

Modelo de mercado eléctrico en el escenario de integración energética regional para América Latina

Electricity market model in the regional energy integration scenario for Latin America

YEFER ANDRÉS PÉREZ RÍOS¹ - AGUSTÍN RAFAEL MARULANDA GUERRA²

1. Magíster en Ingeniería Eléctrica. Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-7303-4287>.

2. Doctor en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla, España. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6739-2641>.

yefer.perez@mail.escuelaing.edu.co - agustin.marulanda@escuelaing.edu.co

Recibido: 15/08/2025 Aceptado: 25/09/2025

Disponible en http://www.escuelaing.edu.co/es/publicaciones_revista
<http://revistas.escuelaing.edu.co/index.php/reci>

Resumen

La integración energética impulsa el desarrollo de modelos de energía transnacionales en el esquema vinculante de agentes de generación y transmisión de energía. Latinoamérica y el Caribe cuenta con reservas de petróleo, gas natural, carbón mineral, potenciales hidroeléctricos y solares —incluido el viento—, pero su capacidad instalada de generación eléctrica es naciente, así como el consumo de electricidad.

La revisión de bibliografía especializada de modelos de integración energética regional y mercados eléctricos regionales existentes permite elaborar el modelo matemático que optimiza el despacho económico programado, maximizando el bienestar social de los agentes que participan.

El escenario para probar el rendimiento del modelo valora dos perspectivas: el despacho económico tradicional y la priorización de energías renovables. Se encuentra que el modelo fija precios de acoplamiento que hacen posibles las transacciones internacionales de electricidad y que el valor del mercado es significativamente mejor, priorizando energías renovables en contraste con el despacho tradicional; por lo tanto, el modelo desarrollado garantiza la integración de Latinoamérica y el Caribe como región, reduce la incertidumbre en el despacho de las fuentes renovables de energía convencionales y no convencionales, y fija el esquema para el intercambio de energía eléctrica de manera sostenible en la región latinoamericana.

Palabras claves: integración energética, energías renovables, nodos, intercambio de energía eléctrica.

Abstract

Energy integration drives the development of transnational energy models within the binding framework of energy generation and transmission agents. Latin America and the Caribbean have reserves of oil, natural gas, coal, hydroelectric and solar potential -including wind-, but their installed electricity generation capacity is nascent, as is electricity consumption.

A review of the specialized literature on regional energy integration models and existing regional electricity markets has made it possible to develop a mathematical model that optimizes scheduled economic dispatch while maximizing the social welfare of the participating agents. The scenario for testing the model's performance evaluates two perspectives: traditional economic dispatch and the prioritization of renewable energies. It finds that the model sets coupling prices that enable international electricity transactions and that the market value is significantly better when prioritizing renewable energies in contrast to traditional dispatch. Therefore, the developed model guarantees the integration of Latin America and the Caribbean as a region, reduces uncertainty in the dispatch of conventional and non-conventional renewable energy sources, and establishes the framework for sustainable electricity exchange in the Latin American region.

Keywords: energy integration, renewable energies, nodes, sustainable electricity exchange.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, el intercambio de energía eléctrica entre los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) (Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia) se rige mediante el marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intra-comunitario de electricidad, establecido mediante la Decisión CAN 816, en la que se establecen los principios del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que determina la metodología para efectuar intercambios de excedentes de energía eléctrica.

La referencia (Sandovalín y Arcos, 2024) tiene como objetivo simular varios escenarios de intercambio de energía del MAERCP mediante la herramienta computacional Python y valorar los precios de liquidación comercial en el despacho económico coordinado (Barroso, Muñoz, Bezerra, Rudnick y Cunha, 2024; Sánchez y Madeleine, 2021; Mehdi, Taghi, Reza, Bashooki, Ameli y Strbac, 2018; Farrokhhabadi, Browell, Wang y Makonin, 2024; Su y Zareipour, 2022), además de sus efectos en el sistema interconectado ecuatoriano. Se concluye, entonces, que para abastecer la demanda interna de energía eléctrica en Ecuador y Perú se deben importar bloques de energía, porque el costo de generación es elevado en comparación con Colombia.

En ese orden de ideas, a este último le favorecen las exportaciones y debe evitar las compras de energía en el exterior, además de generar aproximadamente el doble de energía que Ecuador y a un costo mucho menor. Según Dias y Guimarães (2024), la integración eléctrica o integración de infraestructuras y cadenas de producción de energía en el contexto regional es un tema ampliamente citado en la geopolítica energética, especialmente en la perspectiva latinoamericana; por tal razón, el propósito de esta investigación es analizar la integración eléctrica en el Mercado Común del Sur (Mercosur) y la CAN, con el propósito de conocer por qué la integración regional ha generado resultados insuficientes hasta el momento.

Para esto, se hizo una revisión bibliográfica con el fin de identificar los beneficios y desafíos, y se pudo concluir que existen ventajas por medio de la integración eléctrica y el uso eficiente de los recursos energéticos complementarios (Garnero, Trombetta y Merino, 2024; Acero y Ríos, 2021; Yinya, Xia, Huihong, Yang, Ze y Kejie, 2024; DeLima, Franco, Lezama y Soares, 2022; Simoes, 2024).

Adicionalmente, la diversidad de recursos energéticos en el Mercosur es evidente; por ejemplo, Paraguay, donde la electricidad se soporta en hidroeléctricas y está controlada por el Estado, puede generar energía a bajo costo y satisfacer la demanda interna; a su vez, Brasil y Uruguay, que tienen una alta capacidad de energía, generada a partir del agua, poseen una matriz eléctrica diversificada, con inversiones en fuentes de energía renovables (FER), mientras que Argentina, aunque su matriz energética sea polivalente, está centralizada en termoeléctricas.

Si bien existen exportadores e importadores de energía sujetos a las condiciones climáticas o la demanda interna, las experiencias están marcadas por intercambios energéticos bilaterales, basados en acuerdos específicos. El Mercosur cuenta con interconexiones eléctricas capaces de integrar a todos los países que lo componen, por intermedio del Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur (Focen) (Fernanda y Colombo, 2020).

Por último, la CAN emitió la Resolución 2402 (Gutiérrez, 2024), en la cual se establecen el reglamento operativo y comercial y las funciones y responsabilidades del coordinador regional; no obstante, las operaciones de intercambio de electricidad se siguen efectuando a través del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) y no del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER), como se pretende.

En respuesta a la falta de proyectos de energía solar fotovoltaica en los países del Mercado Eléctrico Regional (MER), se analizó el impacto económico del acoplamiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB) en los proyectos solares fotovoltaicos (PV) instalados en el Sistema Eléctrico Regional (SER) centroamericano; además, se compararon los costos operativos y marginales del sistema para conocer el impacto económico en la operación del SER después de la inclusión de SAEB en proyectos solares PV (Celada y Pozuelos, 2024). Esto se hizo mediante la simulación de la operación del SER con el modelo de optimización programación dinámica dual estocástica en un horizonte de quince años (2023-2038), desde dos escenarios: SAEB acoplado a proyectos solares PV y SAEB sin el acoplamiento, como es en la actualidad.

Los resultados obtenidos muestran un impacto económico positivo por la incorporación de SAEB debido a que el costo operativo total del SER y los costos marginales del sistema se reducen, en comparación

con los valores sin SAEB. Igualmente, la variación de los precios marginales sin SAEB demuestra que esta opción permite una mayor optimización de los recursos disponibles para suministrar la energía demandada (Barroso, Muñoz, Bezerra, Rudnick y Cunha, 2021; Ruiz y Balestro, 2024; Undurraga, Rivera, Cossutta, Garcés, Ayala, García y Wheeler, 2024).

Según lo explican reconocidos investigadores (Silverman, Wendling, Rizal y Samant, 2024), en Estados Unidos crece rápidamente la necesidad por la generación de electricidad renovable, impulsada por el interés de la demanda y el objetivo del país de contener las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, los proyectos de esta envergadura necesitan un mayor plazo desde su diseño hasta la ejecución, porque requieren estudios y actualizaciones que el operador de red debe hacer antes de garantizar una conexión segura y confiable.

Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) es el mayor operador de red del país y está experimentando los retrasos de la generación renovable, porque proyectos que esperan para ser acoplados tienen bajas posibilidades antes del 2030. En el desarrollo de este informe se presentan los resultados de encuestas hechas a los desarrolladores de proyectos en el mercado PJM, para comprender los impactos de los retrasos en el proceso de interconexión, y se ha encontrado que son consecuencia fundamentalmente de una red de transmisión que no está dimensionada para acoger la nueva generación renovable (Yinya, Xia, Huihong, Yang, Ze y Kejie; Newlun, McCalley, Amitava, Jahanbani, Venkatraman y Figueroa, 2021; Michaelis, Hanny, Körner, Strüker y Weibelzahl, 2024), y los participantes necesitan dos o más años antes de alcanzar la operación comercial, incluso después de completar el proceso de interconexión formalmente; además, los permisos específicos del sitio y la aprobación de ubicación expiran luego de un periodo de inactividad que normalmente es menor que la solicitud de acoplamiento a la red.

METODOLOGÍA

El modelo de optimización bienestar social diario (BSD) permite realizar el despacho económico programado asegurando el equilibrio del sistema y priorizando a los generadores más baratos con programación lineal entero mixta (MILP, por su sigla en inglés); sin embargo, no

considera el número de nodos existentes y tampoco es posible calcular los flujos de energía a través del sistema de transmisión (Sánchez y Madeleine, 2018).

La función objetivo ecuación 1 maximiza la diferencia entre el precio ($\pi_{t,j,k}^{D^{original}}$) multiplicado por la cantidad ($q_{t,j,k}^{bid^{original}}$) de la demanda atendida de todos los comercializadores j en el bloque k y el costo ($\pi_{t,i,b}^G$) multiplicado por la cantidad ($q_{t,i,b}^{offer}$) de la oferta despachada de todos los generadores i en el bloque b para todos los periodos t .

$$\max \sum_{t \in T} \left(\sum_{j \in J} \sum_{k \in K} \left(\pi_{t,j,k}^{D^{original}} \cdot q_{t,j,k}^{bid^{original}} \right) - \sum_{i \in I} \sum_{b \in B} \left(\pi_{t,i,b}^G \cdot q_{t,i,b}^{offer} \right) \right) \quad (1)$$

La restricción ecuación 2 limita la máxima compra aceptada para el agente comercializador y la suma de todos los bloques ofertados es la demanda máxima de este ($prurchase_{t,j,k}^{original}$).

$$q_{t,j,k}^{bid^{original}} \leq purchase_{t,j,k}^{original} \quad \forall t \in T, \forall j \in J, \forall k \in K \quad (2)$$

La restricción ecuación 3 limita la máxima venta aceptada para el agente generador y la suma de todos los bloques ofertados es la capacidad máxima de generación de este ($sale_{t,i,b}$).

$$q_{t,i,b}^{offer} \leq sale_{t,i,b} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall b \in B \quad (3)$$

La restricción ecuación 4 garantiza el equilibrio del sistema eléctrico con la igualdad entre la generación y la demanda aceptada; además, crea una variable dual (π_t^M) que almacena el precio marginal del mercado cada vez que la restricción de igualdad existe.

$$\sum_{j \in J} \sum_{k \in K} q_{t,j,k}^{bid^{original}} = \sum_{i \in I} \sum_{b \in B} q_{t,i,b}^{offer} : \pi_t^M \quad \forall t \in T \quad (4)$$

Las restricciones ecuaciones 5 y 6 presentan la demanda total atendida ($q_t^{Bid^T}$) y la generación total despachada ($q_t^{Offer^T}$), respectivamente.

$$q_t^{Bid^T} = \sum_{j \in J} \sum_{k \in K} q_{t,j,k}^{bid^{original}} \quad \forall t \in T \quad (5)$$

$$q_t^{Offer^T} = \sum_{i \in I} \sum_{b \in B} q_{t,i,b}^{offer} \quad \forall t \in T \quad (6)$$

Finalmente, la restricción ecuación 7 garantiza que los valores aceptados para la generación y la demanda sean positivos o iguales que cero.

$$q_{t,j,k}^{bid^{original}}, q_{t,i,b}^{offer} \geq 0 \quad \forall t \in T, \forall j \in J, \forall k \in K, \forall i \in I, \forall b \in B \quad (7)$$

Por lo tanto, se proponen las siguientes modificaciones sobre la función objetivo ecuación 1 y la restricción ecuación 4, expresadas en 8 y 12, respectivamente, y se agrega una nueva restricción ecuación 13.

La función objetivo maximiza el BSD ecuación 8 y está definida como la suma de todos los periodos t , de la diferencia entre la oferta aceptada en el nodo n de la demanda j en el bloque k ($offer_{t,n,j,k}$), multiplicada por la postura en el nodo n de la demanda j en el bloque k ($bid_{t,n,j,k}$) y el suministro aceptado en el nodo n del generador i en el bloque b ($supply_{t,n,i,b}$), multiplicado por el precio en el nodo n del generador i en el bloque b ($price_{t,n,i,b}$).

$$\max \sum_t \sum_n \left(\sum_j \sum_k (offer_{t,n,j,k} \cdot bid_{t,n,j,k}) - \sum_i \sum_b (supply_{t,n,i,b} \cdot price_{t,n,i,b}) \right) \quad (8)$$

Las ofertas aceptadas en el nodo n de la demanda j en el bloque k son limitadas por la compra máxima ($purchase_{t,n,j,k}$) en 9, al igual que los suministros en el nodo n de los generadores i en el bloque b son limitados por la generación máxima ($sale_{t,n,i,b}$) en 10. Adicional-

mente, la ecuación 11 establece que los valores para las ofertas y los suministros aceptados sean positivos.

$$offer_{t,n,j,k} \leq purchase_{t,n,j,k} \quad (9)$$

$$supply_{t,n,i,b} \leq sale_{t,n,i,b} \quad (10)$$

$$offer_{t,n,j,k}, supply_{t,n,i,b} \geq 0 \quad (11)$$

A partir de la revisión del modelo de planeamiento DC presentado (Pérez y Marulanda, 2016), la ecuación 12 define la restricción para el equilibrio del sistema como la igualdad entre la suma total de las ofertas y los suministros y flujos en las líneas de transmisión ($flow_{t,l}$) multiplicados por la matriz de incidencia de nodo línea ($S_{n,l}$), garantizando que la generación sea igual a la demanda; además, se crea una variable dual que permite conocer los precios nodales (*nodalprice*) para el sistema.

$$\sum_j \sum_k offer_{t,n,j,k} = \sum_i \sum_b supply_{t,n,i,b} + \sum_l flow_{t,l} \cdot S_{n,l} : nodalprice_{t,n} \quad (12)$$

La ecuación 13 restringe los flujos a la capacidad máxima de las líneas de transmisión ($maxflow_{t,l}$) en ambos sentidos. Finalmente, las ecuaciones 14 y 15 se definen para presentar la generación y la demanda de cada nodo del sistema en las franjas horarias programadas.

$$flow_{t,l} - flow_{t,l} \leq maxflow_{t,l} \quad (13)$$

$$totaloffer_{t,n} = \sum_j \sum_k offer_{t,n,j,k} \quad (14)$$

$$totalsupply_{t,n} = \sum_i \sum_b supply_{t,n,i,b} \quad (15)$$

En consecuencia, es posible realizar el despacho económico programado con este algoritmo de optimización considerando los nodos existentes en el sistema, los precios nodales de la energía y las restricciones de flujo en la red de transmisión. El mercado debe conocer las restricciones que existen en el sistema de transmisión del que participa, como capacidad de la línea y costo del uso de la red.

En el modelo de optimización, la función objetivo establece el valor total del mercado para el día de programación; ($offer_{t,n,i,k}$) permite conocer las ofertas aceptadas de los agentes generadores en cada nodo n y periodo t ; ($supply_{t,n,i,b}$) permite conocer las ofertas aceptadas de los comercializadores en cada nodo n y periodo t ; ($flow_{t,l}$) muestra los flujos en el sistema de transmisión regional en cada enlace internacional y periodo t ; ($nodalprice_{t,n}$) ilustra los precios nodales que fija el mercado para remunerar las ofertas aceptadas tanto de agentes generadores como comercializadores en cada nodo n y periodo t ; ($totaloffer_{t,n}$) y ($totalsupply_{t,n}$) registran los valores de demanda y generación, respectivamente, en cada nodo n del sistema durante los periodos t .

CASO DE ESTUDIO Y RESULTADOS

A continuación se presenta el escenario para valorar el rendimiento del modelo desarrollado, en el que se consideran los países participantes de la CAN, incluyendo a Chile. Inicialmente, se modela un sistema de transmisión regional de alta tensión en 230 kV que abarca los países mencionados, y se hace uso de las interconexiones nacionales que existen en la actualidad, corredores de línea continua entre Colombia, Ecuador, Perú y Chile (figura 1), además de las que se encuentran en el planeamiento de transmisión nacional de cada uno, corredor de línea seccionada entre Bolivia y Perú (figura 1), para que sea posible implementar el mercado eléctrico regional.

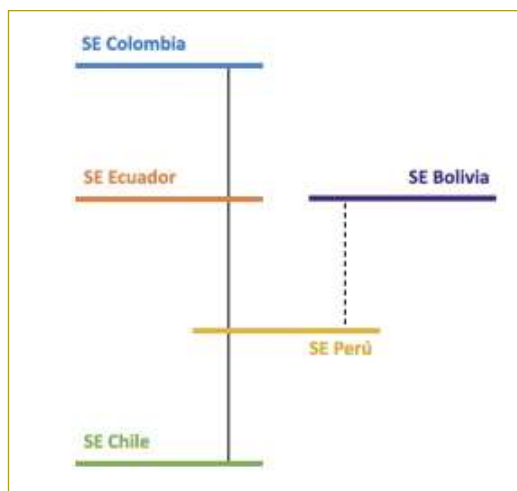


Figura 1. Esquema unifilar de Latinoamérica y el Caribe

Fuente: Elaboración propia (2025).

Así mismo, se proponen tres agentes generadores y cinco comercializadores, que presentan sus respectivas curvas de oferta y demanda en todos los nodos del sistema, con precios nodales que se acercan a los reales consultados en Global Petrol Price (2024). La demanda local de cada país se considera atendida en su totalidad y solamente colaboran en el mercado eléctrico regional los agentes con excedentes de energía y que no se encuentren obligados a participar en sus respectivos mercados locales o tienen restricciones, como contratos de energía en firme.

Adicionalmente, según la curva de la demanda promedio de los países del caso de estudio (figura 2), se restringe la cantidad de energía despachada por el mercado eléctrico a un tercio del valor de la demanda diaria de cada nación.

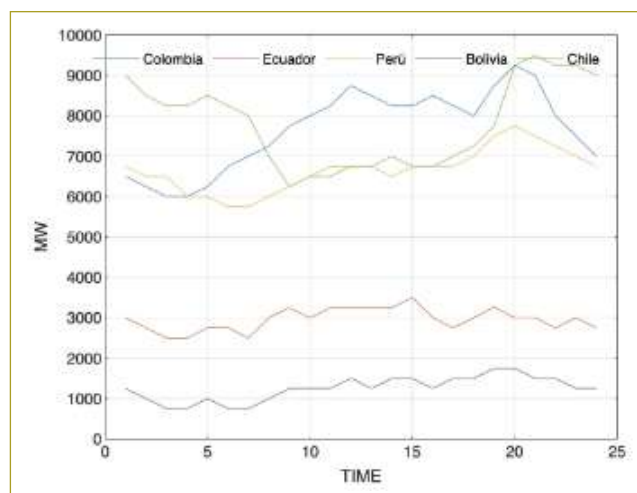


Figura 2. Curva de demanda de países latinoamericanos

Fuente: Elaboración propia (2025).

Se analizarán dos escenarios de estudio: uno sin la priorización de las fuentes renovables de energía no convencional, lo que implica que no existen beneficios o incentivos que permiten a estos generadores ser despachados en primera instancia, y otro con la priorización de estos para conocer cuál es su impacto en el despacho económico tradicional (figura 3).

Las características propias de los nodos del sistema eléctrico regional propuesto se ilustran en la tabla siguiente (tabla 1), en la que se evidencia que Chile es el único país con una frecuencia diferente de la de los demás, lo cual se pudo inferir de los requisitos técnicos para el acoplamiento por medio de los enlaces internacionales del mercado eléctrico regional.

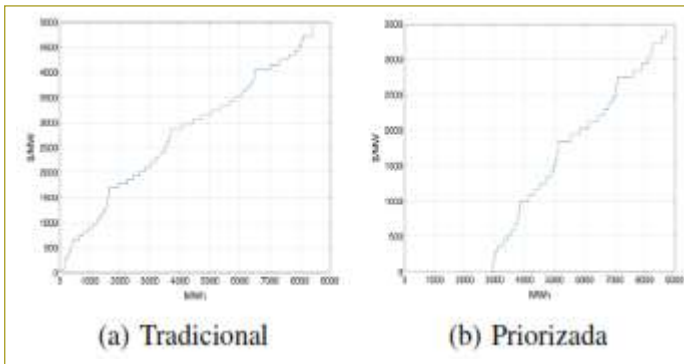


Figura 3. Curva agregada de oferta y demanda

Fuente: Elaboración propia (2025).

La capacidad de los enlaces internacionales candidatos se ilustra más adelante (tabla 2). En este modelo no se consideran los precios por congestión en la red o peajes internacionales, pero este valor se puede estimar por la cantidad de energía que transita por el corredor internacional con un porcentaje de penalidad.

Tabla 1
Nodos del mercado eléctrico regional

Nodo	Frecuencia Hz	Tensión kV	Precio de bolsa USD/MWh
Colombia	60	230	205
Ecuador	60	230	95
Perú	60	230	175
Bolivia	60	230	110
Chile	50	230	175

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 2
Sistema eléctrico de transmisión regional

Línea	Capacidad MW	Longitud km	Tensión kV
Colombia-Ecuador [22]	460	210	230
Ecuador-Perú [23]	680	250	230
Perú-Bolivia [24]	200	70	230
Perú-Chile [25]	120	60	230

Fuente: Elaboración propia (2025).

La simulación del despacho económico se desarrolla a través del *software* de optimización GAMS® y el *solver mixed integer programming* (MIP); los resultados se presentan en Matlab®.

Despacho económico tradicional

En condiciones normales, en este despacho los agentes generadores presentan sus ofertas al mercado, al igual que los comercializadores sin beneficios o que sean priorizados por ser fuentes renovables (figura 3a).

Así se podrán conocer cuáles serán las ofertas aceptadas por el mercado que permitan garantizar la maximización del DSW, velar por la estabilidad del sistema eléctrico y no sobrepasar los límites de transporte de energía del sistema de transmisión regional, además de conocer los precios nodales del sistema, considerados como precios de acoplamiento del mercado eléctrico.

Cómo priorizar energías renovables

Adicionalmente, se realiza un nuevo despacho económico, tomando en cuenta las ofertas de los agentes generadores renovables (1), con costo marginal de generación igual a cero, para que se despachen en primera instancia (figura 3b) y así poder priorizar el uso de las fuentes renovables en el sistema, garantizando los mismos principios del despacho tradicional.

Resultados

A renglón seguido se muestran los resultados obtenidos para las ofertas y posturas aceptadas, sin priorizar las fuentes renovables. Se puede observar el equilibrio del mercado eléctrico regional porque tanto la gráfica de generación como la de demanda son iguales si se superponen (figura 4).

Además, esto permite identificar la cantidad de energía despachada y atendida en cada nodo del siste-

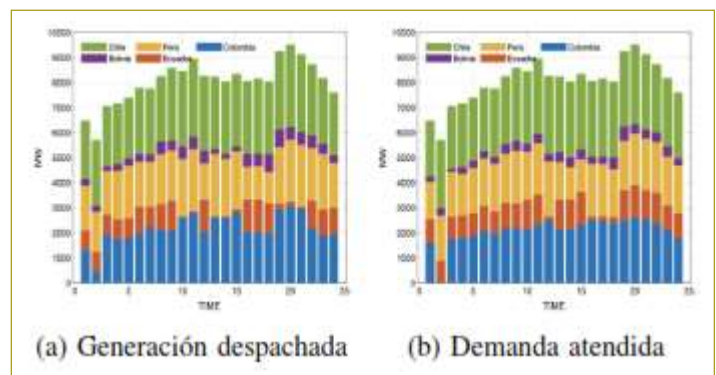


Figura 4. Despacho económico tradicional

Fuente: Elaboración propia (2025).

ma eléctrico regional, diferenciada en colores, como se planteó en la figura 1. Igualmente, se puede observar que la forma de la gráfica obedece a una curva de demanda tradicional para los países de Latinoamérica y el Caribe, con valores superiores en el horario de la mañana y sobre el cierre de la tarde, que son los horarios de mayor demanda residencial normalmente.

Así mismo, las ofertas y posturas aceptadas priorizando las fuentes renovables se ilustran en las mismas condiciones en la figura siguiente (figura 5). Sin embargo, acá es posible notar una participación mayor de la generación que corresponde a Ecuador (color naranja) y que al mismo tiempo desplaza ofertas de los otros nodos, evitando que sean aceptadas porque la demanda aceptada se mantiene casi igual para ambos escenarios.

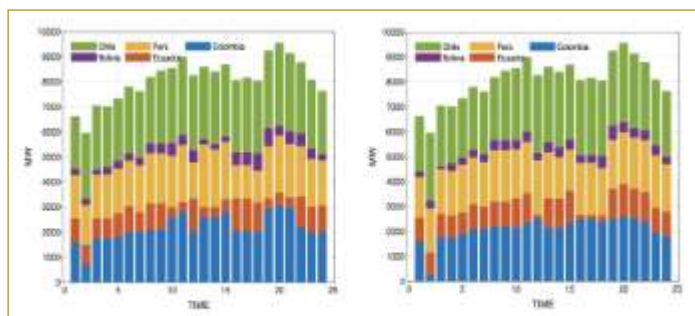


Figura 5. Cómo priorizar energías renovables

Fuente: Elaboración propia (2025).

A renglón seguido, se ilustran los precios de acoplamiento calculados para ambos escenarios durante todas las franjas horarias programadas y para cada uno de los nodos del sistema eléctrico regional. Es posible observar cuatro niveles de precios, que señalan los valores reales de la tabla 1 porque el precio promedio del mercado eléctrico de Perú y Chile es similar (figura 6).

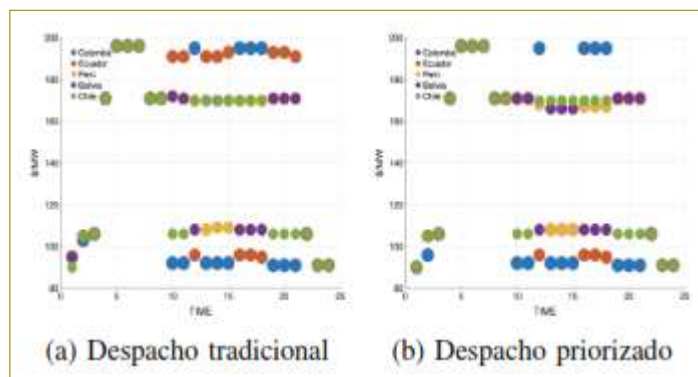


Figura 6. Precios nodales de acoplamiento

Fuente: Elaboración propia (2025).

En las franjas del día, por ejemplo, desde las tres hasta las nueve y desde las veintidós hasta las veinticuatro en el despacho tradicional (figura 6a), el precio nodal de acoplamiento es el mismo para todos los nodos del sistema, en comparación con otra que es dispar y se acerca al precio nodal real. Así, el mercado fija precios diferentes si se comparan los valores encontrados en las demás franjas y sucede de manera similar en el despacho priorizado (figura 6b).

En horas de baja demanda, el mercado eléctrico fija precios nodales bajos en comparación con las franjas horarias con mayor demanda, donde el precio que cierra o margina el mercado eléctrico es cercano a los más altos presentados por los agentes generadores y comercializadores; además, se puede observar que aunque el sistema eléctrico regional tiene cinco nodos con diferentes precios de oferta en momentos del día, el precio nodal de acoplamiento es igual para todos, si se lo compara con otras franjas horarias donde cambia y son dispares entre ellos. Finalmente, el modelo desarrollado establece precios nodales de acoplamiento que hacen posibles las transacciones internacionales de electricidad.

Adicionalmente, en la figura siguiente (figura 7) es posible observar que el modelo permite calcular los flujos de energía del sistema de transmisión regional que garantizan la estabilidad del mercado eléctrico, sin sobrepasar la capacidad máxima de los enlaces internacionales en ambos escenarios. Los valores negativos hacen referencia a flujos que regresan desde el nodo de destino hacia el origen.

Los flujos no conservan un comportamiento uniforme y lineal; por el contrario, varían en cada franja de programación durante el día porque el mercado eléctrico acepta o rechaza las ofertas que favorecen el

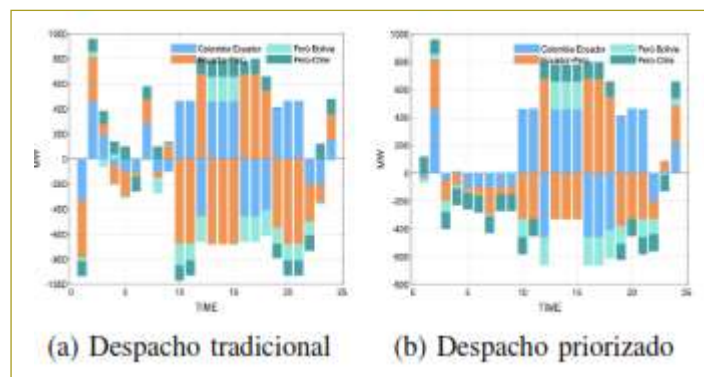


Figura 7. Flujos de enlaces internacionales

Fuente: Elaboración propia (2025).

BSD y, al mismo tiempo, considera las restricciones presentes en la red de transmisión regional; además, se espera que este sea de uso exclusivo para el mercado eléctrico regional.

El modelo de mercado eléctrico regional desarrollado permite promover el uso de las FER no convencionales y, a su vez, contribuir a la integración de Latinoamérica y el Caribe como región.

Este modelo permite incentivar la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica y sirve como referencia de mercado según el escenario de integración energética, en el que es posible identificar las características del mercado, la participación en bloques y remuneración hacia los agentes generadores y comercializadores, sin considerar la retribución económica que requiere el sistema de transmisión de energía o peajes internacionales.

Los escenarios presentados y valorados, despacho económico tradicional y priorizando energías renovables, se ilustran en la tabla siguiente (tabla 3), en la que se observa cómo la maximización del BSD es considerablemente mayor si las fuentes renovables son despachadas por el mercado en primera instancia.

Tabla 3
Valores del mercado

Solver	Daily Social Welfare		
	Time	Tradicional	Priorizado
Soplex	60 ms	2.298.982	12.590.732
Cplex	40 ms	2.298.982	12.590.732
Highs	20 ms	2.298.982	12.590.732

Dollars

Fuente: Elaboración propia (2025).

CONCLUSIONES

El modelo desarrollado, permite realizar el despacho económico programado a través del mercado eléctrico regional para Latinoamérica y el Caribe, que considera los enlaces internacionales existentes y futuros del plan de expansión en los países seleccionados de la región de estudio.

El despacho priorizado de las FER no convencionales promueve la cobertura de más usuarios residenciales o industriales, y reduce los GEI señalando hacia una matriz de generación limpia y verde; además, aumenta el BSD de la región.

Este modelo de mercado favorece el uso de los potenciales solares de irradiancia y viento, aparte del recurso hidroeléctrico, con los que cuenta Latinoamérica y el Caribe en la actualidad, puesto que se reduce la incertidumbre de programación para las unidades de generación a base de las FER que participan en el modelo de mercado eléctrico regional elaborado, que puede contener grandes cantidades de ofertas y posturas durante cualquier periodo del día, algo que contrasta con la intermitencia de las FER en la actualidad.

Normalmente, los SAEB se consideran como alternativa para incluir a las FER en los mercados eléctricos; no obstante, esta solución hace que aumente el precio de la electricidad ofertado, socavando su posición aventajada en el sistema.

Además, este modelo fija precios nodales, con los cuales se remunera tanto a los agentes generadores como a los comercializadores participantes en el mercado. Dichos precios toman valores que se acercan a los reales, pero en periodos de alta demanda pueden ser dispares entre ellos; es más, el mismo mercado puede fijar un precio nodal para toda la región, en cualquier franja horaria del día.

Solamente dos de los cinco países seleccionados tienen el precio de bolsa similar; también es posible conocer los flujos en los enlaces internacionales durante todos los periodos de programación.

El modelo, a partir de una mejora que se le hizo, puede establecer la cantidad de energía que transita por los enlaces eléctricos, sin sobrepasar su capacidad nominal.

Latinoamérica y el Caribe ha encaminado sus iniciativas políticas hacia la integración regional, sin obtener resultados significativos; no obstante, con la implementación de este modelo de mercado eléctrico regional es posible apoyar y fortalecer su integración como región, y más específicamente en materia de energía.

Si bien las FER no convencionales presentan intermitencia y no garantizan un suministro constante, son favorecidas en el marco de la integración regional puesto que la generación solar que existe en Chile, una de las regiones más apartadas de Latinoamérica y el Caribe, se puede aprovechar en Colombia, que se encuentra en la otra costa del continente.

Por último, los agentes generadores pueden ofertar sus excedentes de energía en el modelo de mercado eléctrico regional desarrollado y así alcanzar con regularidad su capacidad nominal de generación.

Por otra parte, los comercializadores se pueden ver favorecidos con los precios fijados por el mercado, ya que pueden hacerse con bloques de energía más económicos que los de su propia región o país. Es posible conocer el rendimiento de este modelo en toda la región de Latinoamérica y el Caribe, considerando todos los países de la región.

El trabajo desarrollado solamente abarca parte de la región, pero se esperaría que el desarrollo para Latinoamérica y el Caribe en su totalidad mostrara ventajas significativas y estableciera un horizonte de expansión concreto para la región, además de comparar los resultados obtenidos del modelo desarrollado, en contraste con los mercados eléctricos regionales existentes —como el MER— e incluso ver el rendimiento de mercados bilaterales, como Colombia-Ecuador, en mercados regionales.

Igualmente, se puede considerar la demanda local de cada país para verificar el comportamiento del modelo matemático desarrollado.

Sobre el modelo de optimización elaborado, es posible desarrollar una actualización que permita calcular la remuneración para el uso de los enlaces internacionales, por medio de la modificación de la restricción ecuación 8.

Por esto se requiere agregar la resta de la multiplicación entre la cantidad de energía que transita a través del enlace en MWh y el precio del peaje por el uso de la red de transmisión en \$/MWh, verificando la necesidad de restricciones adicionales.

Se sugiere presentar los valores en bloque, para los peajes internacionales, al igual que considerar el acoplamiento de sistemas de transmisión eléctrica con diferentes niveles de frecuencia, para que, en la práctica, la integración regional de Latinoamérica y el Caribe sea posible.

REFERENCIAS

- Acero, F., y Ríos, M. (2021). Planning a HVDC South American Pacific Electric Interconnection Based on MTDC. *IEEE Latin America Transactions*, 19, 1357-1365. DOI 10.1109/TLA.2021.9475866.
- Barroso, L., Muñoz, F., Bezerra, B., Rudnick, H., y Cunha, G. (2021). Zero-Marginal-Cost Electricity Market Designs: Lessons Learned from Hydro Systems in Latin America Might Be Applicable for Decarbonization. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19, 64-73. doi: 10.1109/MPE.2020.3033398. (Journal)
- Celada, C., y Pozuelos, J. (2024). *Estimación del impacto económico en la operación del sistema eléctrico regional debido a la integración de baterías en proyectos de generación solar* [tesis de maestría, Universidad de San Carlos de Guatemala].
- DeLima, T., Franco, J., Lezama, F., y Soares, J. (2022). A Specialized Long-Term Distribution System Expansion Planning Method with the Integration of Distributed Energy Resources. *IEEE Access*, 10, 19133-19148, 2022. DOI 10.1109/ACCESS.2022.3146799.
- Dias, J., y Guimarães, K. (2024). *Integração elétrica Latino-americana: uma análise comparativa entre a experiência dos blocos Comunidade Andina e o Mercosul*. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Socioeconomico, Relações Internacionais.
- Farrokhhabadi, M., Browell, J., Wang, Y., Makonin, S., Su, W., y Zareipour, H. (2022). Day-Ahead Electricity Demand Forecasting Competition: Post-Covid Paradigm. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 9, 185-191, 2022. DOI 10.1109/OAJPE.2022.3161101.
- Fernanda, M., y Colombo, A. (2020). *Reglamento del Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur*. Secretaría del Mercosur.
- Garnero, P., Trombetta, M., y Merino, M. (2024). *América Latina en conexión: apoyo récord a la integración*. Banco Interamericano de Desarrollo-Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe (Intal) (Technical report).
- Global Petrol Price (2024). *Electricity Price Around the World* (online). <https://www.globalpetrolprices.com> (URL).
- Guamán, W., Pesántez, G., Torres, M., Falcones, S., y Urquiza, J. (2023). Optimal Dynamic Reactive Power Compensation in Power Systems: Case Study of Ecuador-Perú Interconnection. *Electric Power Systems Research*, 218. DOI 10.1016/j.epsr.2023.109191.
- Gutiérrez, G. (2024). *Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena*, N° 5482. Secretaría General de la Comunidad Andina.
- Jara, F., Luyo, J., y Meza, J. (2021). Expansión a largo plazo de la capacidad de generación: caso del mercado acoplado Perú-Chile. *Revista ECIPerú*, 18. DOI 10.33017/RevECIPeru2021.0011/. (Journal)
- López, G., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Odai, T., Ghorbani, N., Caldera, U., Prada, A., Kissel, J., y Breyer, C. (2021). Pathway to a Fully Sustainable Energy System for Bolivia Across Power, Heat, and Transport Sectors by 2050. *Journal of Cleaner Production*, 293. DOI 10.1016/j.jclepro.2021.126195.
- Mehdi, M., Taghi, M., Reza, M., Bashooki, E., Ameli, H., y Strbac, G. (2024). Day-Ahead Coordination for Flexibility Enhancement in Hydrogen-Based Energy Hubs in Presence of EVs, Storages, and Integrated Demand Response. *IEEE Access*, 12, 58395-58405. DOI 10.1109/ACCESS.2024.3391417.
- Michaelis, A., Hanny, L., Körner, M., Strüker, J., y Weibelzahl, M. (2024). Consumer-centric Electricity Markets: Six Design Principles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 191. DOI 10.1016/j.rser.2023.113817.
- Newlun, C., McCalley, J., Amitava, R., Jahanbani, A., Venkatraman, A., y Figueroa, A. (2021). *Adaptive Expansion Planning Framework for MISO Transmission Planning Process*. IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC). DOI 10.1109/KPEC51835.2021.9446221. (Journal)
- Pérez, Y., y Marulanda, G. (2016). *Impacto de un programa de respuesta de la demanda en los costos de la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica* [bachelor tesis, Universidad de La Salle].

- Quintero, F., Viana, P., Giraldo, D., Arboleda, B., Villegas, D., y Sánchez, M. (2020). *Hardware in the Loop Design and Testing of a PMU-Based Special Protection Scheme: Case Study of Colombia-Ecuador Interconnection*. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA). DOI 10.1109/TDLA47668.2020.9326098.
- Ruiz, C., y Balestro, M. (2024). *The Conundrums of the Green Transition in Latin America*. Preprints. DOI 10.20944/preprints202406.1238.v1.
- Sánchez, A., y Madeleine, G. (2018). *Maximal Daily Social Welfare Through Demand Side Management in the Day-Ahead Electricity Market*. IEEE International Conference on the European Energy Market (EEM). DOI 10.1109/EEM.2018.8469920.
- Sandovalin, K., y Arcos, H. (2024). *Simulador del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP). Despacho coordinado del MAERCP y determinación de precios para liquidación comercial* [bachelor thesis, Escuela Politécnica Nacional].
- Silverman, A., Wendling, Z., Rizal, K., y Samant, D. (2024). *Outlook for Pending Generation in the PJM Interconnection Queue*. Center on Global Energy Policy at Columbia School the International and Public Affairs (SIPA).
- Simoes, T. (2024). Mercosur: Challenges and Opportunities in the Regional and Global Order. *Political Science and Public Administration*, 15, 55-78.
- Undurraga, J., Rivera, M., Cossutta, P., Garcés, A., Ayala, M., García, L., y Wheeler, P. (2024). Electricity Generation under the Climate Change Situation in Latin America: Trends and Challenges. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 14, 535-545. DOI 10.32479/ijeeep.15226.
- Yinya, Z., Xia, Z., Huihong, Y., Yang, Y., Ze, Y., y Kejie, Z. (2024). Key Market Mechanisms for Cross-Regional Tradings in the Electricity Market: Insights from Theory and Real-World Implementations. *IEEE Access*, 12, 97309-97331. DOI 10.1109/ACCESS.2024.3428310.