

5.2. Caso 2

En el Caso 2 se modeló el SNI del Ecuador considerando las capacidades reales de transmisión de las líneas, tal como están definidas en el modelo del sistema en DIGSILENT Power Factory. No se consideran las pérdidas eléctricas, por lo que el análisis corresponde a un DC-OPF sin pérdidas, pero con restricciones de capacidad en las líneas. Este escenario permite determinar el impacto directo de la congestión de transmisión sobre los precios nodales del sistema.

Los resultados muestran una alta dispersión de los precios nodales, con valores que alcanzan el precio máximo de 235.3 USD/MWh y múltiples niveles intermedios asociados a diferentes zonas del sistema. Esta variabilidad es una señal clara de congestión en la red de transmisión, la cual impide que la generación de menor costo abastezca de manera uniforme a todo el sistema.

Por lo cual los valores tienden a incrementarse en los diferentes nodos del sistema, lo cual se observa en el caso de estudio 2. Los incrementos en los precios nodales en contraste al caso 1 se presentan en la Tabla.4. En donde se puede observar cómo los precios nodales se elevaron, determinando así la correcta implementación del Caso 2.

Tabla 4: Contraste de los precios nodales en el Caso 1 y Caso 2.

Nodo	Caso 1	Caso 2
12	36.6237	102.0850
13	39.6237	102.0850
14	39.6237	102.0850
20	35.7000	47.8000
56	35.7000	135.4000
89	40.0639	102.0850

Los nodos con precios bajos entre 6 y 8 USD/MWh se localizan principalmente en zonas cercanas a centrales hidroeléctricas o generadoras de bajo costo marginal, indicando una adecuada disponibilidad local de generación. Sin embargo, debido a las limitaciones de las líneas, la energía no puede ser transmitida hacia otras partes del sistema sin violar las restricciones de flujos máximos de potencia en las LT.

En las figuras (6) y (7) se pueden observar los diferentes precios nodales obtenidos para el caso 2, en el cual se consideran las capacidades reales de las líneas. Por lo cual al contrastar con las figuras (3) y (4) se evidencia un aumento significativo en los precios de algunos nodos. Esto se atribuye al cumplimiento de los flujos máximos que deben producirse en las líneas de transmisión.

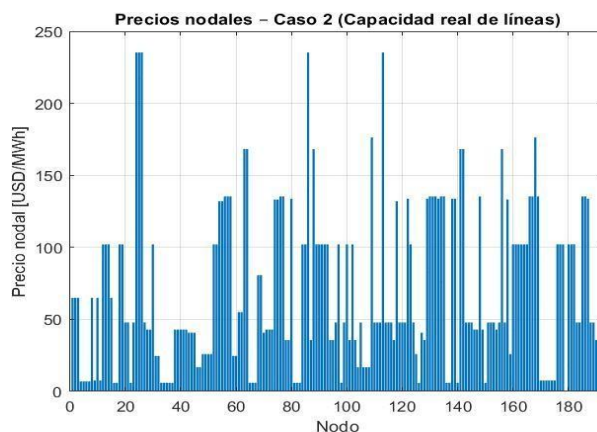


Figura 6. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 2.

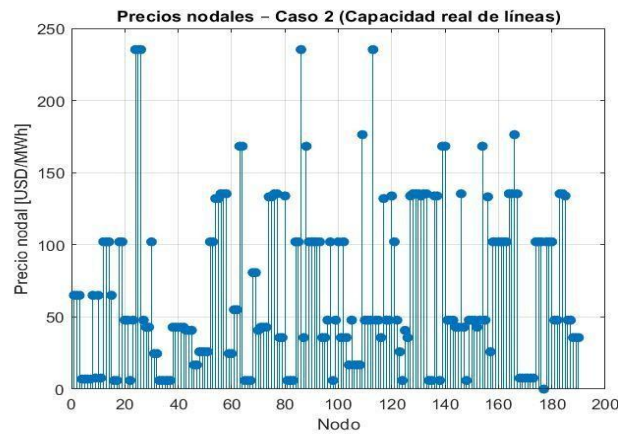


Figura 7. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 2.

Además, en la Fig.8 se puede observar el histograma y la distribución normal para el Caso 2. En donde se muestra una distribución asimétrica, con una cola derecha pronunciada, característica de los sistemas eléctricos con congestión.

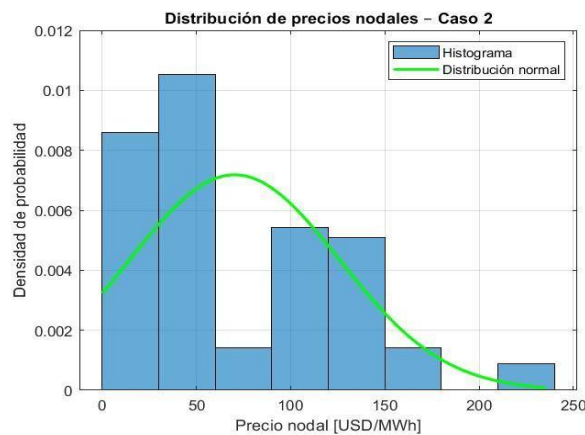


Figura 8. Histograma y Distribución normal del Caso 2.

5.3. Caso 3

En el caso 3 del presente estudio, se plantea la obtención de los precios nodales considerando los flujos reales del sistema e incluyendo las pérdidas, este caso de estudio resulta más complejo de implementar debido a que se deben incluir diferentes parámetros y se debe cambiar de solver para lograr la optimización, minimizando así los costos en las barras.

El parámetro nuevo para considerarse en el presente caso de estudio es la resistencia en por unidad, la cual debe ser correctamente extraída del software DigSilent para cada una de las líneas del sistema.

El procedimiento implementado se encuentra en el estudio, dicho proceso inicia con la obtención de la matriz de incidencia línea-nodo y la matriz Y de transferencia, las cuales serán utilizadas para obtener el factor de distribución.

Para determinar tanto la matriz de incidencia línea-nodo y la matriz Y de transferencia se aplicó un código en el software Python, el cual extrae los datos de un archivo Excel con los datos necesarios para desarrollar el estudio. Posteriormente el código forma la matriz de incidencia considerando las conexiones línea-nodo, definiendo como 1 a la barra del cual sale el flujo, -1 a la barra al cual llega el flujo de potencia y con 0 si no existe conexión. Además, la matriz Y de transferencia se forma mediante la extracción de las reactancias de las líneas i-j que es la diagonal. Una vez obtenida las dos matrices, para la obtención de los factores de distribución se plantea la ecuación (20).

$$H_{i,m} = \gamma * A * (A^T * \gamma * A)^{-1} \quad (20)$$

Para posteriormente aplicando la ecuación (21) obtener los factores de pérdida LF.

$$\frac{dL_m}{dp_{gi}} = 2 \left(\sum_{m \in l} R_m f_m H_{i,m} \right) \quad (21)$$

Los factores de pérdida resultan sencillo determinar el offset, el cual considera las pérdidas reales en AC del caso base las cuales corresponden a 38.1 MW, el código realiza la diferencia entre la potencia generada y demandada, la multiplica por el factor de pérdida obtenido para cada una de las barras. Finalmente realiza la resta del factor de pérdida del sistema menos el producto de la potencia por el LF en cada barra obteniendo así un OFFSET DE 36.73 MW.

Finalmente resulta necesario establecer nuevas condiciones en el código de obtención de los precios nodales las cuales vienen determinadas por las ecuaciones (22) y (23).

$$\sum_{i \in N} LFgi * pgi - \sum_{i \in N} LFdi * di = PL + Offset \quad (22)$$

$$\sum_{i,j \in L} fi,j - \sum_{j,i \in L} fj,i + pgi = di + PL \quad \forall i \in N \quad (23)$$

En el tercer caso de estudio tras realizar la implementación de los factores de pérdida y la implementación del OFFSET se obtienen valores acordes a los precios reales de las barras del SIN, dichos valores se presentan en las figuras (9) y (10).

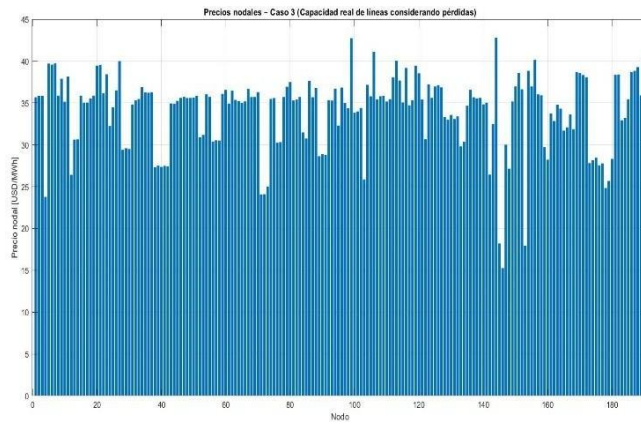


Figura 9. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 3.

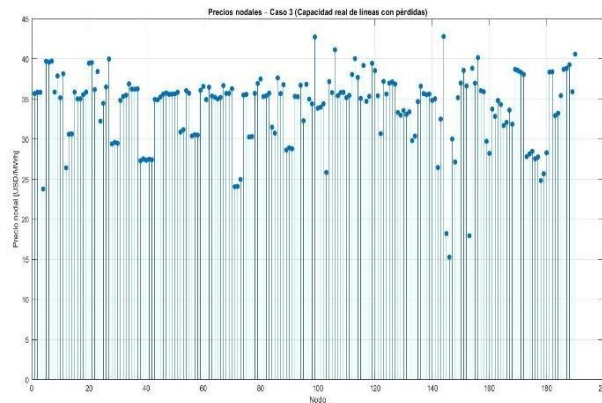


Figura 10. Diagrama correspondiente a los precios obtenidos para cada nodo del SIN en el Caso 3.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que los precios nodales presentan, un rango aproximado entre 15 y 43 USD/MWh, una concentración mayoritaria alrededor de 34-36 USD/MWh. En la Fig.10 se evidencia que, aunque

existe un valor medio dominante, no se presentan precios únicos, lo que confirma la influencia del sistema de transmisión y las pérdidas en la formación de los precios.

Se determina que las barras con precios nodales más altos se asocian principalmente a zonas alejadas de los principales centros de generación hidroeléctrica, y sectores donde la energía debe recorrer largas distancias a través del conductor. En el contexto del SNI dichos precios reflejan el mayor costo de suministrar una unidad más de abastecimiento, ya que atender una demanda adicional en dichos nodos implica un crecimiento tanto en la generación como en las pérdidas del sistema.

Mientras que las barras con precios nodales más bajos corresponden generalmente a áreas cercanas a grandes centrales de generación y sectores con menor impacto marginal de las pérdidas. En estas barras el costo marginal de abastecer una demanda adicional es menor por lo cual se producen precios nodales reducidos.

En la Figura 11 se observa el histograma de precios nodales, el cual muestra una distribución aproximadamente normal, con un máximo de frecuencia alrededor del precio medio del sistema, una dispersión moderada y valores extremos que representan nodos con condiciones particulares de congestión o pérdidas elevadas.

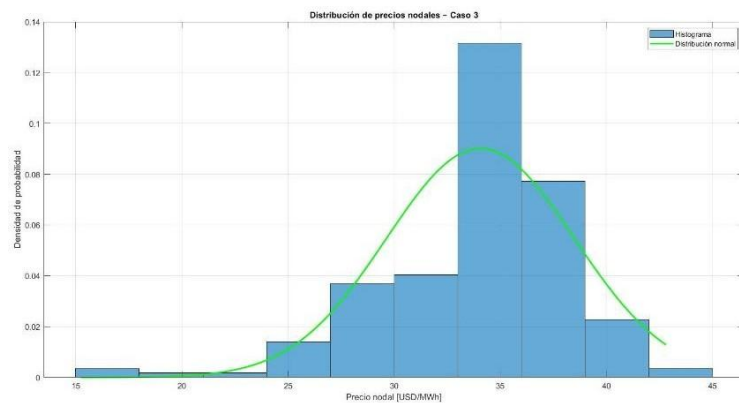


Figura 11. Histograma y Distribución normal del Caso 3.

5.4. Análisis de indicadores estadísticos.

Tabla 5: Indicadores Estadísticos para los casos de estudio.

Indicador	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Media USD/MWh	45.48	70.27	34.06
Mediana USD/MWh	35.70	47.80	35.38
Desviación estándar	45.57	55.55	4.43
Coefficiente de variación	1.002	0.7905	0.13

Con el objetivo de evaluar el impacto de la red de transmisión y las pérdidas en la formación de los precios nodales del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, se analizaron tres escenarios progresivos, para los cuales se evaluaron los precios nodales obtenidos en las 191 barras del sistema, calculándose indicadores estadísticos como la media, mediana, desviación estándar.

El Caso 1, el cual asume una capacidad infinita en las líneas de transmisión, los resultados muestran una media de 45.48 USD/MWh y una mediana de 35.70 USD/MWh, acompañadas de una desviación estándar elevada de 45.57 y un coeficiente de variación cercano a la unidad 1.002. Debido a este comportamiento se determina una alta dispersión relativa de los precios, este caso no representa completamente la realidad del SNI, pero sirve como base para evaluar el impacto progresivo de los flujos reales de las líneas y las pérdidas.

En el Caso 2, se incorporan las capacidades reales de transmisión del SNI, los resultados estadísticos presentan un incremento en los valores promedio, con una media de 70.27 USD/MWh y una mediana de 47.80 USD/MWh, así como una desviación estándar de 55.55 y un coeficiente de variación de 0.7905. Estos valores indican una alta dispersión de precios, asociada a la aparición de congestiones en la red de transmisión.

Finalmente, el Caso 3, representa el escenario más realista, debido a que considera tanto los flujos reales de las líneas como las pérdidas del sistema, en este caso los indicadores estadísticos muestran un comportamiento distinto con una

media de 34.06 USD/MWh, una mediana de 35.38 USD/MWh, una desviación estándar de 4.43 y un coeficiente de variación de 0.13. Estos valores presentan una mayor coherencia. Se determina que la inclusión de pérdidas suaviza las diferencias extremas observadas en los casos anteriormente estudiados, reflejando la forma más equilibrada del comportamiento real del SNI. Por lo cual se determina que el modelo con pérdidas captura adecuadamente el comportamiento real del sistema nacional interconectado, obteniendo precios nodales coherentes y acertados de acuerdo con los valores reales.

6. CONCLUSIONES

Al considerar las líneas de transmisión con capacidad infinita, el sistema eléctrico de potencia se comporta como un mercado perfectamente integrado en el cual no existen restricciones de transporte de energía, por lo cual los precios tienen a homogeneizarse en la mayoría de las barras, en este caso el valor predominante en la mayoría de las barras fue de *35.7 USD/MWh*. Se presenta un escenario ideal teórico, en el cual los generadores más baratos pueden abastecer las demandas existentes en las barras, sin importar los flujos que atraviesen las líneas, pero sin exceder su capacidad de generación. Este escenario se encuentra alejado de la operación real del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, ya que ignora las limitaciones físicas de la red.

La incorporación de las capacidades reales de las líneas de transmisión presentó diferencias significativas, elevando los precios nodales en la mayoría de las barras, demostrando así la existencia de congestión en la red. Por lo cual los precios nodales elevados indican áreas en las cuales no se puede abastecer la demanda con generación más económica debido a las limitaciones de la red, obligando al sistema a utilizar generadores locales de mayor costo, por ende, incrementándose el costo marginal. En base a lo mencionado, se concluye que la transmisión juega un rol clave en la formación de los precios nodales, ya que no solo garantiza la seguridad operativa del sistema, sino que también determina señales económicas para la localización de nueva generación.

La determinación de los precios nodales en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador considerando la capacidad real de las líneas, los flujos de potencia

reales de las mismas y las pérdidas del sistema. Permitieron obtener valores coherentes con el comportamiento físico real del sistema. Debido a que los resultados evidencian la inclusión de pérdidas, rompiendo la uniformidad de los precios, generando diferencias en los valores nodales que se deben al mayor costo marginal de satisfacer una demanda en nodos alejados de los principales centros de generación o con mayores pérdidas marginales. En conclusión el caso 3 demuestra que el sistema de transmisión y las pérdidas juegan un rol importante en la formación de los precios nodales, además se determina que la implementación de modelos matemáticos de optimización aplicando el software libre Python mediante solver como GLPK y IPOPT obtienen valores coherentes , acorde a los valores reales en términos de precios nodales, por lo cual los valores obtenidos proporcionan una base técnica sólida para futuros análisis investigativos debido a la efectividad mostrada por los modelos.

7. REFERENCIAS

- [1] A. Zakariazadeh, R. Ahshan, R. Al Abri, and M. Al-Abri, “Renewable energy integration in sustainable water systems: A review,” *Clean. Eng. Technol.*, vol. 18, p. 100722, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.clet.2024.100722.
- [2] H. Yang, L. Wang, Y. Zhang, H.-M. Tai, Y. Ma, and M. Zhou, “Reliability Evaluation of Power System Considering Time of Use Electricity Pricing,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 1991–2002, May 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879953.
- [3] B. Tamimi and S. Vaez-Zadeh, “An Optimal Pricing Scheme in Electricity Markets Considering Voltage Security Cost,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 451–459, May 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.920180.
- [4] Q. Wang, G. Zhang, J. D. McCalley, T. Zheng, and E. Litvinov, “Risk-Based Locational Marginal Pricing and Congestion Management,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 2518–2528, Sep. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2305303.
- [5] F. Li, “Continuous Locational Marginal Pricing (CLMP),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1638–1646, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907521.
- [6] F. Li and R. Bo, “DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison With ACOPF, and Sensitivity,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1475–1485, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907924.
- [7] H. Yuan, F. Li, Y. Wei, and J. Zhu, “Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 438–448, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2594814.
- [8] Z. Yang et al., “LMP Revisited: A Linear Model for the Loss-Embedded LMP,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 4080–4090, Sep. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2648816.

- [9] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, T. Zheng, Q. Xia, and C. Kang, “A Linearized OPF Model With Reactive Power and Voltage Magnitude: A Pathway to Improve the MW-Only DC OPF,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1734–1745, Mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2718551.
- [10] Rui Bo and Fangxing Li, “Probabilistic LMP Forecasting Considering Load Uncertainty,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1279–1289, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2023268.
- [11] F. Aydin and C. Karatekin, “Strategic Integration of Distributed Generation in a Deregulated Power Market: An Agent-Based Approach,” *IEEE Access*, pp. 1–1, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3512781.
- [12] F. O. S. Saraiva and V. L. Paucar, “Locational Marginal Price Decomposition Using a Fully Distributed Slack Bus Model,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 84913–84933, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3197223.
- [13] T.-P. D. Gabriela, Q.-C. C. Iván, and C.-C. L. Hernán, “Asignación eficiente de unidades de generación en regiones múltiples aplicando optimización multiobjetivo,” *Rev. Científica*, vol. 7, 2024.
- [14] J. S. Ortiz, C. I. Quinatoa, and J. H. Acurio, “A New Model Optimization Convex Using Wirtinger Calculus for Economic Dispatch,” in 2024 8th International Conference on Power Energy Systems and Applications (ICoPESA), Hong Kong, Hong Kong: IEEE, Jun. 2024, pp. 557–566. doi: 10.1109/ICOPESA61191.2024.10743906.
- [15] C. Quinatoa, A. Chasi, V. Puetate, A. Casilimas, L. Camacho, and J. Ortiz, “Optimization Model for Coordinated Multistage Planning of the Generation-Transmission System with Demand Forecasting Using Neural Networks,” in *Proceedings of the 4th International Conference on Electronic Engineering and Renewable Energy Systems—Volume 1*, B. Hajji, A. Gagliano, A. Mellit, A. Rabhi, and M. Cali, Eds., Singapore: Springer Nature Singapore, 2025, pp. 573–581.