

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



**EVALUACIÓN Y PROPUESTA DE MEJORA AL
PROCESO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
ENTRE PERÚ Y ECUADOR**

Tesis para obtener el grado académico de Magíster en Regulación de
los Servicio Públicos que presenta:

ERICK NOÉ SOTA CELMI

Asesor:

RAÚL LIZARDO GARCÍA CARPIO

Lima, 2022

Informe de Similitud

Yo, Raúl Lizardo García Carpio, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis de investigación titulada “Evaluación y Propuesta de Mejora al Proceso de Interconexión Eléctrica entre Perú y Ecuador”, de Erick Noé Sota Celmi, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 16%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 9 de noviembre de 2022.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha: 14 de diciembre de 2022

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora:

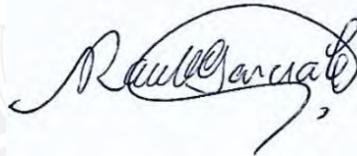
García Carpio, Raúl Lizardo

DNI: 09951306

ORCID:

0000-0001-9100-8056

Firma:





DEDICATORIA

A mi madre y mi padre por guiarme con el ejemplo.

A mi esposa que, con su paciencia y cariño, me impulsó a lograr mis metas.



AGRADECIMIENTOS

A todos los profesionales que me apoyaron de alguna manera en mi investigación, pero sobre todo al Eco. Raúl García Carpio por sus consejos y disposición.

RESUMEN

En la actualidad existe solo una línea de interconexión en el nivel de 220 kV con el vecino país de Ecuador, por donde se han efectuado intercambios de electricidad con Perú en situaciones especiales. Tanto Perú como Ecuador, al formar parte de la Comunidad Andina de Naciones, han logrado afianzar la interconexión eléctrica en base a los Acuerdos Bilaterales, por ello la investigación procura diagnosticar el grado de integración entre estos países y poder comprender hacia donde deberíamos apuntar de manera individual o conjunta, para lograr una integración regional y así volver más eficiente la producción energética que en años anteriores se ha visto afectada por la falta de inversión en sus mercados.

En las reuniones ministeriales que se llevan a cabo a partir del Acuerdo de Cartagena, los países miembros han propuesto incluir en la planificación de cada sistema los proyectos que propicie la integración eléctrica, con la finalidad de asegurar en calidad y confiabilidad el suministro eléctrico. En ese sentido, Proinversión en el corto plazo licitará el proyecto de interconexión con Ecuador en el nivel de 500 kV, el cual incrementaría los intercambios internacionales de electricidad.

En esta investigación se realizan simulaciones de un sistema eléctrico binodal utilizando el modelado algebraico del software General Algebraic Modeling System (GAMS por sus siglas en inglés) para poder determinar el nivel óptimo de transmisión el cual, al considerar los costos asociados a la transmisión en la función objetivo, interioriza y compara dichos costos con los ahorros que se obtendrían por importar/exportar energía desde otro sistema. Estas simulaciones se basan en las máximas demandas y en la función de costos marginales de cada sistema, así como en una explicación sobre el nivel de integración en la cual se encuentra Perú y Ecuador. En base a ello se evalúan los proyectos actuales y su regulación y se realizan algunas propuestas de mejora para que sean analizadas por el Estado.

Palabras claves: Capacidad óptima, Integración eléctrica, economía de la transmisión.

ABSTRACT

Currently there is only one interconnection line at the 220 kV level with the neighbouring country of Ecuador, through which electricity exchanges with Peru have been due in special situations. Both Peru and Ecuador, being part of the Andean Community of Nations, have managed to strengthen the electrical interconnection based on Bilateral Agreements, for this reason the investigation will seek to detect the degree of integration between these countries and be able to understand where we should aim individually or jointly, to achieve regional integration and thus make energy production more efficient, which in previous years has been affected by the lack of investment in its markets.

In the ministerial meetings that are held from the Cartagena Agreement, the member countries have proposed to include in the planning of each system the projects that promote electrical integration, to ensure the quality and reliability of the electrical supply. In this sense, in the short term, Proinversión will put out to tender the interconnection project with Ecuador at the 500 kV level, which would increase international electricity exchanges.

In this research, simulations of a binodal electrical system are carried out using the algebraic modelling of the General Algebraic Modelling System (GAMS) software to determine the optimal level of transmission which, when considering the costs associated with transmission in the objective function, internalizes and compares these costs with the savings that would be obtained by importing/exporting energy from another system. These simulations are based on the maximum demands and the marginal cost function of each system, as well as an explanation of the level of integration in which Peru and Ecuador find themselves.

Keywords: Optimal capacity, electrical integration, transmission economics.

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE GRÁFICAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	3
2. JUSTIFICACIÓN.....	4
3. OBJETIVO GENERAL.....	4
3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
4. HIPÓTESIS.....	4
4.1. HIPÓTESIS GENERAL.....	4
4.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICA.....	5
CAPÍTULO II	6
1. FUNDAMENTOS DE LA TRANSMISIÓN	6
1.1. LÍMITE FÍSICO DE LA TRANSMISIÓN.....	6
1.2. CAPACIDAD ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN.....	7
1.3. REGULACIÓN Y PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	11
1.4. FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN	12
1.5. RENTAS DE CONGESTIÓN.....	13
2. MÉTODOS DE RENUMERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.....	14
2.1. MÉTODO DE ESTAMPILLA O “POSTAGE STAMP”	15
2.2. MÉTODO DE BENEFICIARIOS.....	15
2.3. MÉTODO DE PARTICIPACIONES MEDIAS.....	16
CAPÍTULO III	17
1. ASPECTOS NORMATIVOS DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES.....	17
1.1. DECISIÓN CAN N° 536.....	17
1.2. DECISIÓN CAN N° 720.....	18
1.3. DECISIÓN CAN N° 757.....	18

1.4.	DECISIÓN CAN N° 789.....	19
1.5.	DECISIÓN CAN N° 816.....	19
2.	MERCADO ELÉCTRICO DE PERÚ	20
2.1.	ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.....	20
2.2.	TIPOS DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ	21
2.2.1.	CONDICIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	22
2.2.2.	CONDICIONES DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN.....	24
2.3.	PLAN DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ.....	27
2.3.1.	PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN 2011 - 2020.....	28
2.3.2.	PLAN DE TRANSMISIÓN 2013 - 2022.....	28
2.3.3.	PLAN DE TRANSMISIÓN 2015 - 2024.....	29
2.3.4.	PLAN DE TRANSMISIÓN 2017 - 2026.....	29
2.3.5.	PLAN DE TRANSMISIÓN 2019 - 2028.....	30
2.3.6.	PLAN DE TRANSMISIÓN 2021 - 2030.....	30
2.3.7.	PLAN DE TRANSMISIÓN 2023 – 2032.....	32
3.	MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR	32
3.1.	EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	32
3.2.	ASPECTOS NORMATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR Y COLOMBIA	35
3.3.	INTEGRACIÓN REGIONAL PERÚ-ECUADOR.....	37
4.	FORMACIÓN DE PRECIOS DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD.....	40
4.1.	INTEGRACIÓN ENERGÉTICA NORD POOL.....	41
4.2.	INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SIEPAC	41
4.3.	INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EUROPEA	43
5.	ASIGNACIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN EN MERCADOS INTERNACIONALES	44
5.1.	Comunidad CAN.....	44
5.2.	Mercado Nord Pool.....	45
5.3.	Mercado SIEPAC	45
5.4.	Mercado Ibérico España-Portugal	45
CAPÍTULO IV		47
METODOLOGÍA		47
1.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA	47
1.1.	INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PERÚ	47
1.2.	INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR.....	48
2.	PARÁMETROS DE ENTRADA	49

2.1.	GENERACIÓN Y DEMANDA.....	49
2.2.	COSTOS DE TRANSMISIÓN	50
2.3.	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA TRANSMISIÓN.....	50
2.4.	FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LA OPTIMIZACIÓN	52
3.	RESULTADOS DEL ESCENARIO 1	52
3.1.	CAPACIDAD ÓPTIMA	52
3.2.	COSTO-BENEFICIO DE GENERACIÓN.....	53
3.3.	COSTO-BENEFICIO DE LA TRANSMISIÓN.....	54
3.4.	MÉTODO DE BENEFICIARIOS.....	55
4.	RESULTADOS DEL ESCENARIO 2	56
4.1.	CAPACIDAD ÓPTIMA FIJA	56
4.2.	COSTO-BENEFICIO DE LA GENERACIÓN.....	57
4.3.	COSTO-BENEFICIO DE LA TRANSMISIÓN.....	58
5.	CRITERIOS PARA REPARTIR LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN.....	59
5.1.	MÉTODO DE BENEFICIARIOS – PROPUESTA 1.....	60
5.2.	MÉTODO DE BENEFICIARIOS – PROPUESTA 2.....	61
CAPÍTULO V		63
1.	CONCLUSIONES.....	63
2.	RECOMENDACIONES.....	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		67
ANEXO I	71
ANEXO II	73
ANEXO III	75
ANEXO IV	82
ANEXO V	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Tipos de sistemas de transmisión en el Perú	21
Tabla 2.	Alternativas de interconexión factibles.....	30
Tabla 3.	Producción de energía, Máxima Demanda y Costo Marginal - 2021	47
Tabla 4.	Producción de energía, Máxima Demanda y Costo Marginal. Año 2021	48
Tabla 5.	Estacionalidad y Máxima demanda de Perú y Ecuador. Año 2021	49
Tabla 6.	Capacidad óptima de transmisión entre Perú y Ecuador. Escenario 1	53
Tabla 7.	Costo Beneficio de Producción Aislado e Interconectado / Escenario 1	54
Tabla 8.	Beneficio de los Agentes y Renta Congestión / Escenario 1	55
Tabla 9.	Capacidad óptima de transmisión entre Perú y Ecuador. Escenario 2	57
Tabla 10.	Costo Beneficio de Producción Aislado e Interconectado / Escenario 2.....	58
Tabla 11.	Beneficio de los Agentes / Escenario 2	59
Tabla 12.	Beneficios de los Agentes y Renta de congestión – Propuesta 1	60
Tabla 13.	Beneficio de los Agentes y Renta de congestión – Propuesta 2.....	61
Tabla 14.	Costo de Transmisión del SPT y SGT	73
Tabla 15.	Capacidad instalada en Ecuador - 2021.....	84
Tabla 16.	Potencia efectiva en Perú por tipo de generación - 2021	84

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfico 1.	Ejemplo binodal con restricción de transmisión	8
Gráfico 2.	Comparación de costos marginales entre zonas	9
Gráfico 3.	Capacidad de transmisión óptima	11
Gráfico 4.	Precio de equilibrio entre mercados interconectados	14
Gráfico 5.	Liquidación Anual en el SGT.....	26
Gráfico 6.	Esquema de interconexión Ecuador - Perú en 500 kV	31
Gráfico 7.	Instituciones participantes del Sector Eléctrico de Ecuador	33
Gráfico 8.	Participación en la producción por tipo de consumo, año 2021	35
Gráfico 9.	TIE entre Colombia y Ecuador en GWh, año 2021	36
Gráfico 10.	Evolución de los intercambios internacionales de electricidad Perú - Ecuador.....	37
Gráfico 11.	Evolución de la integración energética entre mercados eléctricos.....	38
Gráfico 12.	Despacho de centrales hidroeléctricas de Perú y Ecuador, en GWh	39
Gráfico 13.	Situación actual de la interconexión SIEPAC	42
Gráfico 14.	Rentas generadas en la interconexión.....	51
Gráfico 15.	Capacidad óptima de transmisión / Escenario 1.....	54
Gráfico 16.	Rentas de los agentes con capacidad óptima fija / Escenario 2.....	58
Gráfico 17.	Regresión estadística con 30 muestras.....	74

INTRODUCCIÓN

Los procesos de integración eléctrica son muy complejos y de alto riesgo por las barreras naturales (desiertos, montañas, territorios insulares, etc), problemas ambientales o por las políticas de los gobiernos de turno que resultan no homogéneas entre países de América del Sur. Sin embargo, se sabe que la integración regional puede aportar importantes beneficios económicos, sociales y ambientales, al realizar un uso eficiente de los recursos energéticos de cada país, con la finalidad de mejorar en términos de seguridad y confiabilidad el suministro eléctrico (DECISIÓN CAN 536, 2002).

De este modo, las políticas de planificación de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) han permitido materializar el intercambio de energía mediante acuerdos bilaterales para el desarrollo de proyectos binacionales específicos, por ejemplo: en infraestructura de transmisión tenemos Ipiales, Pasto y Jamondino (Colombia) – Tulcán, Quito y Santa Rosa (Ecuador), Zorritos (Perú) – Machala (Ecuador); así como en el Mercado Común del Sur (MERCOSUR), se tiene los siguientes ejemplos: la central Salto Grande entre Uruguay y Argentina, la central Itaipú entre Paraguay y Brasil y la central Yacyretá entre Paraguay y Argentina (López Arias, 2014).

Los proyectos binacionales de la CAN se desarrollaron apoyándose inicialmente en la Decisión N° 536 de diciembre de 2002, la cual brindó el marco regulatorio para impulsar el desarrollo de infraestructura entre los países miembros, habiendo alcanzado la interconexión eléctrica binacional entre Perú y Ecuador en setiembre de 2004, a través de la línea de transmisión Zorritos (Perú) – Machala (Ecuador) en 220 kV. En la actualidad, esta interconexión es utilizada mayoritariamente para situaciones de emergencia en los sistemas eléctricos de ambos países, operando como un enlace asíncrono y buscando aprovechar la complementariedad hídrica (COES/DP/SPL-07-2021, 2021).

Asimismo, a través de diferentes reuniones nombradas como “Encuentro Presidencial y Gabinete Binacional de Ministros Perú – Ecuador” en noviembre de 2012 se suscribió el Acuerdo de Cuenca, el cual promueve el incremento de capacidad de transmisión eléctrica entre ambos países. Es por ello que, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) mediante la RM N°

076-2018-MEM/DM encargó a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSION conduzca el proceso de promoción de la inversión del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera”, el cual ha venido siendo incluido en los Planes de Transmisión que elabora el Comité de Operación Económica del Sistema Nacional del Perú (COES) (ProInversión, 2020).

En ese sentido, realizaré un análisis crítico de los mecanismos regulatorios y el tratamiento económico de las transacciones internacionales de electricidad entre Perú y Ecuador con la finalidad de hacer más eficiente el proceso de interconexión. Esto será posible, identificando las normas y reglamentos vigentes que permiten el intercambio de electricidad entre ambos países y la experiencia comparada, observando un potencial riesgo regulatorio que puede estar colisionando, por un lado, la política energética individual de cada país (sentido de autonomía, no dependencia) y la planificación de integración regional que podría propiciar la dependencia de los recursos energéticos de los países miembros.

Por lo tanto, resulta pertinente evaluar el nivel óptimo de transmisión en base a la teoría económica y revisión documentaria para valorar si la capacidad de transmisión a licitar por PROINVERSIÓN resulta idónea o genera alguna ineficiencia en la asignación de costos o beneficios de los agentes involucrados. Teniendo en cuenta además que la introducción de esta capacidad de transmisión incrementa la oferta de generación de electricidad en un mercado que ya está sobre instalado y tiene generación no eficiente como reserva fría.

CAPÍTULO I

1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

Los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) han logrado concretar el proceso de integración regional mediante acuerdos bilaterales, donde ha sido fundamental el acuerdo político que, a su vez, ha brindado estabilidad a la frontera, en este caso entre Perú y Ecuador; promovido principalmente por los gobiernos de turno en reuniones presidenciales y de los gabinetes ministeriales, foro que ha promovido la interconexión eléctrica binacional (Rhisausi & Oddone, 2013).

En la actualidad los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador se realizan bajo el marco regulatorio de la Decisión CAN 757 del 22 de agosto de 2011, a través de una línea de transmisión en 220 kV Zorritos (Perú) – Machala (Ecuador) que es operada como un enlace asíncrono, la cual brinda un soporte puntual a los intercambios de energía para situaciones de emergencia de los sistemas eléctricos de ambos países (COES/DP/SPL-07-2021, 2021). Donde se ha definido el tratamiento de algunos temas particulares, como el carácter interrumpible de los contratos bilaterales y que los intercambios de electricidad no se basan en un despacho económico conjunto.

Por otro lado, como parte del proceso de integración el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) ha encargado a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSION conduzca el proceso de promoción de la inversión del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera”, con la finalidad de incrementar la capacidad de transmisión en el nivel de 500 kV y el nivel de transacciones internacionales de electricidad, la cual favorecería a la demanda de la zona norte del Perú y zona sur de Ecuador (ProInversión, 2020).

Por lo que, resulta pertinente realizar un análisis de los aspectos regulatorios y económicos de la interconexión eléctrica con Ecuador, donde se buscará validar el nivel óptimo de la capacidad de transmisión contrastando la política energética de ambos países, pues en cierta medida se contraponen la integración regional con la autosuficiencia energética de cada país, además de establecer un marco regulatorio solo para el corto plazo.

2. JUSTIFICACIÓN

De la información recopilada, el ingreso del nuevo proyecto de interconexión internacional Subestación Piura Nueva – Frontera en 500 kV entre Perú y Ecuador previsto para el año 2024, ampliará la capacidad para el intercambio de electricidad. Por ello resulta necesario evaluar los mecanismos regulatorios vigentes a fin de identificar aquellos potenciales beneficios o prejuicios económicos que deriven de incrementar dicha capacidad.

Asimismo, existe poca literatura sobre el proceso de integración entre Perú y Ecuador que analice, desde un enfoque regulatorio, los intercambios de electricidad y el despacho por excedente, por ello también resulta pertinente investigar e interpretar en base a la experiencia internacional, los mecanismos regulatorios y económicos que se ajustan a ambos países.

3. OBJETIVO GENERAL

Proponer mejoras a los mecanismos regulatorios y económicos en base a la teoría económica, la experiencia internacional y simulaciones para ayudar a avanzar en forma eficiente en el proceso de interconexión y hacia un posible despacho integrado entre Perú y Ecuador.

3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el uso óptimo de la infraestructura de transmisión para maximizar los beneficios entre Perú y Ecuador.
- Determinar el nivel de integración de entre los mercados eléctricos de Perú y Ecuador mediante un análisis de componentes principales para avanzar hacia un despacho integrado.

4. HIPÓTESIS

4.1. HIPÓTESIS GENERAL

Es posible especificar y mejorar los mecanismos regulatorios y del tratamiento económico de las

transacciones internacionales de electricidad entre Perú y Ecuador a fin de incrementar los beneficios y hacer más eficiente el proceso de interconexión.

4.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICA

- Se pueden implementar mecanismos para medir el nivel del uso óptimo de la capacidad de transmisión y otros que ayudarán a maximizar los beneficios en la interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador.
- Determinar el nivel de integración entre los mercados de Perú y Ecuador ayudará a avanzar hacia un despacho coordinado entre Perú y Ecuador.



CAPÍTULO II

ASPECTOS CONCEPTUALES

Tal como se describe en (Dammer Lira & García Carpio, 2017), existen diferentes actividades y procesos que realizan los agentes del sector eléctrico para lograr la provisión de electricidad. Por un lado, tenemos la generación eléctrica que utiliza algunas fuentes de energía primaria para producir electricidad, luego tenemos la transmisión que transporta la energía producida de las centrales de generación a los nodos de los grandes clientes o las distribuidoras, y, por último, tenemos a la distribución eléctrica, donde se desarrolla el servicio de venta de electricidad a los consumidores menores (domésticos, comerciales y usuarios industriales menores). Por ello, es necesario describir los aspectos conceptuales que sustentan la transmisión eléctrica.

1. FUNDAMENTOS DE LA TRANSMISIÓN

El segmento de transmisión eléctrica permite enlazar los centros de producción con los nodos donde existen retiros tanto de clientes regulados como no regulados, este transporte se puede realizar en diferentes niveles de tensión (500, 220 o 138 kV, entre otros) donde la distancia recorrida juega un papel importante para definir el nivel de tensión, ya que el dimensionamiento de los conductores permitirá disminuir las pérdidas eléctricas por el paso de la intensidad de corriente.

Un aspecto fundamental en la transmisión son los costos totales asociadas a ésta, que según (Dammer Lira & García Carpio, 2017) representan entre el 10% y 20% del costo total de lo que debe asumir el consumidor final (cliente regulado). También se menciona que es una actividad que presenta economías de escala y por ello tiene características de monopolio natural, entonces al ser intensivo en capital tiene un tratamiento regulatorio especial.

1.1. LÍMITE FÍSICO DE LA TRANSMISIÓN

Tal como describe (Dammert et al., 2008), un sistema de transmisión enfrenta tres principales tipos de restricciones técnicas. La primera restricción es el límite térmico, donde el parámetro

eléctrico de la resistencia genera calor al paso de un electrón por el conductor, esta energía generada comúnmente representa las pérdidas en la línea. El segundo tipo es la energía reactiva, que aparece por el principio de Faraday y ocurre cuando el conductor se encuentra a un nivel de tensión diferente al medio por donde circula, las pérdidas que ocasiona esta restricción están normalmente asociadas al modelo pi (π) de una línea de transmisión. Por último, la tercera restricción está relacionada con la estabilidad de tensión y se produce cuando existe una diferencia angular entre nodos extremos por encima de límites de operación permitidos. Es por ello, que el Operador del Sistema Eléctrico supervisa en tiempo real las principales señales eléctricas y procura mantener al sistema eléctrico dentro de un estado de operación normal.

En esa misma línea (Contel, 2004) describe una restricción adicional, la restricción de flujo de potencia que está asociada directamente a la red de impedancias y admitancias de un sistema eléctrico de potencia, ya que la potencia eléctrica fluye a través de circuitos que ofrecen menor resistencia al paso del electrón, resultando que el sistema eléctrico cambie constantemente. Cuando se interconectan sistemas de transmisión aparece un fenómeno denominado loop flows, que representa al flujo de potencia que circula entre los sistemas interconectados volviendo inconsistentes los acuerdos bilaterales de intercambios. Por ello, puede que la capacidad de transporte en una línea de transmisión se vea afectada, más que por las restricciones físicas, ya que las condiciones de un sistema eléctrico pueden cambiar y producir limitaciones a las transferencias de energía.

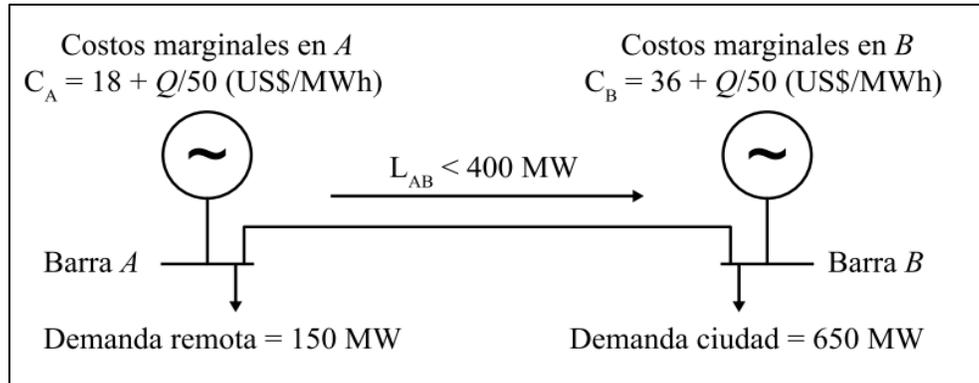
1.2. CAPACIDAD ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN

Para determinar el nivel de inversión óptimo en ampliación de capacidad de una línea de transmisión, es necesario entender por qué no siempre es económico que dicha capacidad logre igualar los precios nodales entre sistemas eléctricos. Para ello se desarrolla el ejemplo basado en (Dammert et al., 2008)

Como se ha mencionado anteriormente, las restricciones o límites térmicos, restricción por potencia reactiva y límites por estabilidad angular de tensión, pueden causar congestión en las interconexiones eléctricas, ello provocaría una variación considerable en los precios nodales extremos de cada sistema. Para observar la diferencia de precios que pueden ocurrir en un

sistema, considérese dos localidades o países A y B que tienen demanda y generación propia, donde se desprecia las pérdidas y los costos marginales en A son menores que en B:

Gráfico 1. Ejemplo binodal con restricción de transmisión



Fuente: (Dammert et al., 2011, p. 168)

El planteamiento matemático para resolver este sistema eléctrico simplificado se puede formular de la siguiente manera:

Variables de decisión

$$Q(g) = \text{Producción de cada generador A o B.} \quad (2.1)$$

$$CAP(L) = \text{Capacidad óptima de la línea.} \quad (2.2)$$

Función Objetivo

$$\text{Min } \sum_G [\text{Costo Generación}_G] \quad (2.3)$$

Sujeto a

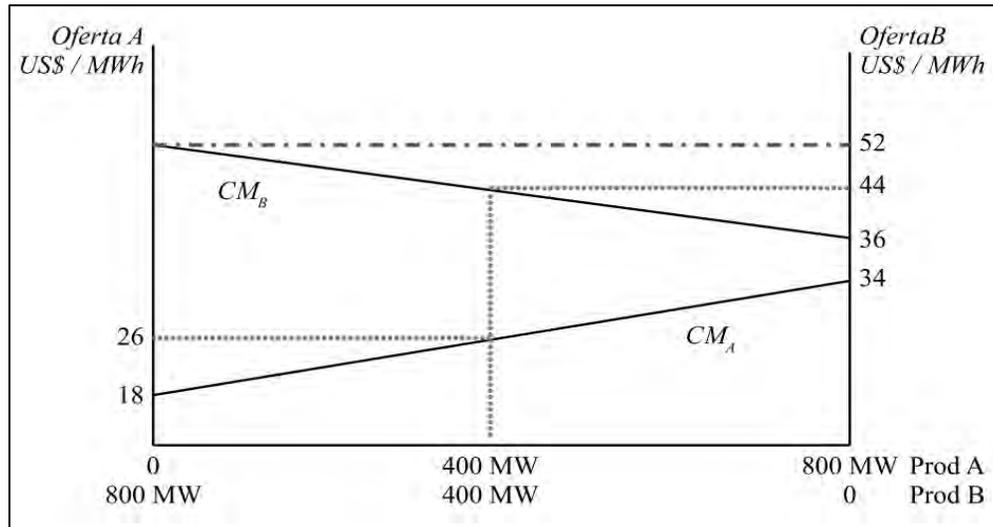
$$\sum_{G,B} [Q_g] = \text{Demanda}_B + \sum_{L,B} CAP_L \times (\text{flujo}_{B1,B2} - \text{flujo}_{B2,B1}) \quad (2.4)$$

$$Q_G \geq 0 \quad (2.5)$$

Si no existiera una interconexión entre ambos sistemas ósea $CAP_L = 0$, cada generador tendría que abastecer su demanda interna, es decir en A el costo marginal se fijaría en 21 US\$/MWh y en B se fijaría en 49 US\$/MWh. Otro extremo es suponer una capacidad infinita de la interconexión, donde se puede inferir que el parque generador más barato debería producir a tal nivel que pueda cubrir ambas demandas, en ese caso el generador A produciría 800 MW y fijaría el costo marginal en ambas barras en 34 US\$/MWh y el costo total de generación sería de 20,800

US\$. De forma análoga si el generador B produce los 800 MW para cubrir ambas demandas, el costo marginal lo fijaría en 52 US\$/MWh. Ambos escenarios al ordenarlos en función a su producción se muestran en el siguiente gráfico:

Gráfico 2. Comparación de costos marginales entre zonas



Fuente: (Dammert et al., 2011, p. 169)

De una manera sencilla, también se puede estimar el costo marginal en cada barra para atender su propia demanda, es decir que cada sistema se encuentre aislado, para este caso el costo marginal en A sería de 21 US\$/MWh y para B sería 49 US\$/MWh. Ahora si se limita la capacidad de transmisión (<400 MW), al resolver el flujo óptimo se observa que la producción en A cubriría tanto su propia demanda (150 MW) y parcialmente la demanda en B, hasta el límite de capacidad de interconexión, es decir $Q_A = 550 \text{ MW}$, por lo que fijaría un costo marginal de 29 US\$/MWh y la cantidad producida en B sería $Q_B = 250 \text{ MW}$ y se fijaría un costo marginal de 41 US\$/MWh.

De este sistema simplificado que cuenta con un límite de capacidad de transmisión, se observa una diferencia de 12 US\$/MWh entre nodos y resulta pertinente plantearse la interrogante sobre si es económico o no, incrementar la capacidad para exportar mayor producción del sistema más barato, entendiendo que se incrementarían los costos de producción en A y disminuirían los costos en B. Asimismo, se tendrían que incluir los costos de transmisión para que problema de

optimización se resuelva incluyendo tanto los costos de generación como de transmisión. Para resolver dicha interrogante, se puede lograr a través de la resolución de un problema de optimización o con la ayuda gráfica de los costos de generación. En ambos casos, debemos incluir los costos de transmisión en nuestra función objetivo, entonces si consideramos un costo fijo de transmisión igual a 10 US\$/MWh, se plantea el problema de la siguiente manera:

Variables de decisión

$$Q(g)=\text{Producción de cada generador A o B.} \quad (2.6)$$

$$CAP(L)=\text{Capacidad óptima de la línea.} \quad (2.7)$$

Función Objetivo

$$\text{Min } \sum_G[\text{Costo Generación}_G - 20,800] + \sum_L[10 \times CAP_L] \quad (2.8)$$

Sujeto a

$$\sum_{G,B}[Q_g] = \text{Demanda}_B + \sum_{L,B} \text{Flujo}_L \times (\text{flujo}_{B1,B2} - \text{flujo}_{B2,B1}) \quad (2.9)$$

$$\text{Flujo}_L \leq CAP_L \quad (2.10)$$

$$Q_G \geq 0 \quad (2.11)$$

El primer componente de la función objetivo representa los costos de generación y el segundo los costos de transmisión. Por lo que se entiende que, para optimizar los costos de generación es necesario obtener el ahorro del costo total, el cual se obtiene al sustraer el escenario con límite de capacidad y el escenario con límite infinito. Así, cuando la capacidad es infinita el costo total de abastecer la demanda es 20,800 US\$, es decir cuando $Q_A = 800 \text{ MW}$, lo cual representa el escenario más económico del sistema. Como resultado final se obtiene que, $CAP_L = 450 \text{ MW}$ y $\text{Costo Total}_G = 5,700 \text{ US\$}$.

Gráficamente se puede comparar esta reducción de costos o ahorros de generación, al observar que el área formada por la función de costos entre 550 MW y 600 MW es mayor área acotada por el rectángulo interno que se define como el costo de transmisión en el mismo rango de potencia. En ese sentido, resulta económico incrementar la capacidad de la línea de 400 MW a 450 MW. Sin embargo, si decidimos incrementar la capacidad de 450 MW a 500 MW, es decir que Q_A pase a 650 MW , en la gráfica N° 03 se observa que los costos de inversión en transmisión, área acotada por el rectángulo interior en el rango de 600 a 650 MW sería mayor

según la intensidad de uso (Dammer Lira & García Carpio, 2017).

Otro aspecto que tiene incumbencia con la transmisión es la planificación, en (Dammer Lira & García Carpio, 2017) se señala que es importante identificar los beneficios que se podrían obtener de una nueva línea de transmisión, así como a los agentes que podrían verse afectados. Es así como, se plantean tres ideas que justifican las nuevas inversiones que se incluyen en el proceso de planificación, las cuales son: i) Una nueva línea de transmisión puede disminuir los precios entre dos nodos, ii) Las inversiones en confiabilidad que se basan en el criterio “n-1” presentan algunas limitaciones, pues el mercado no puede valorar directamente la mejora, y, iii) Una nueva línea puede introducir competencia y mitigar el poder de mercado del agente establecido.

1.4. FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN

Los costos de transmisión se pueden separar en dos categorías, en costos fijos y costos variables. Por un lado, los costos fijos nos representan la dimensión y el recorrido de la línea, al que se le suman los costos variables en el corto plazo. Por otro lado, los costos variables están compuestos por la cantidad de energía que se pierda y se disipa en forma de calor por el efecto Joule en una línea de transmisión y los costos de congestión. Así en muchos sistemas tarifarios se encuentran incluidos las pérdidas de energía, los costos de congestión y los costos de generación en el precio final que se le asigna al consumidor (Dammer Lira & García Carpio, 2017).

En el caso peruano, el costo de transmisión está compuesto por el Ingreso Tarifario (IT) y el Peaje de Transmisión (P). El Ingreso Tarifario resulta de la diferencia entre la valorización en el nodo de inyección y el nodo de retiro, es decir, que el precio a pagar considera las pérdidas de transmisión. El componente de Peaje resulta de la diferencia entre el costo total promedio de la línea y lo recaudado efectivamente por el Ingreso Tarifario, con ambos conceptos la transmisión debería cubrir sus costos (Dammer Lira & García Carpio, 2017). Para un mejor entendimiento se formula la siguiente ecuación:

$$IT + Peaje = Costo de Inversión anualizado + Costo de Operación y mantenimiento \quad (2.12)$$

1.5. RENTAS DE CONGESTIÓN

Otro aspecto que es importante mencionar es el tratamiento de las rentas de congestión en el mercado peruano, pues este cargo es utilizado para cubrir en parte el Ingreso Tarifario que debe percibir el Transmisor y lo restante a través de un Cargo Complementario o Peaje. Lo mencionado se ejemplifica en (Dammer Lira & García Carpio, 2017), donde un generador al recaudar lo correspondiente a su costo marginal más las pérdidas medias, estaría cubriendo sus costos totales incluyendo las pérdidas de energía. Por otro lado, si se valoriza los retiros con pérdidas marginales, lo recaudado sería mayor ya que las pérdidas marginales representan el doble de las pérdidas medias.

La valorización del precio de la energía en el mercado de corto plazo del sistema eléctrico peruano, se determinan en base a los precios marginales, los servicios complementarios y un componente de capacidad de transmisión (congestión), concepto que se define como restricción propia de la línea de transmisión. Por ello, muchos investigadores recomiendan el uso del sistema de precios marginales (Local Marginal Pricing - LMP) para lograr una adecuada aproximación del precio de la energía, además de que el método presenta mayor eficiencia en la asignación (Bastidas, 2009).

Lo anterior es importante, y va acorde con (Hunt, 2002) y (Levy et al., 2019) una línea de transmisión tiene capacidad finita y cuando se alcanza esta capacidad máxima aparece el fenómeno de congestión. La congestión de una línea de transmisión también se puede explicar cuando, por condiciones técnicas, no puede circular mayor potencia eléctrica entre los nodos que la interconecta, haciendo que el nodo lejano tenga que elevar su generación eléctrica y con ello sus costos de producción para atender su demanda, a la valorización de energía entre estos nodos, que difiere por la diferencia de precios, se le conoce como Rentas de Congestión.

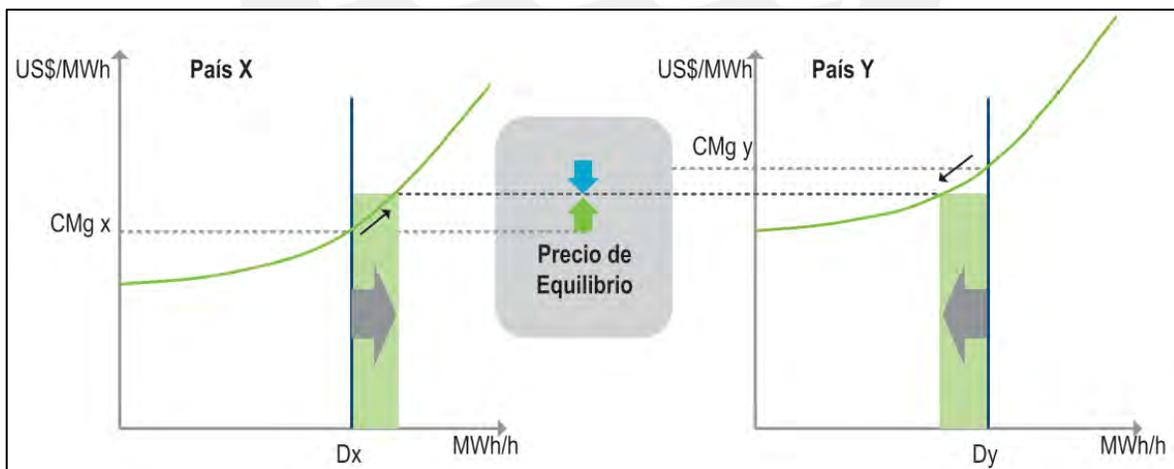
Para ejemplificar lo mencionado, tomaremos el caso desarrollado en (Levy et al., 2019) donde se muestra la demanda a atender, la curva de costos de producción de cada país y una interconexión ficticia, también notar que para este ejemplo los costos de producción determinarán los costos marginales de ambos sistemas. En la Figura N° 01, se puede observar que un país tiene una curva de costos de producción mayor que el otro, entonces en el caso donde no exista interconexión

o línea de transmisión entre ambos sistemas, cada país deberá abastecer su demanda interna con sus propios costos, es decir, con costos marginales diferentes.

Ahora bien, si se supone una interconexión sin límite de capacidad entre ambos países, se puede inferir que el país que tiene los menores costos de producción deberá atender tanto a la demanda interna como a la demanda externa hasta llegar al punto óptimo-económico. Por otro lado, un caso real a analizar sería aquel donde la línea de transmisión presente un límite de capacidad de transporte, donde la solución objetivo sería que el país con menores costos de producción pueda atender su demanda interna más la demanda externa hasta alcanzar la máxima capacidad de la línea de transmisión, por consiguiente, se elevaría el costo marginal del país más barato y disminuiría el costo marginal en el país más caro.

Las rentas de congestión estarían representadas en este caso como la diferencia de áreas, un área representada por el incremento en la producción del país exportador y la otra área por la disminución de sus costos de producción para cubrir su demanda.

Gráfico 4. Precio de equilibrio entre mercados interconectados



Fuente: (Levy et al., 2019, p. 7)

2. MÉTODOS DE RENUMERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

En (Rubio Odériz, 1999) podemos identificar los diferentes métodos que se han implementado en los mercados eléctricos para poder asignar de acuerdo al uso, flujo de potencia o inclusive

capacidad instalada, entre otros, al agente que se beneficia. A continuación, describen algunas metodologías.

2.1. MÉTODO DE ESTAMPILLA O “POSTAGE STAMP”

El método de estampilla o sello de correo se basa en el reconocimiento de una tarifa a costo medio. Esta se determina como el cociente entre costo total de la red y una medida del uso que hace cada agente de la línea. La medida del uso es relativa, por ello, se puede emplear el concepto de potencia consumida o generada (MW) o también la medida de la energía consumida o generada (MWh), ambas en un determinado momento, que puede ser la hora punta coincidente del mes o año. Por ello, la tarifa es independiente del lugar donde se consuma o inyecte la potencia o energía, es indistinto si la inyección se realiza cerca o lejos de los centros de consumo, ya que se impone un peaje igual para todos los nodos (Rubio Odériz, 1999).

La principal ventaja de este método es su sencillez, pero esta sencillez no brinda las señales adecuadas a los agentes del sistema, porque la tarifa que resulte de esta metodología no discrimina geográficamente la localización de la inyección o retiro. En el caso peruano se calcula un peaje unitario que puede ser asignado a la generación o la demanda (Dammer Lira & García Carpio, 2017).

$$\text{Peaje Unitario (US\$ por MW - año)} = \frac{\text{Costo Total Anual} - \text{Ingreso Tarifario}}{\text{Máxima demanda del sistema}} \quad (2.13)$$

2.2. MÉTODO DE BENEFICIARIOS

Este método fue propuesto por (Perez-Arriaga et al., 1995) y consiste primero en identificar al agente que se beneficia por la instalación de la red y segundo asignar el cargo complementario o peaje a dicho agente en función de su beneficio, entendiendo al beneficio como la mejora que experimenta un agente por el hecho de que exista una nueva instalación, es decir, se valora la diferencia del beneficio entre la condición de que ingrese una nueva instalación o no. He de precisar además que, el cálculo del beneficio no se estima de la misma manera para generadores o consumidores.

Para los generadores, el beneficio se calcula como la diferencia entre los ingresos por venta de energía al precio marginal y los costos variables de producción, para cuando ingrese una nueva instalación o no. En cambio, para los consumidores el beneficio se calcula como la diferencia entre lo que pagan y la energía que consumen cuando una instalación de transmisión ingresa al sistema o no (Perez-Arriaga et al., 1995).

$$\text{Beneficio neto generadores} = \text{Ingreso}_{\text{con instalación}} - \text{Ingreso}_{\text{sin instalación}} \quad (2.14)$$

$$\text{Beneficio neto consumidores} = \text{Costo}_{\text{con instalación}} - \text{Costo}_{\text{sin instalación}} \quad (2.15)$$

Una desventaja de este método es que requiere de simulaciones extensas y complicadas para calcular los beneficios que cada usuario obtiene de una nueva línea, sin embargo, este método es más sofisticado al asignar adecuadamente el cargo complementario o peaje a aquel usuario que mayor beneficio obtiene por una nueva instalación (Dammer Lira & García Carpio, 2017).

2.3. MÉTODO DE PARTICIPACIONES MEDIAS

Esta metodología se basa en la contribución que la demanda o la generación ejerce sobre los flujos que circula por cada línea del sistema (Rubio Odériz, 1999), para determinar el flujo y por ende el reparto de asignación entre la demanda y generación, primero es necesario conocer los resultados de un flujo de carga óptimo, a partir de ello, se puede iniciar el proceso de asignación.

Para este método se supone que, para una barra cualquiera la potencia entrante es conocida, es decir se conoce el porcentaje de participación de cada generador al flujo de la línea, por lo que, el método sostiene que dichos porcentajes se mantienen en la salida del flujo.

CAPÍTULO III

ASPECTOS REGULATORIOS DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

En este primer capítulo se analizará el marco regulatorio propuesto por la CAN y la regulación correspondiente que ha permitido intercambios de electricidad entre los mercados de Perú y Ecuador con la finalidad de observar su evolución y analizar el impacto de la futura ampliación de capacidad de transmisión que licitará PROINVERSIÓN bajo el marco regulatorio peruano vigente y de la experiencia en las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).

1. ASPECTOS NORMATIVOS DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

La Comunidad Andina de Naciones (CAN) se encuentra integrada por los países miembros de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, además de tener países asociados como Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, y cuenta con dos países observadores que son España y Marruecos. El objetivo de esta comunidad es promover el desarrollo equilibrado y armónico de los países miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica y social¹.

1.1. DECISIÓN CAN N° 536

La Decisión CAN N° 536 del 19 de diciembre de 2022, fue el marco regulatorio inicial para que los países miembros puedan aprovechar los beneficios económicos, sociales y ambientales de la interconexión subregional de sistemas eléctricos, el cual fue desarrollado considerando un futuro funcionamiento del mercado integrado de energía, independiente de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de cada país (Magno Quijano, 2019).

Esta decisión, enmarca principalmente los lineamientos base para la participación de los agentes, el desarrollo de los enlaces internacionales, el tratamiento de las transacciones internacionales de

¹ <https://www.comunidadandina.org/quienes-somos/>

electricidad de corto plazo y la armonización de la normativa, donde se tiene como visión incluir los procesos de planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, buscando coordinarse para lograr una planificación con visión de integración regional (Magno Quijano, 2019).

Asimismo, se define el despacho económico coordinado como un programa de despacho de los excedentes de energía a mínimo costo, y la asignación de las rentas de congestión, la cual no será asignada al propietario de la instalación. Estos aspectos regulatorios fueron cuestionados por Ecuador (Pérez, 2019), al dar cuenta que Colombia como país exportador recaudaba un mayor beneficio económico que el país importador.

1.2. DECISIÓN CAN N° 720

Sobre la experiencia de las TIE efectuadas por Colombia y Ecuador entre el 2002 y 2009, la Decisión CAN N° 720 publicada el 5 de noviembre de 2009, suspendió la Decisión N° 536 por dos años con excepción del artículo 20, el cual creaba el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad. Asimismo, se estableció un régimen transitorio aplicable a las TIE entre Colombia y Ecuador, redefiniendo los aspectos regulatorios sobre la discriminación de precios para la oferta de electricidad (demanda interna y demanda externa) y el reparto de las rentas de congestión asignadas 50-50 para cada mercado (Magno Quijano, 2019).

Un par de años después, en 2011 se creó la Iniciativa SINEA “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina” con la participación de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Chile, donde los esfuerzos se centraron en el proceso de integración eléctrica regional, pues mantiene la misma visión de un mercado eléctrico regional, lo cual sería posible con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), quien brinda apoyo técnico y económico para evaluar las diferentes interconexiones eléctricas entre países limítrofes (Magno Quijano, 2019).

1.3. DECISIÓN CAN N° 757

A través de esta Decisión publicada el 20 de agosto de 2011, se amplió la suspensión por dos

años adicionales a la Decisión 536 y se derogó la Decisión 720. Los Anexos que forman parte de la Decisión 757 han ofrecido los principales lineamientos técnicos y económicos para realizar TIE entre los mercados de Colombia y Ecuador (Anexo I) y Ecuador y Perú (Anexo II).

Dentro del marco regulatorio del Anexo I, se recogieron las particularidades de los marcos regulatorios de Colombia y Ecuador y se mantuvieron los lineamientos sobre el despacho económico coordinado, el cual no entrega ni potencia ni energía firme; así como la condición de contrato interrumpible, es decir que en situaciones de racionamiento interno los países no están obligados a exportar energía al otro sistema (Magno Quijano, 2019).

Caso similar ocurrió en el marco regulatorio del Anexo II, donde Perú y Ecuador participaron para coincidir sobre los aspectos regulatorios que rigen los intercambios de electricidad, en términos de contratos bilaterales que no requieren respaldo de potencia y energía, así como en los despachos económicos desacoplados, donde los operadores de los sistemas bajo situaciones de emergencia o restricciones técnicas pueden alterar o suspender los intercambios de electricidad.

1.4. DECISIÓN CAN N° 789

La Decisión N° 789 publicada el 17 de junio de 2013, suspendió la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016 y definió que Colombia y Ecuador puedan modificar el despacho coordinado por razones de emergencia y seguridad. Posteriormente, a través de la Decisión N° 811 publicada el 01 de setiembre de 2016, se volvió a extender el plazo de la suspensión de la Decisión 536 hasta el 28 de febrero de 2017. Mediante la Decisión N° 815 publicada el 24 de febrero de 2017, las entidades estatales por parte de Perú solicitaron extender el plazo de suspensión de la Decisión 536 hasta el 24 de abril de 2017.

1.5. DECISIÓN CAN N° 816

Es así como se llega a la Decisión N° 816 publicada el 24 de abril de 2017, donde se propone crear un Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) para que los países miembros puedan realizar los intercambios de sus excedentes de energía. A su vez, se dispone que el MAER entrará

en vigencia a partir de la aprobación de los Reglamentos Operativos, Comerciales y del Coordinador Regional, los cuales serán utilizados para el funcionamiento del Mercado (Magno Quijano, 2019).

En la actualidad, se encuentra suspendida la Decisión 536 con excepción del artículo 20 el cual crea el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, así como se ha ampliado la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú a que refiere la Decisión 757, la cual ha permitido realizar los intercambios en situaciones puntuales de emergencia o el aprovechamiento energético más económico por la complementariedad hidrológica, situación relegada hasta la aprobación de los reglamentos operativos, comerciales y del Coordinador Regional.

2. MERCADO ELÉCTRICO DE PERÚ

2.1. ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

En los primeros años de la década de los 90's, el diagnóstico inicial de las empresas estatales del sector eléctrico presentaron problemas de ineficiencias al estar verticalmente integradas, corte de suministro eléctrico que afectaba seriamente la calidad, falta de inversiones, bajo alcance del coeficiente de electrificación, elevadas tarifas eléctricas que muchas veces se fijaban con un criterio político en lugar de técnico, entre otros (Dammert et al., 2008).

La medida tomada por el gobierno peruano para superar estos problemas fue promulgar la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) a través del Decreto Ley 25844 publicado en noviembre de 1992, donde se implantó un nuevo diseño de mercado separando las actividades de generación, transmisión y distribución, así pues, se privatizó e impulsó la competencia en el segmento de generación. Posteriormente, se otorgaron concesiones al sector privado valorando al incumbente con el mayor pago ofertado, donde se le garantizaba un ingreso fijo anual y el costo por operación y mantenimiento. Por último, en la actividad de distribución se segmentaron las áreas de concesión y se dividieron en sectores típicos para fijar las tarifas de distribución, las cuales reconocían los costos totales anuales, calculados sobre los costos de inversión de una “empresa modelo eficiente” (Dammert et al., 2008).

2.2. TIPOS DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ

La falta de incentivo para la inversión en el segmento de transmisión eléctrica en el Perú, actividad que presenta importantes economías de escala debido a su característica de monopolio natural, estaba inicialmente regulada por la Ley de Concesiones Eléctricas Ley N° 25844, donde se establecían dos tipos de sistemas: i) El Sistema Principal de Transmisión (SPT) y ii) El Sistema Secundario de Transmisión (SCT). La reforma en este segmento se dio a través de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832 publicada en julio de 2006), que además de regular otros aspectos agregaba dos sistemas adicionales a los de la LCE, i) El Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y ii) El Sistema Complementario de Transmisión (SCT), permitiendo la convivencia de los cuatro tipos de sistemas que conforman el segmento de transmisión eléctrica en el Perú (Dammert et al., 2011).

Asimismo, cualquier instalación adicional que ingrese al segmento de transmisión después del 2006 será clasificado en el sistema garantizado o sistema complementario, mientras que las instalaciones que ya se encuentren operando continuarán vigente hasta la fecha de término de su concesión o sean retiradas de la operación bajo el mismo tipo de sistema que haya sido clasificado. En ese sentido, en la actualidad existen cuatro diferentes tipos de sistemas de transmisión en Perú, donde cada tipo presenta cierta particularidad para ser remunerada y se pueden agrupar según la tabla N° 01:

Tabla 1. Tipos de sistemas de transmisión en el Perú

Decreto Ley 25844 – LCE (Año 1992)	Ley 28832 (Año 2006)
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Principal (SPT): Líneas de transmisión de muy alta tensión (MAT) y de alta tensión (AT) conectadas a las subestaciones o barras base¹⁷¹. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Garantizado (SGT): Instalaciones que se encuentran incluidas en el Plan de Transmisión y que se construyen como resultado de una licitación.
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Secundario (SST): Instalaciones de alta tensión (AT) y media tensión (MT) que transportan electricidad a un distribuidor o usuario final desde una barra base. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Complementario (SCT): Instalaciones que se encuentran o no en el Plan de Transmisión pero que son construidas por iniciativa propia de los agentes.

Fuente: (Dammert et al., 2011, p. 161)

2.2.1. CONDICIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Tal como se observa, antes del ingreso de la Ley N° 28832 existían dos tipos de sistemas, el SPT y el SST. Con relación al SPT, existen algunos criterios establecidos en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, inicialmente publicado a través del Decreto Supremo N° 009-93-EM, para que la infraestructura de transmisión sea considerada como tal:

- a) Deberá ser de alta o muy alta tensión.
- b) El flujo de energía en un mismo sentido deberá ser inferior al 90% de la energía total transportada por dicha instalación, calculada para un periodo proyectado de cinco años.
- c) El beneficio económico que proporcione a los consumidores deberá representar, al menos, el 70% del total de los beneficios generados por la instalación, calculados para un periodo proyectado de cinco años.
- d) La relación beneficio-costos para los consumidores deberá ser mayor a la unidad, calculada para un período proyectado de cinco años.” (Osinergmin, 1993, p. 62)

Así pues, se señalaba que en la oportunidad que se incorpore una nueva central de generación o cada cuatro años se evaluaría la situación de aquellas instalaciones que no pertenecían al SPT para definir la incorporación de dichas instalaciones al sistema mencionado.

2.2.1.1. COSTO TOTAL ANUAL EFICIENTE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

La remuneración que perciben las empresas de transmisión por aquellas instalaciones que pertenecen al SPT es en un horizonte anual y éste debe ser igual a su costo total eficiente, el cual contiene dos componentes: la anualidad de las inversiones (aVNR) y los costos estándares de operación y mantenimiento (COyM).

$$\begin{bmatrix} \text{Anualidad de} \\ \text{las inversiones} \\ (aVNR) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Costos Estándares de} \\ \text{Operación y Mantenimiento} \\ (COyM) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Costo Total} \\ \text{Anual Eficiente} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

De acuerdo con la regulación peruana, para calcular la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) se considera un horizonte de 30 años y una tasa de descuento del 12% (de acuerdo a lo establecido en el artículo 79 de la Ley N° 25844). Es así como los concesionarios realizan una propuesta de actualización del VNR a OSINERGMIN, y mediante los respectivos procesos regulatorios esta institución, valida y ratifica la correcta estimación del VNR, la cual se actualiza cada 4 años.

Por otro lado, si alguna instalación de transmisión que pertenece al SPT ha sido concesionada a través de un contrato BOOT (por sus siglas en inglés Build, Own, Operate and Transfer), el costo de inversión considerado es el estipulado en el contrato y ya no se requiere calcular el valor nuevo de reemplazo.

2.2.1.2. REMUNERACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Una vez calculados los costos totales anuales eficientes, el siguiente paso para remunerar el sistema principal de transmisión es determinar el Ingreso Tarifario (IT) y el Peaje de Conexión (PC), realizando la siguiente igualdad:

$$aVNR + COyM = \text{Ingreso Tarifario} + \text{Peaje de Conexión} \quad (3.2)$$

a. Ingreso Tarifario (IT)

El IT contiene dos componentes, i) un ingreso tarifario por energía y ii) un ingreso tarifario por potencia, los cuales remunera al propietario de la instalación por el traslado de su energía y la capacidad de la línea. Entonces para calcular el ingreso tarifario, se debe valorizar las inyecciones y retiros de energía y potencia a los diferentes precios por nodo; luego se calcula la diferencia entre los retiros y las inyecciones para los componentes mencionados inicialmente. Ahora bien, si alguna de las diferencias resulta negativa, el IT que se le asigna es igual a cero (Dammert et al., 2011).

Como parte de la propuesta realizada por el COES, ésta se sustenta en un escenario futuro para el siguiente periodo tarifario, donde se realiza una estimación de la energía y potencia de

inyección y retiro resultando el Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión. Ahora, con este Ingreso Tarifario Esperado se distribuye la remuneración para los siguientes 12 meses de forma proporcional, utilizando la tasa de actualización establecida en la Ley N° 25844 (Dammert et al., 2011).

b. Peaje por Conexión

Debido a que el Ingreso Tarifario se basa en un despacho económico futuro, en muchas ocasiones éste ingreso no es suficiente para cubrir los costos totales del transmisor, por ello, es necesario ajustar esta desviación utilizando la diferencia entre el Costo Total Anual Eficiente y el Ingreso Tarifario Esperado, al cual se le denomina Peaje de Conexión (Dammert et al., 2011).

$$\left[\begin{array}{c} \text{Costo Total} \\ \text{Anual Eficiente} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Ingreso Tarifario} \\ \text{Esperado} \\ (IT) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Peaje por} \\ \text{Conexión} \\ (PC) \end{array} \right] \quad (3.3)$$

En consecuencia, para nivelar el peaje de conexión con el costo total, ambos conceptos se calculan en los mismos periodos mensuales considerando la tasa de actualización anteriormente señalada. Asimismo, para estimar el Peaje por Conexión Unitario se divide el peaje por conexión entre la máxima demanda anual proyectada que será suministrada a los clientes del sistema eléctrico peruano (Dammert et al., 2011).

2.2.2. CONDICIONES DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

Este tipo de sistema fue implementado a través de la Ley N° 28832 y está conformado por todas aquellas instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión, el cual es elaborado por el COES, que tienen carácter vinculante y se construyen como resultado de un proceso de licitación. Asimismo, el adjudicatario de la instalación debe suscribir un contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica por un plazo establecido por el Ministerio de Energía y Minas, teniendo en consideración las recomendaciones del Plan de Transmisión y la vida útil de la instalación en concesión. Una condición especial de este tipo de sistema es que está 100% asignado a la demanda, es decir, la remuneración que percibe la paga el total de usuarios regulados.

“a) El plazo máximo de concesión tendrá una duración de treinta años de operación comercial, más el tiempo necesario para su construcción.

b) El Ministerio podrá conducir directamente o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN) los procesos de licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. Si son encargados, estos procesos de licitación se realizarán al amparo de las normas y procedimientos con que cuenta PROINVERSIÓN para estos efectos.

c) Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión.” (OSINERGMIN, 2006, p. 14).

2.2.2.1. BASE TARIFARIA: COSTO TOTAL ANUAL EFICIENTE DEL SGT

La base tarifaria es similar al Costo Total de Transmisión estimado en el Sistema Principal de Transmisión (SPT). Esta base tarifaria está compuesta por i) la anualidad del Costo de Inversión, ii) los Costos Eficientes de Operación y Mantenimiento, y iii) una liquidación anual (LA), que dependerá de comparar la base tarifaria calculada el año anterior y lo efectivamente recaudado (Dammert et al., 2011).

$$\left[\begin{array}{c} \textit{Base} \\ \textit{Tarifaria} \end{array} \right] = [\textit{Anualidad CI}] + [\textit{COyM}] \pm [\textit{LA}] \quad (3.4)$$

Parte de la función reguladora de OSINERGMIN es fijar esta base tarifaria antes de la operación comercial de la instalación SGT, y tal similar como el SPT, esta base tarifaria se paga mensualmente considerando la tasa de actualización del artículo N° 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

a. Anualidad por Costos e Inversión

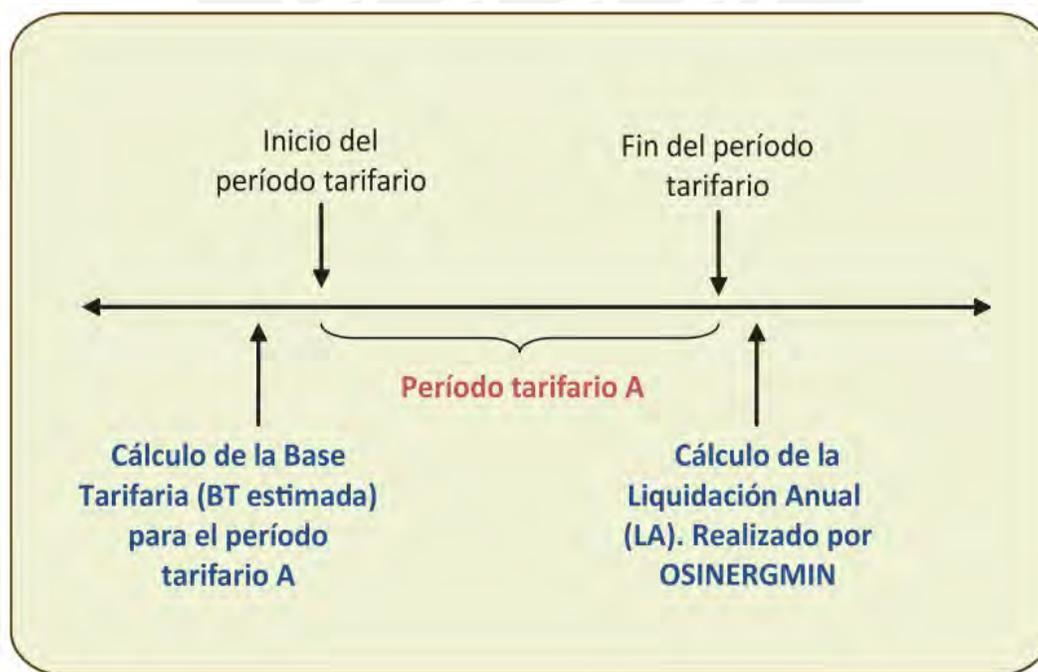
Esta anualidad se calcula en base al valor de adjudicación del contrato de concesión, considerando todos los requisitos económicos y financieros establecidos dentro de la Ley N°

28832. El costo de valor de adjudicación se actualiza anualmente actualizando los indicadores o factores establecidos en el contrato de concesión del Sistema Garantizado de Transmisión, con la finalidad de obtener pagos predecibles y estables manteniendo el equilibrio económico financiero para el adjudicatario del proyecto, condición que no coincide en algunos aspectos con las instalaciones que se ubican en el Sistema Principal de Transmisión (Dammert et al., 2011).

b. Liquidación Anual

Debido a que la mayoría de los equipos y aparatos que forman parte del SGT son importados y se encuentran en moneda extranjera, es necesario actualizar las variaciones del tipo de cambio a fin de reconocer la anualidad del costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento, que resulta de la diferencia entre la Base Tarifaria y lo efectivamente cobrado por el adjudicatario durante el año tarifario. En consecuencia, si existen desviaciones en esta diferencia, que afecte negativamente al transmisor, se interpreta como un crédito y si la diferencia resulta a favor del transmisor se interpreta como un débito. Para una mejor interpretación, se puede referir el siguiente gráfico:

Gráfico 5. Liquidación Anual en el SGT



Fuente: (Dammert et al., 2011, p. 167)

2.2.2.2. REMUNERACIÓN DEL SGT

A través del Decreto Legislativo N° 1041 se estableció que la Base Tarifaria sea asignada únicamente a la Base Tarifaria Asignada a los Usuarios (BTAU), la cual está compuesta por dos componentes: i) el Ingreso Tarifario, y ii) el Peaje por Transmisión. En consecuencia, la composición final de la remuneración de la base tarifaria del SGT es:

$$\left[\begin{array}{c} \textit{Base} \\ \textit{Tarifaria} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \textit{Base Tarifaria} \\ \textit{Asignada Usuarios} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \textit{Ingreso} \\ \textit{Tarifario} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \textit{Peaje por} \\ \textit{Transmisión} \end{array} \right] \quad (3.5)$$

2.3. PLAN DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ

El Plan de Transmisión es elaborado por el COES y lo aprueba el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), previa revisión y visto bueno del OSINERGMIN, y tiene una vigencia de dos años, con un horizonte de estudio de hasta diez años. Este plan tiene como objetivo identificar el equipamiento de transmisión necesario para atender el crecimiento de la demanda y la generación. Además, como resultado del estudio, se obtienen dos planes adicionales: el Plan Vinculante y el Plan de Largo Plazo.

El Plan Vinculante, está compuesto por un conjunto de proyectos cuyo inicio de ejecución debe estar dentro del periodo de vigencia del plan de transmisión. Por otro lado, el Plan de Largo Plazo contiene un conjunto de proyectos no vinculantes que deben ser considerados en el siguiente Plan de Transmisión y su ejecución dependerá de una inminente necesidad para atender a la demanda o generación.

También quiero precisar que, el capítulo V de la Ley N° 28832 describe el nuevo marco regulatorio para el sector de transmisión eléctrica, y tal como se ha detallado, se clasifica en cuatro subconjuntos de instalaciones, siendo uno de ellos el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT). El desarrollo de este SGT depende de la cartera de proyectos que resulten del Plan Vinculante, el cual es uno de los productos del Plan de Transmisión.

En ese sentido, he realizado una compilación sobre las interconexiones internacionales que

forman parte de los Planes de Transmisión publicado hasta la fecha, con énfasis en la interconexión con Ecuador.

2.3.1. PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN 2011 - 2020

El primer plan de transmisión elaborado por el COES, el cual fue aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 213-2011-MEM/DM publicado el 5 de mayo de 2011. Al respecto, este Plan no contempló nuevos proyectos vinculantes para incrementar la capacidad de transmisión eléctrica entre Perú y Ecuador.

2.3.2. PLAN DE TRANSMISIÓN 2013 - 2022

Con relación a este Plan de Transmisión, el cual fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM publicado el 8 de enero de 2013. Se informó que en el marco de la VI Reunión del Gabinete Binacional Perú – Ecuador se suscribió el Acuerdo de Cuenca, donde uno de sus objetivos fue concretar la interconexión eléctrica en el nivel de 500 kV, el cual sería ejecutado bajo las normativas y procedimientos vigentes de cada país.

Un aspecto importante de resaltar es que, para esa fecha de publicación el sistema de transmisión en 500 kV aún no se acercaba geográficamente a la frontera con Ecuador, sin embargo, por el lado peruano, se informaba la culminación de las obras de transmisión en 500 kV Carabayllo – Chimbote – Trujillo, previendo una futura ampliación del sistema de transmisión en 500 kV con la línea Chiclayo – La Niña para el año 2014. Por el lado ecuatoriano, se informó que se tenía previsto la ampliación de su sistema de transmisión en 500 kV con la construcción de la red Coca Codo – Sinclair – El Inga – Daule, el cual se concretaría en el 2016.

Es así como, la interconexión eléctrica de ambos sistemas se realizaría con la construcción de los siguientes tramos:

- Lado peruano: Línea Subestación La Niña – Subestación Frontera, aproximadamente de 325 Km.
- Lado ecuatoriano: Línea Subestación El Milagro – Subestación Frontera, aproximadamente 175 Km.

2.3.3. PLAN DE TRANSMISIÓN 2015 - 2024

Este Plan de Transmisión que fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 575-2014-MEM/DM publicado el 1 de enero de 2015, propone la modificación de cambio de ruta del tramo peruano de interconexión con Ecuador, sustentando su requerimiento en la geografía altoandina por la cual pasaba en el trazo del Plan de Transmisión anterior, de esta manera se formula un nuevo recorrido por las costas peruanas lo cual incluye una nueva Subestación en la ciudad de Piura.

2.3.4. PLAN DE TRANSMISIÓN 2017 - 2026

Sobre este Plan de Transmisión que fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 562-2016-MEM/DM publicado el 1 de enero de 2017, se reafirma la intención de ampliar la red de 500 kV con alcance geográfico cercano a las fronteras de los países vecinos, esta planificación coincide con lo establecido en el artículo 9 de la (DECISIÓN CAN 757, 2011, p. 6) la cual “busca coordinar la planificación con una visión de integración regional” y el Acuerdo de Cuenca que fue el motor inicial para incrementar la capacidad de transmisión en 500 kV entre ambos países.

En ese sentido, por el lado peruano se planificó reforzar la zona norte del país, es decir la Subestación Piura, llevando a cabo el proyecto vinculante “Enlace 500 kV La Niña – Piura Nueva, Subestaciones, Líneas y ampliaciones asociadas”, la justificación principal de este proyecto fue la creciente demanda en la Subestación Piura y la inserción de generación no convencional en dicha zona.

Por otro lado, se cuenta con el Anteproyecto de Ingeniería de la Línea de Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú en 500 kV, que enlazaría la Subestación Chorrillos en Ecuador con la Subestación La Niña en Perú con una distancia de 634 Km. Notar que, el proyecto vinculante “Enlace 500 kV La Niña – Piura Nueva” puede modificar el proyecto “Enlace 500 kV La Niña – Chorrillos” al reubicar la Subestación de partida hacia la Subestación Frontera, en este caso iniciaría en el Subestación Piura Nueva 500 kV.

2.3.5. PLAN DE TRANSMISIÓN 2019 - 2028

Este Plan de Transmisión que fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 540-2018-MEM/DM publicado el 31 de diciembre de 2018, sostiene a la interconexión internacional como proyecto vinculante al “Enlace Piura Nueva - Frontera en 500 kV”, precisando que la licitación fue encargada en marzo de 2018 a Proinversión. Cabe indicar que Perú forma parte de la iniciativa SINEA, desde donde se elaboraron dos estudios por encargo del BID: i) Armonización Regulatoria y ii) Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructura de Integración Eléctrica de los Países Andinos.

Al respecto, los estudios mencionados fueron culminados en el año 2014 y presentó alternativas de interconexión factibles económicamente en el ámbito bilateral.

Tabla 2. Alternativas de interconexión factibles

Sistema de interconexión	Nombre del proyecto	Año esperado de puesta en servicio
Ecuador - Perú	Línea 500 Kv La Niña-Daule (540 Km de 500 MVA)	2017
Perú - Chile	Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes – Arica (70 Km de 130 MVA)	2017
	Línea HVDC 500 Kv Montalvo – Crucero (650 Km de 1000 MVA)	2020
Chile - Bolivia	Línea 220 Kv Laguna Colorada – Chuquicamata (140 Km de 140 MVA)	2017

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2019-2028 (Informe COES/DP-01-2018 – Tabla 9.1)

2.3.6. PLAN DE TRANSMISIÓN 2021 - 2030

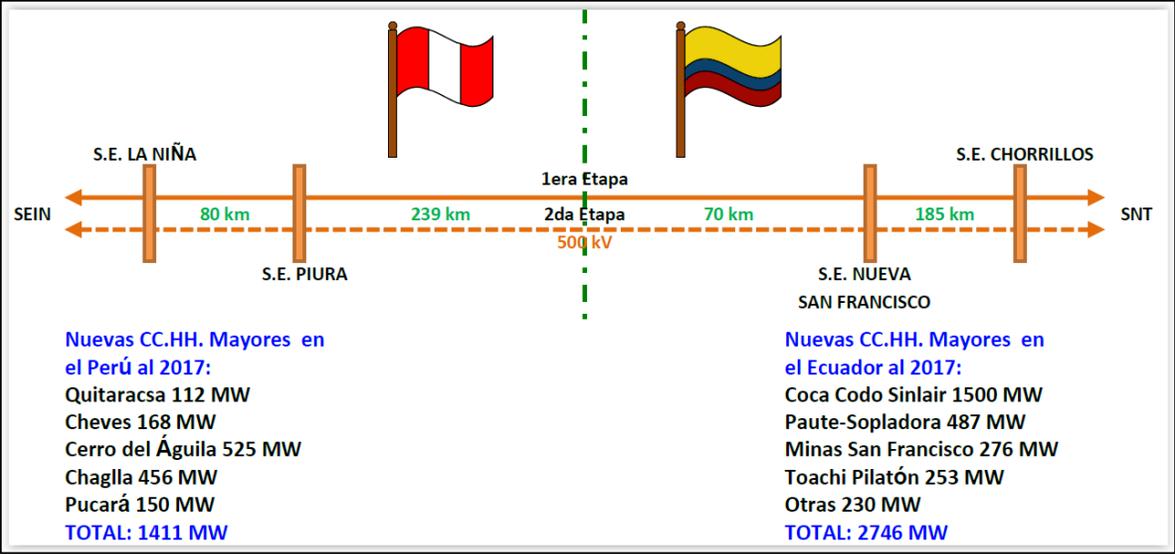
Con relación a este Plan de Transmisión que fue aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM publicado el 30 de diciembre de 2020, se informó el poco avance de los proyectos vinculantes mencionados en el Plan de Transmisión 2019-2028 que tienen

relación con la interconexión internacional. Sin embargo, se definió que, por el lado de Perú, el tramo a construir iría desde la Subestación Piura Nueva hasta la Subestación Frontera y se espera que esta obra se finalice el año 2024.

Asimismo, se informó que durante el 2019 se realizaron estudios que actualizaron los límites de transferencia y verificación de la operación síncrona de la interconexión Perú (Piura Nueva) - Ecuador (Pasaje), donde se definieron las máximas transferencias por la interconexión. En el sentido de Ecuador a Perú se definió hasta 600 MW y en el sentido de Perú a Ecuador se estableció hasta 650 MW.

También se informó que la implementación de los proyectos vinculantes que forman parte del Plan de Transmisión 2021-2030: a) “Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas” y b) “Enlace 500 kV Celendín - Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas” incrementarían las potencias de intercambio a valores de 1000 MW, a partir del año 2026. Tal como se muestra en el gráfico N° 05 que se muestra a continuación.

Gráfico 6. Esquema de interconexión Ecuador - Perú en 500 kV



Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030. Informe COES/DP-01-2020, p. 297)

2.3.7. PLAN DE TRANSMISIÓN 2023 – 2032

En el periodo de elaboración de esta investigación, se encuentra en la etapa preliminar el Plan de Transmisión 2023 – 2032, por lo que, la información vertida es referencial. Con relación a la interconexión con Ecuador, se observa que se han identificado los estudios necesarios para concretar la interconexión en el nivel de 500 kV desarrollando los siguientes estudios: i) Estudio de mitigación de oscilaciones de potencia mediante señales estabilizantes de PSS para la operación interconectada de los sistemas de Colombia, Ecuador y Perú, ii) Un esquema de Separación de Áreas de la interconexión Ecuador - Perú 500 kV, y iii) Actualización de las máximas transferencias en la interconexión Ecuador - Perú (COES, 2022).

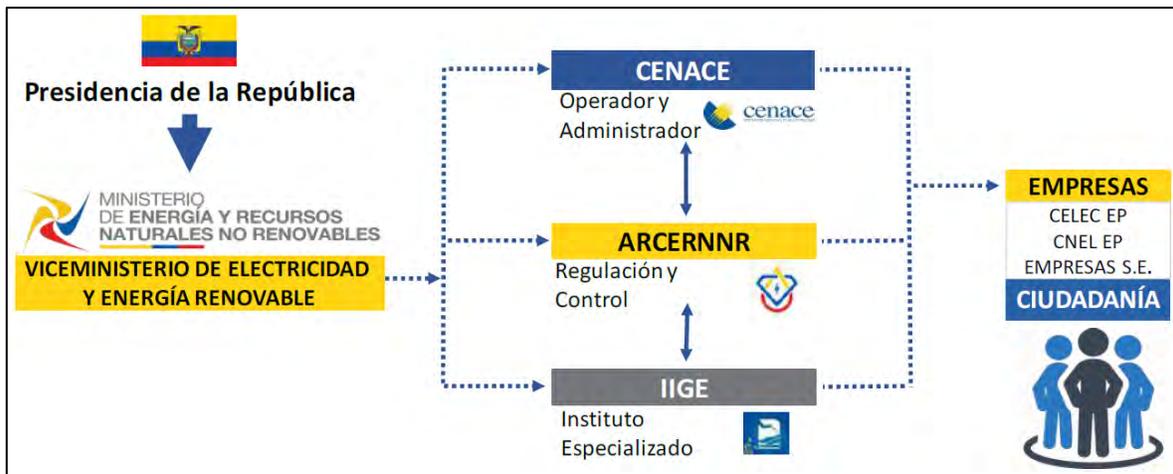
Asimismo, se señala que de efectuarse los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030, referentes a la interconexión con Ecuador, se incrementaría la capacidad de transmisión y los límites máximos de transferencia de potencia entre los enlaces de Colombia, Ecuador y Perú. En una primera etapa que incluye una simple terna el flujo en el sentido de Ecuador a Perú, se incrementaría hasta 1,500 MW y en el sentido de Perú a Ecuador se incrementaría hasta 1,000 MW. En una segunda etapa que incluye una terna adicional, se incrementaría la capacidad de transmisión y los nuevos límites de transferencia del flujo en el sentido Ecuador a Perú y Perú a Ecuador, llegarían hasta los 2,200 MW (COES, 2022).

3. MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR

3.1. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sector eléctrico ecuatoriano también ha pasado por diferentes procesos de mejoras (López Arias, 2014), desde el monopolio de las actividades de generación, transmisión y distribución hasta la integración de la industria de los segmentos mencionados. En marzo de 1999, se encargó al Ministerio de Energía y Minas la supervisión y control del sector eléctrico, así como otorgar los poderes necesarios para las concesiones al sector privado, luego con la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en el año 2007 se adhieren funciones de planificación en el corto, mediano y largo plazo, sobre criterios de eficiencia energética. El siguiente gráfico muestra las instituciones participantes del Sector Eléctrico.

Gráfico 7. Instituciones participantes del Sector Eléctrico de Ecuador



Fuente: (CENACE, 2020, p. 23)

También es oportuno señalar que, con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y modificación de la constitución, desde el 2008 se produjeron cambios sobre la planificación e incentivos de inversión en las diversas actividades del sector eléctrico (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013). Los lineamientos más relevantes del “nuevo” régimen eléctrico establecía i) Una tarifa única al usuario final, ii) Eliminación del concepto de costo marginal que es utilizado para determinar los costos en generación, iii) Mecanismos de financiamiento para la inversión en generación, transmisión y distribución, a través del presupuesto nacional, y, iv) Reconocimiento a las empresas de generación, transmisión y distribución por la diferencia entre la tarifa única para el consumidor final y los costos realmente incurridos.

Sin embargo, a través del Registro Oficial N° 449 se publicó una nueva Constitución de la República del Ecuador, donde se definió al sector eléctrico como un servicio público y se dispuso que el Estado administre, controle, regule y gestione este sector. Asimismo, tanto la Ley del Régimen del Sector Eléctrico como el Reglamento para el funcionamiento del Mercado de Electricidad Mayorista han presentado diferentes actualizaciones a lo largo de su vigencia, donde se pueden identificar 2 mercados: a) Mercado a Plazo y b) Mercado Ocasional. El mercado a plazo establece las condiciones comerciales para los agentes participantes, es decir, entre Distribuidores y Generadores, entre Generadores y grandes consumidores y entre Distribuidores y grandes consumidores. Por otro lado, el mercado ocasional valoriza aquellas inyecciones y retiros no consideradas en el mercado anterior, donde la energía se liquida al precio de costo

marginal de corto plazo (ARCERNNR, 2021).

Es necesario precisar que, al 2020 se registraron 80 empresas de generación pública y 59 empresas privadas, siendo la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador-CELEC EP la que presenta una mayor producción. Asimismo, la actividad de transmisión se encuentra bajo la supervisión y control del Estado a través de la empresa TRANSELECTRIC, la cual vela por la expansión del Sistema Nacional de Transmisión. La actividad de distribución y comercialización de energía se encuentra a cargo del Estado, donde existen 9 empresas públicas que deben expandir sus redes para satisfacer la demanda en su área de concesión (CENACE, 2020).

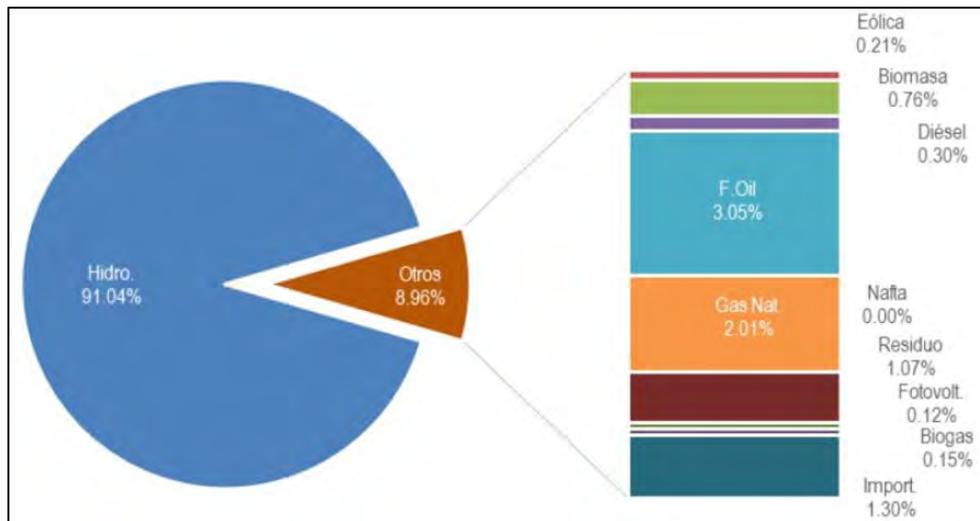
Es en este contexto que el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) continúa a cargo de la regulación y control, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) mantiene las funciones técnicas y de operación del sistema eléctrico, siendo el cambio más significativo la creación de la empresa pública responsable de la provisión del suministro eléctrico CELEC EP, es decir, de los segmentos del sector eléctrico así como de la importación y exportación de energía eléctrica (López Arias, 2014).

También se puede describir a los tipos de usuarios finales, donde existen compradores regulados que están representados por los usuarios de las empresas distribuidoras; y los compradores libres. Estos últimos, deben tener un consumo superior a los 4,500 MWh/año y una demanda máxima a 650 kW dentro de los seis meses inmediatamente anteriores (Chavez et al., 2019). Asimismo, no existe un mercado mayorista de electricidad y cada central eléctrica se valoriza de acuerdo a su costo variable; existe un cargo fijo asignado a los consumidores reguladores y el operador del sistema estima un costo operativo basado en un despacho integrado con Colombia, es decir, la exportación e importación si afecta a la valorización de las transacciones internacionales con Colombia (Campo Pinzón, 2015).

3.1.1. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Durante el año 2021, la cobertura de la demanda fue realizada principalmente por la generación de centrales hidroeléctricas, dicha producción supera el 90% de la producción energética nacional principalmente durante los meses de avenida.

Gráfico 8. Participación en la producción por tipo de consumo, año 2021



Fuente: (CENACE, 2021, p. 3)

Como se ha descrito en líneas anteriores, el Mercado Mayorista de Electricidad de Ecuador liquida las transacciones entre sus agentes en base al costo marginal. Asimismo, para el pago de los usuarios finales utiliza el concepto de costos medios, el cual es fijado por el CONELEC anualmente, para valorizar los costos incurridos en las actividades de generación, transmisión y distribución (CENACE, 2020).

3.2. ASPECTOS NORMATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR Y COLOMBIA

En mayo de 1997, se inauguró la interconexión Colombia – Ecuador a través de una línea de transmisión de 15.49 Km de longitud en el nivel de 138 kV, entre las subestaciones de Túlcan en Ecuador y Panamericana en Colombia, pero no se realizaron intercambios por falta del marco regulatorio y legal. Posteriormente, en octubre de 2001 se inicia la operación comercial mediante la línea de transmisión de 138 kV (Cubillo Betancourt, 2017).

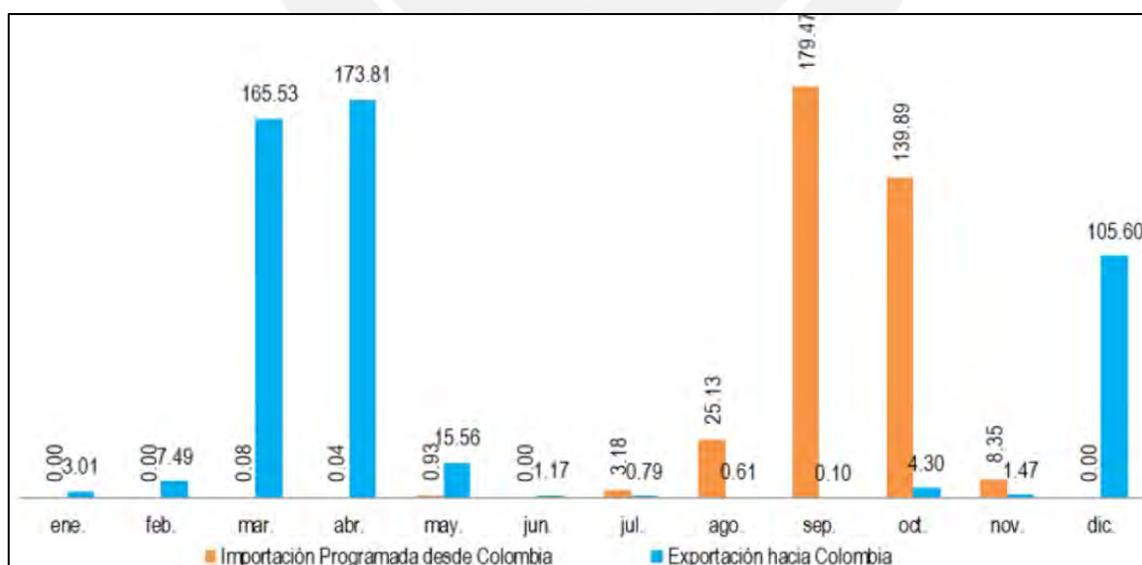
Posteriormente, a través de la Decisión 536 que promovió la creación de organismos normativos y reguladores representados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG-Colombia), Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC-Ecuador), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN-Perú) y la Fundación para el Desarrollo

del Servicio Eléctrico (FUNDELEC-Venezuela) donde se establecieron principios generales para la armonización regulatoria de cada país miembro (Santos Játiva, 2003).

En marzo de 2003, se inaugura la interconexión eléctrica en el nivel de 230 kV a través de una infraestructura de doble terna, la cual tiene 212 Km de longitud (137 Km en territorio ecuatoriano y 75.6 Km en territorio colombiano), que conecta las subestaciones Pomasqui Ecuador y Jamondino Colombia, permitiendo la operación síncrona de los sistemas eléctricos de ambos países. Finalmente, en noviembre de 2008 se adiciona una línea de transmisión en el nivel de 230 kV, quedando la interconexión internacional con 3 líneas en 230 kV y una línea en 138 kV (Cubillo Betancourt, 2017).

En la actualidad, se mantiene las transacciones internacionales de electricidad con Colombia a través de 4 circuitos en 230 kV por el lado de Ecuador desde la S.E. Pomasqui hacia la S.E. Jamondino en Colombia y un circuito en 138 kV que va de la S.E. Túlcan hasta la S.E. Panamericana (Ecuador-Colombia). Así pues, los 4 enlaces en 230 kV permanecen cerrados dando pase a intercambios no previstos que dependiendo de la circulación son liquidados como exportación o importación (CENACE, 2020).

Gráfico 9. TIE entre Colombia y Ecuador en GWh, año 2021



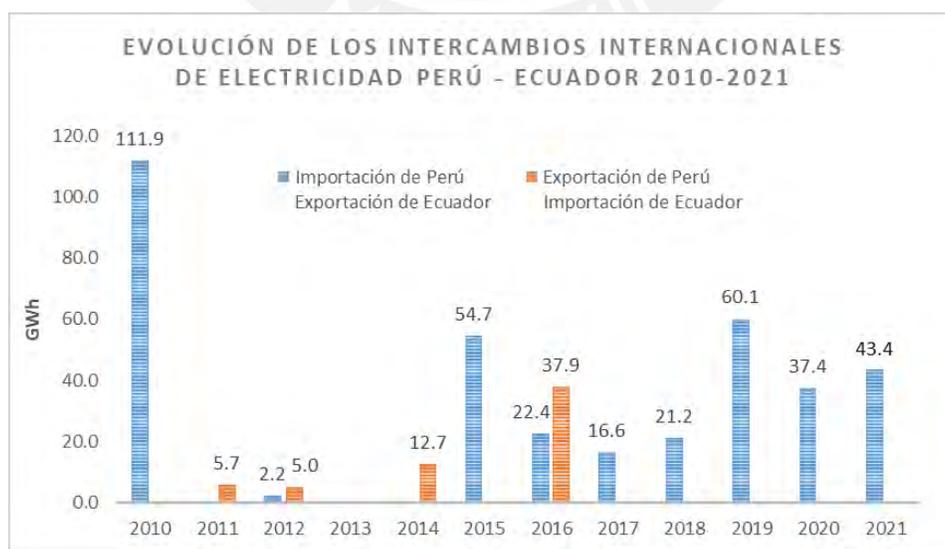
Fuente: (CENACE, 2021, p. 8)

3.3. INTEGRACIÓN REGIONAL PERÚ-ECUADOR

En (Acuerdo de Cartagena, 1969), se plantearon diferentes mecanismos para lograr la integración energética andina, donde uno de los principales objetivos es alcanzar la integración física del territorio comunitario andino. Pero a pesar de su antigüedad y de los esfuerzos por armonizar los marcos regulatorios institucionales y los recursos naturales que aportaría cada país miembro en el proceso de integración, es poco lo que se ha avanzado, ya que hasta el momento no se ha implementado una normativa común, ni un mercado común, por lo que se puede decir que el avance actual es un proceso de interconexión energética por acuerdo de partes (Acuerdos bilaterales), más que un proceso de integración energética por sí mismo (Cadena Cancino, 2015).

La interconexión Machala (Ecuador) - Zorritos (Perú) en 220 kV tiene una capacidad aproximada de 160 MW y principalmente es utilizada para intercambios de electricidad en condiciones de emergencia, es decir, intercambios por excedente de energía, con suministro interrumpible y sin potencia ni energía firme (Ferreira & Rivera Albarracón, 2016). Esta interconexión al ser un enlace débil en cuanto no permite la sincronización de ambos mercados eléctricos, disminuye las posibilidades de establecer reglas claras de precios y cantidades. El siguiente gráfico muestra los intercambios de electricidad efectuados entre Perú y Ecuador.

Gráfico 10. Evolución de los intercambios internacionales de electricidad Perú - Ecuador

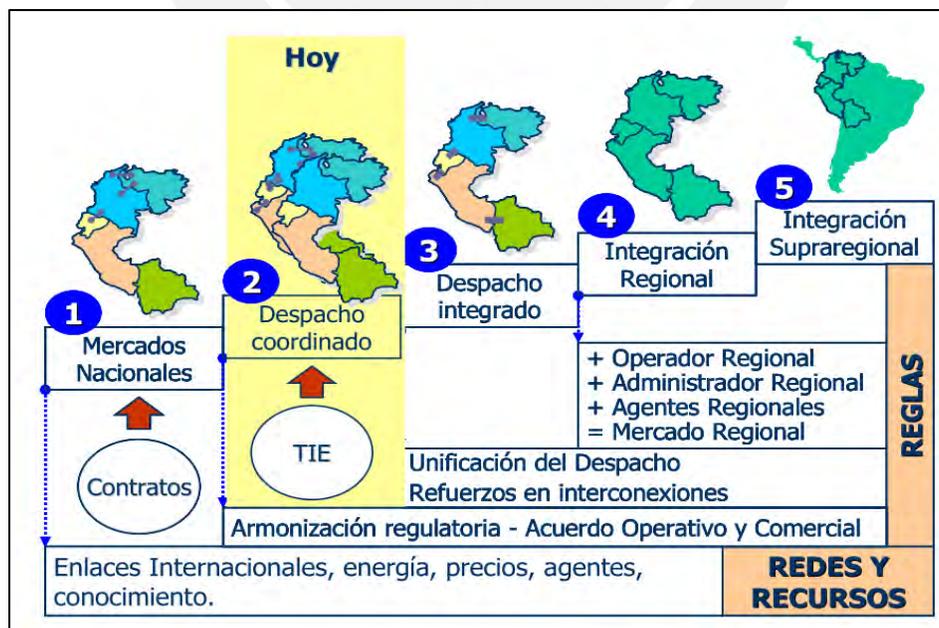


Fuente: Estadísticas Anuales COES. Elaboración propia

A pesar de encontrarse suspendidas las directivas de la Decisión N° 816 de abril de 2007, donde se establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y al Coordinador Regional para supervisar y ajustar el despacho económico coordinado, hasta la publicación de los respectivos reglamentos operativos y comerciales, existen importantes aspectos que considerar como la optimización de excedentes, el uso eficiente de los recursos energéticos, el fomento del desarrollo en la región andina, entre otros (Alzamora, 2017).

La propuesta de integración regional efectuada en (Pérez, 2019), clasifica en fases o niveles de evolución los mercados eléctricos, al observar el grado de intercambio que presentan. La primera fase de integración consiste en transacciones por medio de acuerdos o contratos bilaterales (caso Perú - Ecuador); la segunda fase corresponde al despacho coordinado, que propiamente dicho corresponde a las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE); la tercera fase se refiere a un despacho integrado, es decir, optimizar los recursos energéticos de los países que participen de los intercambios; la cuarta fase se desarrolla sobre la integración regional, siendo indispensable la figura de un operador y administrador regional de los mercados energéticos; y la etapa más avanzada corresponde a una integración suprarregional, que abarcaría la integración total de los mercados eléctricos regionales.

Gráfico 11. Evolución de la integración energética entre mercados eléctricos

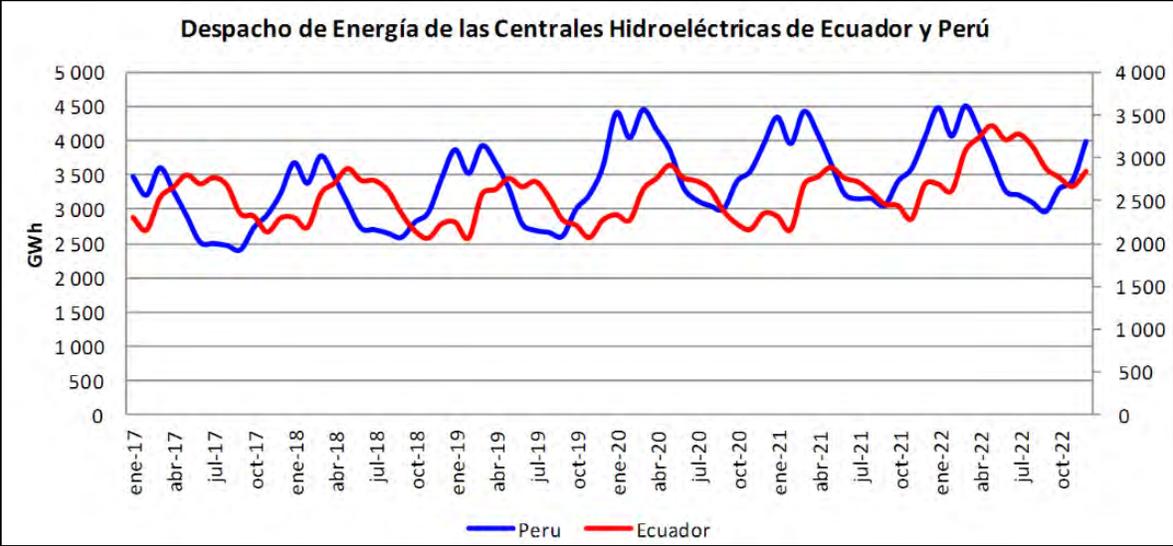


Fuente: (Pérez, 2019, p. 13)

En esa misma línea (Magno Quijano, 2019) realizó la comparativa de atributos entre los procesos de integración de la Unión Europea (UE), de América Central (AC) y la Comunidad Andina de Naciones (CAN) para poder observar el avance en materia regulatoria de dichos mercados. La autora ha podido validar que tanto la UE como AC cuentan con instrumentos comunitarios para realizar transacciones de electricidad y queda pendiente que la CAN, efectúe estudios de investigación técnica y formule los lineamientos normativos, regulatorios y económicos en base a un proceso de integración energética para el largo plazo.

Sin embargo, la interconexión en el nivel de 500 kV se presenta como una solución de aseguramiento energético y de capacidad, debido a la complementariedad hidrológica que involucra a las cuencas de ambos países. Por ejemplo, en (COES, 2022) se muestran los despachos ejecutados de las centrales hidroeléctricas de ambos países, los cuales podrían favorecer a la optimización de los recursos energéticos en un despacho regional integrado.

Gráfico 12. Despacho de centrales hidroeléctricas de Perú y Ecuador, en GWh



Fuente: Propuesta Preliminar de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032. Informe COES/DP-02-2022, p. 219).

A pesar que la energía hidroeléctrica es muy variable en términos de mediano y largo plazo y sobre todo cuando son causados por fenómenos climáticos como El Niño y La Niña, las interconexiones eléctricas se presentan como una solución de corto plazo para aprovechar la

complementariedad hídrica de ambos sistemas, en otras palabras es una manera de afrontar la variabilidad de las estacionalidades (Chiara et al., 2019). Históricamente durante los meses de junio, julio, agosto y setiembre; periodos que coinciden con la época de estiaje de las centrales hidroeléctricas peruanas y mejor condición hídrica en el sistema eléctrico ecuatoriano (Acevedo Marçayata & Chicaiza Santin, 2001)

4. FORMACIÓN DE PRECIOS DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

De acuerdo a (OLADE, 2013), los acuerdos comerciales que permiten los intercambios de suministro eléctrico entre países fronterizos se denominan Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), estos acuerdos se basan en aprovechar la diferencia de costos marginales de corto plazo de los mercados mayoristas, donde el país exportador es aquel que presenta el menor costo marginal en el punto de interconexión. Asimismo, existen barreras a la integración regional principalmente de carácter político, normativo, comercial, técnico, institucional y presupuestario, resaltando que muchas de estas barreras se observan por diferencias en la regulación de los países y por la debilidad institucional de los organismos reguladores nacionales.

Sin embargo, las ventajas que traen las interconexiones regionales de los sistemas eléctricos involucrados se definen como:

- Utilización óptima de los recursos energéticos, al tener en cuenta las complementariedades de las fuentes de generación entre ambos países, al igual que de la infraestructura eléctrica.
- Diversificación de la matriz energética de los países y el aprovechamiento de la complementariedad de recursos energéticos.
- Disminución de los precios de electricidad para el país importador y por ende de las tarifas de los consumidores finales.
- Mejora en la seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.
- Incentiva la competencia en la generación, dada la ampliación en la oferta; y una ampliación de la demanda del mercado, y por lo tanto la entrada de nuevos

generadores, potenciando la inversión nacional y la inversión extranjera directamente. (CIER, 2016, p. 10).

4.1. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA NORD POOL

Tal como señala (García Rendón & Palacios Builes, 2006) la integración conformada por los mercados eléctricos de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca configuran lo que se conoce como Nord Pool. Estos países ubicados en la zona norte de Europa forman un mercado con diferentes capacidades de generación y necesidades de consumo que venden y compran en dicho mercado. Por un lado, las transacciones de electricidad se realizan bajo contratos bilaterales, sin embargo, existe un creciente mercado de contratos financieros.

En Nord Pool opera el mercado spot donde los precios de compra y venta son determinados cada hora a lo largo del día, para ser ejecutados al día siguiente, lo que se conoce como mercado del día siguiente (por su traducción del inglés 'Day Ahead Market'). Este precio conocido también como precio spot, mantiene su valor en los mercados eléctricos de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, y es utilizado en el mercado de futuros y opciones. Ya que este precio spot no tiene en cuenta la capacidad de las líneas de transmisión, es posible que algunas veces se generen congestiones en las interconexiones (García Rendón & Palacios Builes, 2006).

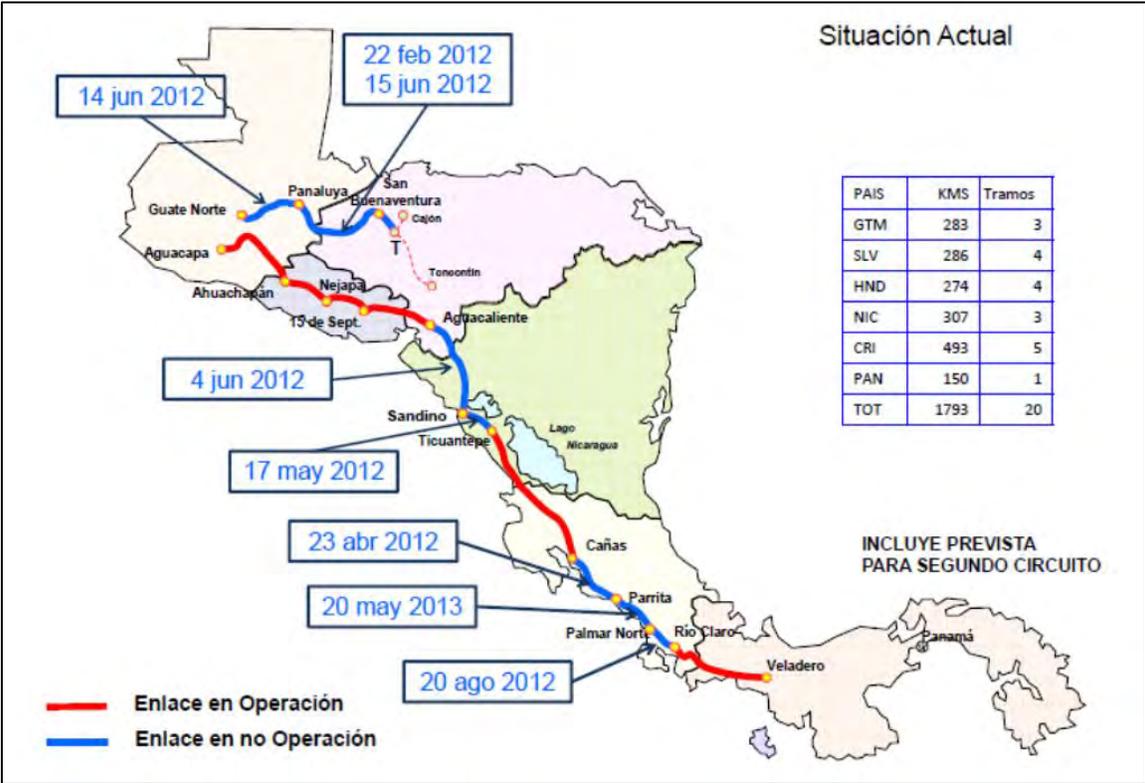
Dado el grado de avance del Nord Pool, resulta necesario reconocer no solo desde la perspectiva institucional y normativa el retraso de América del Sur para lograr una integración de mercados eléctricos, que previamente debe consolidar entidades supranacionales como un único ente regulador y operador del sistema. Asimismo, el rol político que es heterogéneo en nuestras latitudes resulta primordial para lograr los objetivos de integración, ya que si no existe o es muy imprevisto como el caso de Venezuela, resultaría insatisfactorio establecer acuerdos que ayuden al beneficio del país implicado (García et al., 2014).

4.2. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SIEPAC

El proyecto denominado Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la creación de un mercado eléctrico centroamericano mayorista, siendo

este mercado llamado Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual tiene por objetivo iniciar el proceso de integración eléctrica, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales. Para la creación de este mercado fue necesaria la inversión en infraestructura, la cual consideraba una línea de transmisión en 230 kV de 1,790 Km aproximadamente, que interconectaba a 6 países Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (Estrada & Canete, 2012).

Gráfico 13. Situación actual de la interconexión SIEPAC



Fuente: (Estrada & Canete, 2012, p. 48)

Asimismo, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica brinda el marco regulatorio para soportar las transacciones de electricidad entre países de Centroamérica, siendo los principales:

- La interconexión regional no sustituye los mercados eléctricos nacionales.
- Cada país es responsable de atender su demanda planificando su sistema.
- En el MER se transan excedentes de energía que por costo la puede absorber otro país.

- Para cerrar las transacciones, el MER centraliza en el Ente Operador Regional (EOR) un despacho diario que se elabora un día antes.
- Los Agentes de los países pueden hacer transacciones de energía eléctrica.
- La integración Centroamericana pretende se optimicen los recursos de generación y transmisión en la región. (Quesada, 2012, p. 5)

4.3. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EUROPEA

El modelo de mercado eléctrico implementado por Reino Unido en 1990 provocó una gran reforma en los mercados eléctricos de los países que conforman la Unión Europea (UE), quienes iniciaron su reestructuración y liberalización al introducir a sus mercados al sector privado y reducir la intervención del Estado.

Actualmente, el Mercado Interior de Electricidad (MIE) de la UE está conformado por 27 países, los que conforman la UE-25 más Noruega y Suiza, quienes basan sus intercambios de electricidad en la primera Directiva eléctrica de 1996 con una posterior reforma que sustenta la segunda Directiva y la Regulación Eléctrica del 2003 (Pérez Arriaga et al., 2006).

Asimismo, se puede clasificar en tres grupos a los mercados europeos: los primeros que buscan nuevos mecanismos que promuevan el dinamismo y funcionamiento del MIE, los segundos que encuentran su comodidad en la regulación y la lentitud de su aplicación, y, por último, aquellos mercados que se han incorporado recientemente a la Unión Europea o los cuales se vienen preparando para hacerlo.

(Magno Quijano, 2019) señala que la Directiva 2003/54/CE estableció un precedente en cuanto al acceso a red, ya que esta Directiva fue implementada con la finalidad de promover la eficiencia técnica y económica en el MIE. Posteriormente, a través del Reglamento (CE) N° 713/2009 se creó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) con la finalidad de supervisar a los organismos reguladores europeos de electricidad y gas de cada país.

En este mismo Reglamento (CE) N° 713/2009, se define el cuerpo directivo de la ACER (Director, Consejo de Reguladores, Consejo de Administración y Sala de Recurso), así como

delimitar sus funciones de emitir recomendaciones y dictámenes en materia regulatoria que deben ser compartido con las autoridades reguladores y otros.

Una crítica interesante a los países en proceso de integración energética planteada por (Pérez Arriaga et al., 2006), la refiere a la demora en la adopción o armonización regulatoria, que introduce barreras para la integración en un mercado verdaderamente competitivo. La crítica principal, por ejemplo, sobre los países miembros de la UE, es que han priorizado un enfoque centrado en cada mercado, sin converger en una planificación más de largo plazo que terminar por limitar el desarrollo tanto de los mercados eléctricos nacionales como regionales.

También precisa que, en la medida que se adopten mejores reglas de mercado con un mínimo nivel de armonización, se disminuiría la probabilidad de realizar arbitraje por parte de las empresas comercializadoras que tienen acceso a diferentes precios de energía entre los países interconectados.

5. ASIGNACIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN EN MERCADOS INTERNACIONALES

5.1. Comunidad CAN

A través de la (DECISIÓN CAN 536, 2002, p. 3), se estableció que “Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo”. Posteriormente, de la experiencia adquirida por los intercambios realizados entre Ecuador y Colombia se emitió la Decisión 720 de 2009, donde suspendían la aplicación de la Decisión 536 y se definió por primera vez el criterio “50% para el país importador y 50% para el país exportador”.

Actualmente, la Comunidad CAN (DECISIÓN CAN 816, 2017, p. 6) reafirma el tratamiento de estas rentas de congestión señalando que “las rentas de congestión que se originen en cada Enlace Internacional serán asignadas en partes iguales, es decir, 50% para cada uno de los dos países que comparten el Enlace Internacional”.

5.2. Mercado Nord Pool

Tal como se ha descrito, el mercado Nord Pool fue constituido inicialmente por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, donde el sistema de transmisión está conformado por una red de líneas de alta tensión que se clasifican en tres niveles: red nacional, conexión regional y conexión local, siendo los principales operadores de la red Statnett en Noruega, Svenska Krafnätt en Suecia, Frigid en Finlandia y Eltra en Dinamarca; sin embargo, este mercado tiene un ente coordinador superior que organiza y agrupa a estos operadores para lograr una mayor expansión y cooperación (García Rendón & Palacios Builes, 2006).

Con relación al tratamiento de la renta de congestión el mercado Nord Pool mantiene dos métodos para superar estas congestiones: i) crea áreas de precios y ii) compra de compensación. Al utilizar el primer método logra solucionar las congestiones de larga duración, separando el mercado a zonas de negociación diferente donde los participantes del mercado ofertan para las diferentes áreas. El segundo método se basa en pagar una compensación para que los generadores eléctricos regulen su producción (incrementar o reducir) para alcanzar a la demanda.

5.3. Mercado SIEPAC

Tal como se define en el numeral 3 “Derechos de Transmisión” de la Resolución CRIE-7-2017, el Derecho Firme (DF) está asociado a un Contrato Firme (CF) y un Derecho de Transmisión (DT) que tiene cierto tiempo de vigencia o validez, durante esta vigencia el DT:

“Se asigna a su titular el derecho a percibir o la obligación de pagar una renta de congestión según el resultado de la diferencia entre el producto del precio nodal de retiro resultante del predespacho o redespacho regional por la potencia de retiro del DF menos el producto del precio nodal de inyección resultante del predespacho o redespacho regional por la potencia de inyección del DF” (CRIE, 2017, p. 5)

5.4. Mercado Ibérico España-Portugal

Este mercado cobertura la volatilidad de precios que podrían ocurrir por la posibilidad de

congestión en la interconexión de ambos países, a través de contratos financieros. De ocurrir una congestión en la interconexión o lo que se entiende como una diferencia entre la oferta de compra y venta se debe seguir el siguiente procedimiento:

“De existir congestión en la interconexión, la diferencia entre las ofertas de compra y venta casadas proporciona un flujo físico de energía a través de la interconexión superior a la capacidad disponible en el sentido del flujo resultante. Esta diferencia multiplicada por la capacidad de interconexión se distribuye en 50% para los dos sistemas interconectados” (CNMC, 2018, p. 5).



CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para determinar la capacidad óptima es necesario conocer algunas variables de los sistemas eléctricos, como la máxima demanda, los costos marginales, la estacionalidad hidrológica y los costos incrementales de las unidades de generación que operan en cada sistema; dicha información se modelará en un sistema binodal donde se buscará optimizar tanto el costo de operación como el costo de transmisión en la función objetivo del problema.

1.1. INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PERÚ

Con referencia a la estacionalidad se ha considerado lo definido en el glosario de abreviaturas aprobado mediante resolución N° 143-2001-EM-VME. Asimismo, se ha utilizado la información publicada en la estadística anual del COES del año 2021 para modelar los rangos más relevantes del sistema eléctrico peruano.

Tabla 3. Producción de energía, Máxima Demanda y Costo Marginal - 2021

Estacionalidad	Mes	Energía (GWh)	Máxima Demanda (MW)	Costos Marginales (US\$/MWh)
Avenida	Enero	4,557.44	7,052.55	7.18
Avenida	Febrero	4,154.35	7,063.90	9.66
Avenida	Marzo	4,619.30	7,047.35	8.15
Avenida	Abril	4,326.83	6,887.94	6.09
Avenida	Mayo	4,528.81	6,902.20	12.69
Estiaje	Junio	4,438.20	6,903.84	13.25
Estiaje	Julio	4,483.17	6,824.55	24.23
Estiaje	Agosto	4,571.39	7,006.35	28.34
Estiaje	Setiembre	4,468.15	7,038.60	27.74
Estiaje	Octubre	4,618.90	7,144.17	24.77
Estiaje	Noviembre	4,536.55	7,218.30	23.28
Avenida	Diciembre	4,687.26	7,207.48	22.08
	Total	53,990.35	7,218.30	17.29

Fuente: Estadística Anual COES, 2021. Elaboración propia

1.2. INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR

Con referencia a la estacionalidad, se ha definido según lo publicado por (CENACE, 2018) donde se puede observar la complementariedad hidrológica entre ambos mercados según el gráfico N° 12. Por otro lado, se ha utilizado información compartida por CENACE para la presente investigación.

Tabla 4. Producción de energía, Máxima Demanda y Costo Marginal. Año 2021

Estacionalidad	Mes	Energía (GWh)	Máxima Demanda (MW)	Costos Marginales (US\$/MWh)
Estiaje	Enero	2,274.23	3,871.00	2.50
Estiaje	Febrero	2,136.75	3,914.00	14.80
Estiaje	Marzo	2,551.11	3,945.00	7.10
Avenida	Abril	2,488.04	3,928.00	2.00
Avenida	Mayo	2,310.11	3,853.00	2.00
Avenida	Junio	2,195.15	3,759.00	2.10
Avenida	Julio	2,251.79	3,786.00	2.20
Avenida	Agosto	2,282.88	3,836.00	2.50
Avenida	Setiembre	2,250.52	3,940.00	2.00
Estiaje	Octubre	2,384.94	3,925.00	19.50
Estiaje	Noviembre	2,275.91	3,970.00	50.40
Estiaje	Diciembre	2,493.39	4,057.00	23.30
	Total	27,894.82	4,057.00	10.87

Fuente: Informe Ejecutivo de Gestión Mensual, diciembre 2021. Elaboración propia

Cabe precisar que, los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia operan de manera sincronizada y administran las importaciones/exportaciones de sus excedentes en base a los acuerdos comerciales firmados entre ambos países. Sin embargo, en esta investigación se excluye el consumo efectuado por Colombia (Exportación de Ecuador) para poder analizar el impacto de Ecuador sobre el mercado de Perú.

Con la finalidad de determinar el nivel óptimo de transmisión se ha tomado la información mensual del año 2021, donde a partir de los datos ejecutados se debe construir una función de costo incremental por cada rango de oferta para cada barra, es decir por tramos, además para cada escenario hidrológico.

2. PARÁMETROS DE ENTRADA

2.1. GENERACIÓN Y DEMANDA

Para realizar las simulaciones se ha tomado la información de máxima demanda de cada sistema, así como la oferta que corresponde a la máxima producción hídrica por cada estacionalidad y la capacidad térmica de ambos sistemas, mayor detalle se puede ver en el Anexo I. Sin embargo, es necesario precisar que, si bien cada mercado cuenta con diferentes tecnologías para atender su demanda, el mercado ecuatoriano cuenta con una alta participación de generación hídrica; a su vez, la participación de la energía renovable no convencional en cada mercado aún no toma el protagonismo necesario por presentar intermitencia en la cobertura de la demanda.

En ese sentido, la resolución del problema de optimización del sistema binodal constituye el escenario 1, donde se tiene en cuenta tanto la estacionalidad hídrica como la máxima demanda mensual de cada sistema; que sin necesidad de coincidir en el tiempo representan el periodo de mayor estrés para el sistema binodal, de esta manera se busca determinar la capacidad óptimo. En el escenario 2, se fija la capacidad óptima determinada en el cálculo intermedio para estimar los nuevos ingresos y costo operativos de los sistemas operando de manera aislada e interconectada.

Tabla 5. Estacionalidad y Máxima demanda de Perú y Ecuador. Año 2021

Mes	Ecuador	Perú	MD ECUADOR (MW)	MD PERÚ (MW)
Enero	Estiaje	Avenida	3,871.0	7,052.5
Febrero	Estiaje	Avenida	3,914.0	7,063.9
Marzo	Estiaje	Avenida	3,945.0	7,047.3
Abril	Avenida	Avenida	3,928.0	6,887.9
Mayo	Avenida	Avenida	3,853.0	6,902.2
Junio	Avenida	Estiaje	3,759.0	6,903.8
Julio	Avenida	Estiaje	3,786.0	6,824.6
Agosto	Avenida	Estiaje	3,836.0	7,006.3
Setiembre	Avenida	Estiaje	3,940.0	7,038.6
Octubre	Estiaje	Estiaje	3,925.0	7,144.2
Noviembre	Estiaje	Estiaje	3,970.0	7,218.3
Diciembre	Estiaje	Avenida	4,057.0	7,207.5

Fuente: Estadística Anual COES e Informe Ejecutivo CENACE. Elaboración propia

2.2. COSTOS DE TRANSMISIÓN

Por otra parte, para representar los costos totales de transmisión se ha tomado como referencia la información publicada en el proceso de Fijación de Tarifas en Barras para el periodo Mayo 2022 – Abril 2023, donde se ha determinado la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo y el Costo Anual de Operación y Mantenimiento de las instalaciones que pertenecen tanto al Sistema Garantizado de Transmisión como al Sistema Principal de Transmisión de todas las líneas menores a 1000 MVA, excluyendo a las celdas y equipos de compensación que no cuentan con la variable longitud para una estimación adecuada, para así obtener una función de costos totales de transmisión mediante una regresión estadística de 30 muestras. Dicha aproximación se detalla en el Anexo II.

$$Costo Tx = 19,032.48 \times MVA + 49,843.96 \times Km - 4,868,268.59 \left[\frac{USD}{año} \right] \quad (4.1)$$

Donde:

Km : Representa la longitud de la línea de transmisión

MVA : La capacidad de transmisión en MVA.

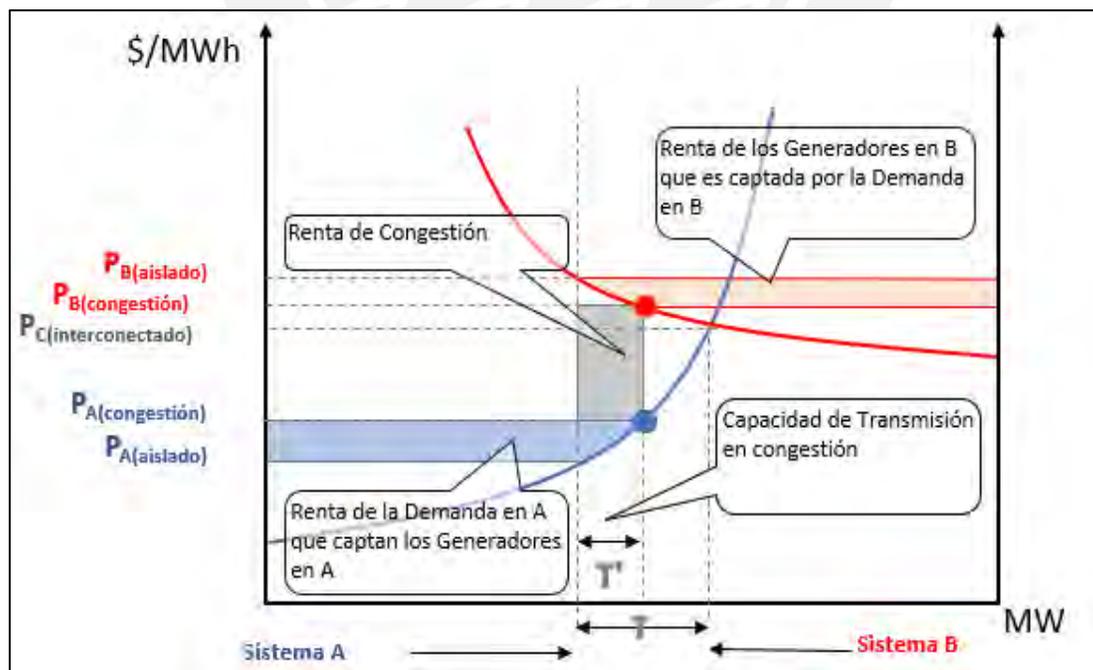
2.3. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA TRANSMISIÓN

Para analizar el costo beneficio de la interconexión entre Perú y Ecuador, se seguirá la metodología propuesta por (Hunt, 2002) la cual ha sido desarrollada por (Dammert et al., 2008) y (Rothwell & Gómez, 2010), y también recogida por (Cámac, 2012) para ilustrar los efectos de la interconexión entre dos sistemas. Donde se comparan los costos operativos de los mercados de cuando operan de manera aislada frente a los costos de operar de manera interconectada, el cual incluye los costos de transmisión. Es decir, se buscará minimizar los costos de generación y transmisión a la vez para determinar la capacidad óptima de transmisión. Asimismo, se realizará una comparación bajo el método de beneficiarios de (Perez-Arriaga et al., 1995) donde se busca validar que la inversión en una nueva instalación de transmisión es económica frente a los costos incurridos por no tener dicha instalación y analizar quienes deberían asumir una mayor proporción de las inversiones en base a los beneficios que obtendrían.

Tal como se puede apreciar en la gráfica N° 14, la metodología muestra dos mercados, cada uno con sus respectivas ofertas, siendo el sistema A más económico que B, donde se determina un costo marginal para cada sistema (Operación en sistema aislado). Al colocar una interconexión entre ambos sistemas, el sistema A debería exportar suministro al sistema B, ya que es más económico, pero resulta pertinente plantearse la siguiente pregunta: ¿Cuál sería la capacidad que permita exportar suministro eléctrico sin incurrir en mayores costos operativos que con un sistema aislado? Esta investigación buscará responder dicha interrogante.

Por lo anterior, es necesario evaluar el beneficio obtenido que derivan de una interconexión y los costos asociados al incremento en las ventas de generación y los ahorros que podrían percibir la demanda al ya no estar expuesta a una oferta más costosa. En ese sentido, en el siguiente gráfico se puede identificar i) los precios de equilibrio para satisfacer su demanda, ii) la capacidad óptima, representada por la variable (T'), la cual que se debería implementar entre ambos sistemas, iii) la renta de congestión que se genera al realizar transferencias a precios diferenciados, iv) la renta que percibiría los generadores en el sistema al incrementar sus ventas, y por último, v) el ahorro que capta la demanda al acceder a una oferta más económica.

Gráfico 14. Rentas generadas en la interconexión



Fuente: (Cámac, 2012)

2.4. FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LA OPTIMIZACIÓN

Como en muchos problemas de optimización aparecen ecuaciones no lineales que dificultan obtener resultados locales, por ello en esta investigación se ha buscado linealizar la función de oferta que depende de la capacidad instalada y costo incremental de las unidades de generación. Lo anterior, se apoya en la codificación GAMS desarrollada en el Anexo III.

Variables de decisión

$$FO = \text{Valor de función objetivo.} \quad (4.2)$$

$$F(L) = \text{Flujo de transmisión.} \quad (4.3)$$

$$Q(g) = \text{Producción de cada generador A o B.} \quad (4.4)$$

$$CAP(L) = \text{Capacidad óptima de la línea.} \quad (4.5)$$

Función Objetivo (FO)

$$\text{Min } \sum_G \left[\int \text{Costo Generación}_G \right] + \sum_L \left[\int \text{Costo Transmisión}_L \right] \quad (4.6)$$

Sujeto a

$$\text{Costo de Transmisión} = \sum_{B, BB} CAP_L (C + \alpha \times MVA + \beta Km) \quad (4.7)$$

$$\sum_{G, B} [Q_g] = \text{Demanda}_B + \sum_{L, B} \text{Flujo}_L \times (\text{flujo}_{B1, B2} - \text{flujo}_{B2, B1}) \quad (4.8)$$

$$\text{Flujo}_L \leq CAP_L \quad (4.9)$$

$$Q_G \geq 0 \quad (4.10)$$

3. RESULTADOS DEL ESCENARIO 1

3.1. CAPACIDAD ÓPTIMA

Para el modelo se considera las máximas demandas de ambos sistemas con la finalidad de evaluar los puntos de máximo de estrés para cada sistema sin que necesariamente ocurran al mismo

tiempo dichas demandas. En ese sentido, la capacidad óptima promedio resulta en 200.06 MW y la capacidad óptima en promedio ponderado en 200.89 MW. Asimismo, se puede observar un claro incremento de la producción de Ecuador que abastecería parcialmente la demanda de Perú, excepto en el mes de octubre donde Perú podría exportar suministro para atender la demanda de Ecuador.

Este efecto se podría explicar por la alta capacidad hídrica instalada en la matriz energética ecuatoriana, donde la disponibilidad hidráulica puede superar la demanda interna y exportar los excedentes a sus mercados interconectados. Para este caso, al evaluar un escenario de intercambio únicamente con Perú, se incrementa la producción de Ecuador y por ende sus costos marginales, obteniendo diferentes niveles de capacidad óptima.

Tabla 6. Capacidad óptima de transmisión entre Perú y Ecuador. Escenario 1

MES	DEMANDA ECUADOR (MW)	DEMANDA PERÚ (MW)	GENERACIÓN ECUADOR (MW)	CMg ECUADOR (US\$/MWh)	GENERACIÓN PERÚ (MW)	CMg PERÚ (US\$/MWh)	CAPACIDAD OPTIMA (T) (MW)	CAPACIDAD TEÓRICA (T) (MW)
Ene	3,871.00	7,052.55	3,962.62	19.687	6,960.93	21.86	92	101.1
Feb	3,914.00	7,063.90	3,997.65	20.642	6,980.25	22.81	84	93.2
Mar	3,945.00	7,047.35	4,319.63	22.459	6,672.72	24.63	375	384.1
Abr	3,928.00	6,887.94	4,435.32	18.424	6,380.62	20.60	507	516.8
May	3,853.00	6,902.20	4,000.25	22.244	6,754.95	24.42	147	156.8
Jun	3,759.00	6,903.84	3,922.97	28.189	6,739.87	30.36	164	179.2
Jul	3,786.00	6,824.55	3,973.83	25.933	6,636.72	28.11	188	197.0
Ago	3,836.00	7,006.35	3,999.30	31.362	6,843.05	33.53	163	212.7
Set	3,940.00	7,038.60	4,049.61	33.356	6,928.99	35.53	110	160.9
Oct	3,925.00	7,144.17	3,679.69	35.254	7,389.48	33.08	245	316.2
Nov	3,970.00	7,218.30	4,031.64	22.608	7,156.66	24.78	62	71.1
Dic	4,057.00	7,207.48	4,321.43	19.902	6,943.05	22.08	264	273.9
Cap. Prom. Ponder.							200.89	222.87

Fuente: Elaboración propia

3.2. COSTO-BENEFICIO DE GENERACIÓN

Con relación a los costos operativos totales, se observa que al operar los sistemas de manera aislada resultan más costosos que operar de manera interconectada, de forma similar a la capacidad óptima, los beneficios totales se incrementan cuando el sistema de Ecuador tiene mayor cantidad de excedentes que exportar. Sin embargo, de un análisis individual los costos operativos de Ecuador se incrementarían ya que sería el sistema que mayoritariamente exportaría suministro, por ello se observa que el beneficio es negativo. Por otro lado, los costos operativos de Perú disminuirían al recibir ese suministro más económico, por ello los beneficios positivos.

Tabla 7. Costo Beneficio de Producción Aislado e Interconectado / Escenario 1

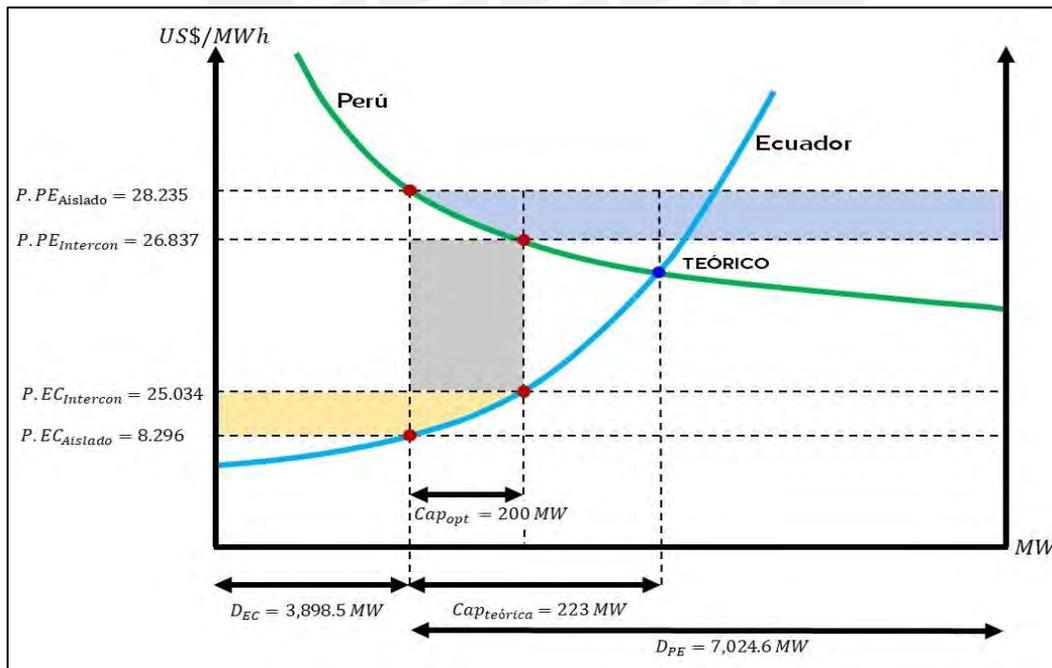
MES	SISTEMA AISLADO			SISTEMA INTERCONECTADO			BENEFICIO ECUADOR (US\$)	BENEFICIO PERU (US\$)	BENEFICIO TOTAL (US\$)
	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN ECUADOR (US\$)	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN PERU (US\$)	COSTO TOTAL AISLADO (US\$)	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN ECUADOR (US\$)	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN PERU (US\$)	COSTO TOTAL INTERCONECTADO (US\$)			
Ene	5,800.21	69,309.79	75,110.00	6,681.96	67,287.87	73,969.83	-881.76	2,021.92	1,140.16
Feb	5,870.80	72,648.27	78,519.07	6,814.10	70,723.80	77,537.90	-943.30	1,924.47	981.17
Mar	5,785.36	85,373.01	91,158.37	7,459.78	75,572.36	83,032.14	-1,674.42	9,800.65	8,126.23
Abr	5,696.60	70,473.06	76,169.66	7,292.00	59,436.68	66,728.68	-1,595.39	11,036.38	9,440.99
May	5,751.49	78,903.65	84,655.14	6,960.67	75,258.92	82,219.59	-1,209.18	3,644.73	2,435.55
Jun	5,615.29	92,003.49	97,618.77	7,474.46	86,838.65	94,313.10	-1,859.17	5,164.84	3,305.67
Jul	5,639.38	87,713.31	93,352.68	7,293.23	82,206.08	89,499.32	-1,653.86	5,507.22	3,853.37
Ago	5,798.91	98,221.12	104,020.03	9,451.12	92,483.46	101,934.58	-3,652.21	5,737.66	2,085.45
Set	8,537.83	102,372.79	110,910.62	12,047.37	98,357.88	110,405.25	-3,509.54	4,014.91	505.37
Oct	24,296.92	87,795.64	112,092.56	15,307.71	95,422.25	110,729.96	8,989.21	-7,626.61	1,362.60
Nov	6,073.67	77,352.59	83,426.25	7,041.83	75,815.47	82,857.30	-968.16	1,537.12	568.96
Dic	5,997.27	73,896.35	79,893.62	7,237.75	67,899.60	75,137.35	-1,240.48	5,996.75	4,756.27
Total	90,863.72	996,063.06	1,086,926.77	101,061.97	947,303.02	1,048,365.00	-10,198.26	48,760.03	38,561.78
Costo Anual	795,966,160.92	8,725,512,361.80	9,521,478,522.72	885,302,892.24	8,298,374,463.96	9,183,677,356.20	-89,336,731.32	427,137,897.84	337,801,166.52

Fuente: Elaboración propia

3.3. COSTO-BENEFICIO DE LA TRANSMISIÓN

Utilizando la metodología propuesta por (Hunt, 2002) se puede determinar las rentas que percibirían los generadores que exportan suministro eléctrico y los ahorros que percibiría la demanda al acceder a un suministro eléctrico más económico.

Gráfico 15. Capacidad óptima de transmisión / Escenario 1



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar del gráfico 15, la oferta de Ecuador resulta mucho más económica que la oferta de Perú, por lo ya mencionado sobre la capacidad hidráulica instalada. En ese sentido, los resultados mostrados en la gráfica corresponden al promedio ponderado de la máxima demanda y costos marginales obtenidos mensualmente, pero llevados a valores anuales.

En base a lo señalado, se tendría que el costo total de la transmisión estimada en función a la capacidad óptima obtenida de 200 MW ascendería a 14.35 Millones US\$ anuales. Asimismo, los costos operativos de operar el sistema aislado ascienden a 9,521.48 Millones de US\$ anuales y por operar el sistema interconectado asciende a 9,183.68 Millones de US\$ anuales, obteniendo un beneficio neto positivo de 323.44 Millones de US\$.

3.4. MÉTODO DE BENEFICIARIOS

Para analizar la conveniencia de incrementar la capacidad de transmisión entre ambos sistemas, se utiliza la metodología propuesta por (Perez-Arriaga et al., 1995), descrita en el capítulo II, donde se comparan los ingresos y/o ahorros que percibirían los agentes del sistema por agregar una nueva línea de transmisión y se determina el beneficio neto.

Tabla 8. Beneficio de los Agentes y Renta Congestión / Escenario 1

MES	RENTA GENERADORES DE ECUADOR (US\$)	AHORRO DEMANDA DE PERÚ (US\$)	RENTAS DE CONGESTIÓN (US\$)	BENEFICIO PARA LOS AGENTES (US\$)
Ene	69,400.0	2,935.8	199.0	72,335.8
Feb	73,748.3	2,682.4	181.7	76,430.7
Mar	87,714.4	25,981.3	813.7	113,695.7
Abr	72,653.8	15,358.5	1,102.4	88,012.3
May	80,124.1	4,588.8	319.8	84,712.9
Jun	101,252.5	17,280.2	356.1	118,532.7
Jul	93,906.9	16,355.5	408.1	110,262.4
Ago	98,708.1	22,165.9	354.7	120,874.0
Set	10,690.1	22,191.8	238.2	32,881.9
Oct	10,570.5	26,543.3	533.1	37,113.9
Nov	55,215.3	2,264.1	133.9	57,479.4
Dic	76,825.1	8,532.8	574.6	85,357.8
Total	830,809.1	166,880.3	5,215.4	997,689.4
Renta Anual	7,277,887,739.4	1,461,871,194.2	45,686,856.9	8,739,758,933.6

Fuente: Elaboración propia

Por un lado, el ingreso de los generadores que incrementan su renta al operar y exportar suministro se podría interpretar como el Excedente del Productor y el ahorro que percibiría la demanda al acceder a un suministro más económico como el Excedente del Consumidor, donde se obtiene un Beneficio neto o Bienestar Social positivo.

Sin embargo, de los resultados obtenidos en este escenario, se puede decir que los beneficios se estarían sobreestimando, ya que se calculan en base a una máxima demanda que se sostiene durante las 24 horas del día y que muestran características de contratos firme. Pero como se sabe, la demanda varía constantemente y en la actualidad los intercambios internacionales se efectúan en condiciones de emergencia y en casos donde los mercados tengan excedentes, sin necesidad de inyección o retiros firmes en potencia y energía.

Por otro lado, estos resultados se obtienen a partir de un escenario hidrológico que puede verse afectado por los fenómenos climáticos como El Niño o La Niña, haciendo que la capacidad óptima disminuya al tener al sistema eléctrico de Ecuador con costos marginales próximo a los costos del sistema eléctrico de Perú.

4. RESULTADOS DEL ESCENARIO 2

En este escenario se fija la capacidad óptima determinada por la combinación de ofertas y costos incrementales del escenario 1, para estimar los potenciales intercambios que se realizarían a través de esta instalación. Para ello, se vuelve a resolver el problema de optimización fijando la capacidad en 200 MW.

4.1. CAPACIDAD ÓPTIMA FIJA

Como se puede observar de la Tabla N° 9, en la mayoría de los casos o meses el mercado de Ecuador incrementaría su generación para vender sus excedentes, excepto en el mes de octubre donde Perú presenta una oferta más económica y la dirección del intercambio se revierte. Esta situación se produce por la menor disponibilidad hídrica en Ecuador para, donde la generación hidráulica estuvo alrededor de los 3,800 MW en los demás meses y para octubre se redujo a 3,300 MW aproximadamente, para más detalle revisar el Anexo I.

Asimismo, se observa incrementos de los Agentes de Ecuador que no llegan a cubrir la capacidad óptima, es decir, el intercambio se realizaría por debajo de los 200 MW, por ejemplo, en los meses de enero, febrero y mayo, el flujo máximo que circula por esta línea llega a los 101 MW, 93 MW y 156 MW, respectivamente; evidenciando que existen casos donde a pesar de tener la capacidad óptima, ésta no se utiliza 100%. Sin embargo, existen otros meses donde efectivamente se utiliza el 100% de la capacidad óptima, como, por ejemplo, marzo, abril, agosto, octubre y diciembre.

Tabla 9. Capacidad óptima de transmisión entre Perú y Ecuador. Escenario 2

MES	DEMANDA ECUADOR (MW)	DEMANDA PERÚ (MW)	GENERACIÓN ECUADOR (MW)	CMg ECUADOR (US\$/MWh)	GENERACIÓN PERÚ (MW)	CMg PERÚ (US\$/MWh)	CAPACIDAD ÓPTIMA (T) (MW)	CAPACIDAD UTILIZADA (MW)
Ene	3,871.00	7,052.55	3,972.13	21.816	6,951.42	21.82	201	101
Feb	3,914.00	7,063.90	4,007.16	22.771	6,970.74	22.77	201	93
Mar	3,945.00	7,047.35	4,145.89	1.981	6,846.46	25.80	201	201
Abr	3,928.00	6,887.94	4,128.89	1.947	6,687.05	22.00	201	201
May	3,853.00	6,902.20	4,009.76	24.373	6,745.44	24.37	201	157
Jun	3,759.00	6,903.84	3,938.20	30.164	6,724.65	30.16	201	179
Jul	3,786.00	6,824.55	3,983.00	27.987	6,627.55	27.99	201	197
Ago	3,836.00	7,006.35	4,036.89	32.280	6,805.46	32.80	201	201
Set	3,940.00	7,038.60	4,100.90	34.524	6,877.70	34.52	201	161
Oct	3,925.00	7,144.17	3,724.11	35.757	7,345.06	32.21	201	-201
Nov	3,970.00	7,218.30	4,041.12	24.732	7,147.18	24.73	201	71
Dic	4,057.00	7,207.48	4,257.89	22.031	7,006.60	22.03	201	201
Cap. Prom. Ponder.							201	130

Fuente: Elaboración propia

4.2. COSTO-BENEFICIO DE LA GENERACIÓN

Se observa de la Tabla N° 10 que los mercados incurrirían en menores costos operativos en comparación al Escenario 1, teniendo en cuenta que en el escenario 1 se obtuvieron diferentes valores de capacidad óptima llegando hasta los 507 MW para abril, además de asumir que la máxima demanda se sostiene durante las 24 horas del día.

Sin embargo, para este escenario al comparar los costos operativos del sistema aislado (794.2 Millones US\$) contra los costos operativos de los sistemas interconectados (771.98 Millones US\$) y el costo de transmisión fijado en 200 MW (14.36 Millones US\$), se obtiene un beneficio positivo de 7.85 Millones US\$.

Tabla 10. Costo Beneficio de Producción Aislado e Interconectado / Escenario 2

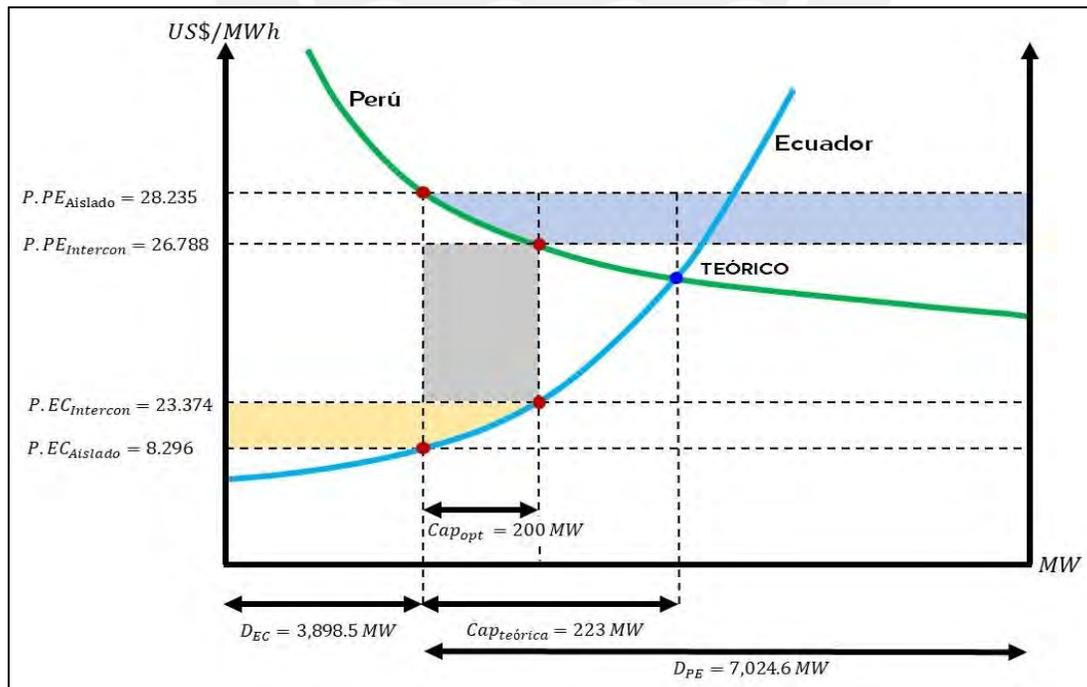
MES	SISTEMA AISLADO			SISTEMA INTERCONECTADO			BENEFICIO ECUADOR (US\$)	BENEFICIO PERU (US\$)	BENEFICIO TOTAL (US\$)
	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN ECUADOR (US\$)	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN PERU (US\$)	COSTO TOTAL AISLADO (US\$)	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN ECUADOR (US\$)	COSTO TOTAL DE OPERACIÓN PERU (US\$)	COSTO TOTAL INTERCONECTADO (US\$)			
Ene	4,315,353.26	51,566,483.02	55,881,836.28	5,118,196.97	49,907,674.75	55,025,871.72	-802,843.70	1,658,808.26	855,964.56
Feb	3,945,177.60	48,819,640.13	52,764,817.73	4,717,784.74	47,380,742.98	52,098,527.71	-772,607.14	1,438,897.15	666,290.02
Mar	4,304,306.35	63,517,518.70	67,821,825.05	4,596,764.57	59,467,281.65	64,064,046.22	-292,458.22	4,050,237.05	3,757,778.83
Abr	4,101,554.16	50,740,603.92	54,842,158.08	4,379,772.24	47,492,938.08	51,872,710.32	-278,218.08	3,247,665.84	2,969,447.76
May	4,279,110.79	58,704,311.88	62,983,422.67	5,343,642.36	55,820,044.85	61,163,687.21	-1,064,531.57	2,884,267.03	1,819,735.46
Jun	4,043,005.20	66,242,509.20	70,285,514.40	5,705,589.60	62,192,085.84	67,897,675.44	-1,662,584.40	4,050,423.36	2,387,838.96
Jul	4,195,696.49	65,258,699.66	69,454,396.15	5,610,159.53	60,969,916.13	66,580,075.66	-1,414,463.04	4,288,783.54	2,874,320.50
Ago	4,314,390.53	73,076,510.30	77,390,900.83	7,921,408.92	67,880,296.01	75,801,704.93	-3,607,018.39	5,196,214.30	1,589,195.90
Set	6,147,236.88	73,708,407.36	79,855,644.24	9,928,885.68	69,524,146.08	79,453,031.76	-3,781,648.80	4,184,261.28	402,612.48
Oct	18,076,906.25	65,319,959.14	83,396,865.38	12,562,450.42	69,915,162.05	82,477,612.46	5,514,455.83	-4,595,202.91	919,252.92
Nov	4,373,038.80	55,693,864.08	60,066,902.88	5,231,790.72	54,418,042.80	59,649,833.52	-858,751.92	1,275,821.28	417,069.36
Dic	4,461,970.37	54,978,883.66	59,440,854.02	5,533,223.98	50,361,278.90	55,894,502.88	-1,071,253.61	4,617,604.75	3,546,351.14
ANUAL	66,557,746.68	727,627,391.04	794,185,137.72	76,649,669.71	695,329,610.11	771,979,279.82	-10,091,923.03	32,297,780.93	22,205,857.90

Fuente: Elaboración propia

4.3. COSTO-BENEFICIO DE LA TRANSMISIÓN

De formar similar, los costos marginales han variado en menor proporción que cuando no se tenía restricción de capacidad pasando de 8.3 US\$/MWh a 23.3 US\$/MWh en el sistema de Ecuador y de 28.2 US\$/MWh a 26.8 US\$/MWh en el sistema de Perú

Gráfico 16. Rentas de los agentes con capacidad óptima fija / Escenario 2



Fuente: Elaboración propia

Por ello, las rentas de los generadores se estiman en 537.6 Millones US\$ y el ahorro de la demanda en 116.7 Millones US\$, obteniendo un beneficio neto de 654.3 Millones US\$. Asimismo, las rentas de congestión obtenidas por los intercambios ascenderían a 7.07 Millones US\$, las cuales se repartirían en partes iguales según la regulación de la Comunidad Andina.

5. CRITERIOS PARA REPARTIR LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

Los beneficios de los Agentes estimados en este escenario claramente resultan menor al escenario 1, por haber acotado la capacidad de transmisión entre ambos sistemas. Sin embargo, se observa que las rentas de congestión se incrementan considerablemente en algunos meses debido a la gran diferencia de precios que se presentan en cada sistema. Es decir, por el lado de Ecuador se puede tener costos marginales alrededor de los 2 \$/MWh y por el lado de Perú de 28 US\$/MWh operando en sistema aislado y al fijar una capacidad de transmisión acotada, se observan menores diferencias de precios de operar de manera aislada o interconectado, haciendo que las rentas de congestión se incrementen.

Tabla 11. Beneficio de los Agentes / Escenario 2

MES	RENTA GENERADORES DE ECUADOR (US\$)	AHORRO DEMANDA DE PERÚ (US\$)	RENTAS DE CONGESTIÓN (US\$)	BENEFICIO PARA LOS AGENTES (US\$)
Ene	57,917,787.3	2,406,786.0	0.0	60,324,573.2
Feb	55,285,033.9	2,004,143.3	0.0	57,289,177.2
Mar	144,505.7	13,438,073.5	3,559,836.6	13,582,579.2
Abr	133,488.7	4,481,354.6	2,899,715.5	4,614,843.3
May	65,956,198.7	3,630,000.4	0.0	69,586,199.1
Jun	78,486,967.4	13,396,623.6	0.0	91,883,591.0
Jul	75,946,433.0	12,755,653.1	0.0	88,702,086.1
Ago	76,183,145.8	20,228,268.4	77,420.2	96,411,414.2
Set	11,122,621.3	20,973,381.2	0.0	32,096,002.6
Oct	6,479,078.2	14,974,070.0	530,134.4	21,453,148.2
Nov	45,927,758.2	1,882,440.9	0.0	47,810,199.1
Dic	64,010,436.7	6,575,519.7	0.0	70,585,956.4
Anual	537,593,455.0	116,746,314.6	7,067,106.6	654,339,769.6

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, las rentas percibidas por los generadores de Ecuador ascenderían a 537.6 Millones US\$ y el ahorro de la demanda de Perú asciende a 116.7 Millones US\$, obteniendo un Beneficio

neto o Bienestar social igual a 654.3 Millones US\$. Otra reflexión importante sobre estos resultados recaería sobre las participaciones de los Agentes en el costo de transmisión a partir de identificar los ingresos y ahorros obtenidos de manera conjunta, para este caso, se estima mayores ingresos para Ecuador con 82% de participación del beneficio global y 18% de participación para Perú.

En base a lo descrito anteriormente, se propone utilizar otros criterios para debatir la asignación de los costos de transmisión en los que incurren cada mercado, cubriendo los gastos totales del tramo que le corresponde construir. Teniendo en cuenta que ambos sistemas abren sus mercados, pero uno de ellos resulta con mayores beneficios que el otro.

5.1. MÉTODO DE BENEFICIARIOS – PROPUESTA 1

Para este caso, se propone determinar el reparto de los costos de transmisión por la cantidad de horas que se utiliza la línea de transmisión para realizar intercambios. Esta aproximación se apoya en el periodo en el cual el sistema eléctrico se encuentra bajo mayor estrés, las horas punta, siendo el factor de uso igual a 0.2083.

Tabla 12. Beneficios de los Agentes y Renta de congestión – Propuesta 1

MES	RENDA GENERADORES DE ECUADOR (US\$)	AHORRO DEMANDA DE PERÚ (US\$)	RENTAS DE CONGESTIÓN (US\$)	BENEFICIO PARA LOS AGENTES (US\$)
Ene	12,066,205.7	501,413.7	0.0	12,567,619.4
Feb	11,517,715.4	417,529.9	0.0	11,935,245.3
Mar	30,105.4	2,799,598.6	741,632.6	2,829,704.0
Abr	27,810.1	933,615.5	604,107.4	961,425.7
May	13,740,874.7	756,250.1	0.0	14,497,124.8
Jun	16,351,451.5	2,790,963.2	0.0	19,142,414.8
Jul	15,822,173.5	2,657,427.7	0.0	18,479,601.3
Ago	15,871,488.7	4,214,222.6	16,129.2	20,085,711.3
Set	2,317,212.8	4,369,454.4	0.0	6,686,667.2
Oct	1,349,808.0	3,119,597.9	110,444.7	4,469,405.9
Nov	9,568,283.0	392,175.2	0.0	9,960,458.1
Dic	13,335,507.6	1,369,899.9	0.0	14,705,407.6
Total	111,998,636.5	24,322,148.9	1,472,313.9	136,320,785.3

Fuente: Elaboración propia

Tal como se puede observar en la tabla 12, la renta de los generadores asciende a 111.9 Millones US\$ y el ahorro de la demanda asciende a 24.3 Millones US\$, obteniendo un beneficio global igual 136.3 Millones US\$, pero de manera similar al caso anterior, se estiman mayores ingresos de los generadores de Ecuador con una participación de 82% del beneficio global y el ahorro de la demanda de Perú con una participación de 18%.

5.2. MÉTODO DE BENEFICIARIOS – PROPUESTA 2

Otra propuesta es determinar los porcentajes de asignación en función a la capacidad óptima sobre la máxima demanda de cada sistema. Esto quiere decir que, se obtendrán diferentes factores de ajuste para cada mes, ya que la demanda ejecutada ha variado de mes a mes. Para este caso, los ingresos de los generadores de Ecuador ascienden a 74.8 Millones US\$ y el ahorro de la demanda de Perú asciende a 8.9 Millones US\$, obtenido un beneficio neto de 83.8 Millones US\$. Asimismo, las rentas de congestión se encontrarían alrededor de los 0.75 Millones de US\$.

Tabla 13. Beneficio de los Agentes y Renta de congestión – Propuesta 2

MES	RENTA GENERADORES DE ECUADOR (US\$)	AHORRO DEMANDA DE PERÚ (US\$)	RENTAS DE CONGESTIÓN (US\$)	BENEFICIO PARA LOS AGENTES (US\$)
Ene	8,062,666.3	183,899.9	0.0	8,246,566.1
Feb	7,611,612.2	152,888.3	0.0	7,764,500.4
Mar	19,739.1	1,027,545.8	379,234.4	1,047,284.9
Abr	18,313.1	350,598.5	312,333.7	368,911.6
May	9,224,577.9	283,406.1	0.0	9,507,984.0
Jun	11,251,621.6	1,045,669.9	0.0	12,297,291.4
Jul	10,809,775.2	1,007,206.4	0.0	11,816,981.7
Ago	10,702,129.4	1,555,811.7	8,415.3	12,257,941.1
Set	1,521,250.8	1,605,727.6	0.0	3,126,978.4
Oct	889,535.8	1,129,478.6	56,385.8	2,019,014.4
Nov	6,234,112.5	140,532.3	0.0	6,374,644.8
Dic	8,502,285.3	491,627.7	0.0	8,993,913.0
Anual	74,847,619.2	8,974,392.8	756,369.1	83,822,011.9

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, los porcentajes de participación que se determinan de esta evaluación sería de 90% para Ecuador y 10% para Perú aproximadamente, lo cual podría plantear una interrogante

sobre la equidad o la redistribución económica que perciben los agentes al realizar intercambios internacionales de electricidad.

Como resultado de la evaluación la capacidad óptima estimada resulta en 200 MW; sin embargo, dicha capacidad se puede incrementar en un escenario húmedo donde las centrales hidráulicas cuenten con mayor recurso hidrológico o puede disminuir en un escenario seco donde el recurso hidrológico sea escaso. En esta evaluación claramente la disponibilidad u oferta de generación eléctrica que muestre menores costos de producción determinará el nivel óptimo donde se justifique, desde la teoría económica, incrementar la capacidad de transmisión entre estos 2 mercados.

Asimismo, se puede observar que en diferentes meses la capacidad óptima no es utilizada al 100%; sin embargo, recibirá una compensación económica total por la capacidad instalada, una parte por la inversión y otra por los costos de operación y mantenimiento, que en el caso de Perú será asignado al Sistema Garantizado de Transmisión y luego dichos costos trasladados a la demanda. Es por ello, que partir de las rentas obtenidas se propone repartir dichos beneficios en base a las propuestas desarrolladas.

Para el caso de la propuesta 1, los porcentajes de participación en el beneficio resultan en 82% para Ecuador y 18% para Perú y para la propuesta 2 la participación en los beneficios resulta en 90% para Ecuador y 10% para Perú. Si bien estas proporciones se han determinado estimando la capacidad óptima en base a los datos ejecutados del 2021, nos brinda una señal sobre la importancia de la oferta ecuatoriana, donde en ambos casos la participación en el reparto de las rentas obtenidas resulta más favorables para los Agentes de Ecuador que para los Agentes del Perú.

Por otro lado, he de mencionar que la evaluación realizada se desarrolla en base a un sistema binodal, donde no se considera el impacto que tendría la inclusión del sistema eléctrico de Colombia en las transacciones internacionales de electricidad cuando los 3 sistemas operen de manera síncrona. También precisar que, Perú y Ecuador vienen realizando esfuerzos y fortaleciendo sus sistemas eléctricos para propiciar una interconexión internacional que asegure el suministro eléctrico de sus demandas internas.

CAPÍTULO V

1. CONCLUSIONES

- Del Escenario 1 se puede concluir que resulta económicamente viable incrementar la capacidad de transmisión en unos 200 MW entre Perú y Ecuador, a partir de la operación ejecutada durante el año 2021. Sin embargo, los recientes esfuerzos tanto de Perú como de Ecuador apuntan a incrementar la capacidad en 1,000 MVA en el nivel de 500 kV logrando acercar eléctricamente ambos sistemas, previo fortalecimiento de los sistemas de transmisión cercanos a la frontera, como el proyecto La Niña - Piura Nueva en 500 kV para Perú y Nueva San Francisco – Chorrillos en 500 kV para Ecuador, para poder operar de manera síncrona y así asegurar el suministro eléctrico de cada mercado en base a sus excedentes. Si bien esta investigación no incluye un análisis energético de largo plazo con escenarios hidrológicos o los estudios eléctricos necesarios para una instalación de este tipo, la evaluación realizada nos permite dimensionar la necesidad de los mercados.
- En la estimación del costo beneficio para los generadores se observa que los beneficios globales son positivos, esto valida la premisa de que existen importantes sinergias entre ambos sistemas cuando operan de manera interconectada. Asimismo, observando el beneficio individual de Ecuador se puede decir que, se espera que los ingresos de los Agentes de Ecuador se incrementen, toda vez que se han estimado mayores beneficios para dichos Agentes que para los Agentes de Perú. Sin embargo, el sistema eléctrico ecuatoriano presenta un mayor riesgo al quedar expuesto a los fenómenos climáticos como El Niño y La Niña, donde la disponibilidad hídrica puede afectar el costo marginal de su sistema y por defecto las exportaciones de sus excedentes que podría entregar a sus mercados interconectados.
- Asimismo, se ha observado que al operar de manera interconectada se mejora el beneficio global, por un lado, los Agentes de Ecuador incrementan sus ventas de electricidad y por el otro, los Agentes de Perú podría acceder a un suministro más económico. Sin embargo, para que ocurra dicha transferencia al costo marginal, es necesario proponer un Mercado Mayorista de Electricidad Regional donde se transe el suministro eléctrico entre Agentes a

dicho precio, considerando que los mercados de Ecuador y Colombia operan de manera síncrona. También he de comentar que, si bien en la Decisión CAN 816 se propone crear el Mercado Andino Eléctrico Regional para administrar las transacciones internacionales de electricidad, este instrumento permitiría realizar transferencias de excedentes bajo contratos financieros Generador - Cliente Libre para el corto plazo.

- De los resultados del escenario 2 se concluye que, a pesar de tener instalada la capacidad óptima, no se llega a utilizar el 100% de dicha capacidad en diferentes meses. Un sustento que limite el uso de esta capacidad, puede ser la estabilidad de tensión; sin embargo, esta situación puede ser debatida por el Agente que remunera la instalación, para el caso peruano sería la demanda, buscando equidad en la redistribución de los ingresos ya que como se observa de los resultados, ambos sistemas abren sus mercados, pero el sistema de Ecuador es quien captura mayores ingresos por sus excedentes. Por ello una de las hipótesis planteadas en esta investigación es analizar, desde la teoría económica, mecanismos que permitan una adecuada redistribución de los beneficios que se obtienen y derivan de una interconexión internacional.
- Por el lado de Perú, se ha encargado a Proinversión la licitación de una nueva infraestructura de transmisión que se incluye en el Plan de Transmisión 2023-2032 con carácter vinculante, es decir, esta instalación se calificará en el Sistema Garantizado de Transmisión, el cual asigna el pago de dicha instalación a la demanda peruana, de acuerdo con la normativa local. Sin embargo, resulta pertinente proponer una nueva asignación de los costos de transmisión en función a la participación de los beneficios que se obtendrían por los intercambios internacionales. En este caso, se propone que los costos de transmisión se repartan 80% para Ecuador y 20% para Perú bajo la propuesta 1 o se repartan 90% para Ecuador y 10% para Perú bajo un esquema desarrollado en la propuesta 2.
- En la actualidad se realizan intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador a través de la línea de transmisión L-2280 Zorritos – Machala de 160 MVA en 220 kV, siendo utilizada principalmente para situaciones de emergencia, cubriendo parcialmente el suministro requerido por cada sistema. Pero tal como se observa en el gráfico N° 10, el sistema de Ecuador presenta mayor exportación hacia Perú que en el sentido contrario, mostrando que

i) Se tuvo falta de inversión para cubrir las regiones extremo del SEIN, concentrando la generación eléctrica en el centro del Perú, situación que ha mejorado por la inserción de las energías renovables no convencionales tanto en el norte como en el sur del país, y, ii) No utilizando al 100% la capacidad instalada ya que los excedentes de exportación de Ecuador oscilan entre los 85 a 0 MW según la estacionalidad hidrológica y la disponibilidad de excedentes que, como ya se comentó no existe la obligación de un suministro con potencia y energía firme.

- Otro aspecto que es importante mencionar, es que los proyectos de infraestructura eléctrica que vienen siendo promovidos por cada gobierno, serán remunerados por cada país, es decir tanto Perú como Ecuador deben asegurar el mecanismo de remuneración para garantizar los ingresos por la línea de transmisión que nos interconectará en el nivel de 500 kV. Asimismo, en aplicación de la regulación vigente las rentas de congestión serán repartidas 50% para cada país, las cuales cubrirían en parte los ingresos tarifarios y para el caso peruano, el cargo adicional -peaje- sería asignado a la demanda.
- Por último, de una comparativa sobre el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC, por sus siglas) con el mercado de contratos bilaterales que ha propiciado las transacciones internacionales de electricidad entre Perú y Ecuador o Ecuador y Colombia, se puede decir que el nivel de integración es mucho más avanzado en el mercado centroamericano. No obstante, la política energética de los países sudamericanos procura incrementar el nivel de interconexión entre sus mercados para lograr un Mercado Regional, es decir pasar de un despacho coordinado a un despacho integrado buscando una optimización conjunta de los recursos energéticos de la región.

2. RECOMENDACIONES

- Un aspecto importante que se ha mencionado a lo largo de esta investigación es que existen 2 conceptos que pueden estar oponiéndose en cuanto a la integración regional, por un lado existe la decisión de cada gobierno de solventar su propia demanda eléctrica nacional en base a la inversión pública o privada y por otro lado, la planificación de interconexión eléctrica regional que no tiene visión de largo plazo, sino procura integrar los sistemas eléctricos en base a Acuerdos Bilaterales puntuales. En ese sentido, se recomienda que se desarrollen los proyectos de interconexión con visión de largo plazo para poder aprovechar eficientemente los recursos de los sistemas eléctricos interconectados.
- Tal como se puede observar de la evaluación realizada, el desarrollo de este modelamiento determina la capacidad óptima en base a 2 ofertas y demandas, pero como se sabe los sistemas de Ecuador y Colombia operan de manera síncrona. En ese sentido, se recomienda i) Realizar simulaciones incluyendo la oferta y demanda de Colombia para determinar una nueva capacidad óptima en base a sus costos y capacidades, y, ii) Considerar los escenarios hidrológicos de Perú, Ecuador y Colombia ya que afectan los costos marginales de corto plazo de cada sistema.
- Otro aspecto importante sería incluir escenarios hidrológicos para Perú y Ecuador para desarrollar futuros estudios energéticos de largo plazo y se pueda determinar una nueva capacidad óptima con excedencia al 90% o 95% y definir los mecanismos necesarios donde se pueda redistribuir los beneficios de manera equitativa, puesto que, el país con menores costos productivos podría percibir mayores ingresos que los demás.
- También se recomienda realizar evaluaciones similares con el vecino país de Chile, donde su alta capacidad instalada de energía renovable no convencional se podría aprovechar tanto en avenida como en estiaje en Perú. Sin embargo, se tendría que considerar las externalidades que presenta esta tecnología ya que la variabilidad de su producción puede afectar los Servicios Complementarios de los países integrados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acevedo Marcapata, O. R., & Chicaiza Santin, J. C. (2001). *Análisis Energético y Regulatorio de la Interconexión Eléctrica Nacional Ecuador-Perú*.
Acuerdo de Cartagena. (1969). *Acuerdo de Integración Subregional Andino - Acuerdo de Cartagena*. 7(2), 1–16.
- Alzamora, P. (2017). Integración Energética. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 110(9).
- ARCERNNR. (2021). *Línea de tiempo general sobre la normativa e institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano*.
- Bastidas, R. (2009). *Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión*.
- Cadena Cancino, A. R. (2015). La integración en energía eléctrica entre los países de la comunidad andina: análisis, obstáculos y desafíos. *Tempo Do Mundo*, 1(2), 7–44.
http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6304/1/TdM_v1_n2_Integracion.pdf
- Cámac, D. (2012). *Intercambios de Electricidad e Integración Energética*.
- Campo Pinzón, R. (2015). *Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias*. 1–14. <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Estudio-Comparativo-modelos-mercado-eléctrico-metodos-de-regulación-y-estructura-tarifaria-6-paises.pdf>
- CENACE. (2018). *Abastecimiento de energía eléctrica en época de estiaje*.
<http://www.cenace.gob.ec/cenace-desarrolla-taller-abastecimiento-de-energia-electrica-en-epoca-de-estiaje/>
- CENACE. (2020). Informe Anual 2020. *LXXXIII Asamblea General Ordinaria*, 214.
<https://img.lalr.co/cms/2021/02/26160113/COLTEJER-S.A.-Informe-anual-2020-1.pdf>
- CENACE. (2021). *Boletín y Estadística mensual de las transacciones comerciales* (Vol. 59).
<http://www.cenace.gob.ec/boletines/>
- Chavez, J. A., Fernandez Marquez, J., & Laurente Lagos, P. P. (2019). *Análisis de mecanismos de asignación de rentas de congestión, empleando la teoría de juegos cooperativos y su aplicación en el caso de la integración del Perú con otros mercados eléctricos*. 4(1).
- Chiara, L. Di, Nogales, A., Sanin, M. E., Tejeda, J., & Hallack, M. (2019). *La experiencia de Uruguay*.
- CNMC. (2018). *Informe de Supervisión sobre el Desarrollo de la Subasta Coordinada de Contratos Financieros*

para la Interconexión Eléctrica entre España y Portugal.

- COES/DP/SPL-07-2021. (2021). *Equivalente Externo del Sistema Ecuador-Colombia para la Interconexión Ecuador-Perú 500 kV*.
https://www.investinperu.pe/RepositorioAPS0/0/2/jer/LT_500KV_PIUURA/3_-_Equivalente_externo_el_Sistema_-_Inf_SPL-007_Interconexion_Ecuador_Peru.pdf
- COES. (2022). *Propuesta Preliminar de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032*.
- Contel, J. (2004). Análisis de los mecanismos de asignación de la capacidad de interconexión para las interconexiones del sistema eléctrico español. In *Methods*.
- CRIE. (2017). *Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes*.
- Cubillo Betancourt, R. (2017). Integración Energética. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Dammer Lira, A., & García Carpio, R. (2017). *Economía de la energía*.
- Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*.
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. In *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*.
- DECISIÓN CAN 536. (2002). *Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad*.
- DECISIÓN CAN 757. (2011). *Sobre la vigencia de la decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.”*
- DECISIÓN CAN 816. (2017). Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad. *BMC Public Health*, 5(1), 1–8.
- Estrada, F., & Canete, I. (2012). *Interconexión Eléctrica Regional*.
- Ferreira, F. C., & Rivera Albarracón, L. (2016). Fortalecimiento de la Integración Energética subregional y mejora del acceso a los mercados de energía. *Ceare*, 1–89.
- García, J. J., Gómez, C., & Bohórquez, S. (2014). Formación del precio de las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador. *Revista de Economía Del Rosario*, 17(1), 63–87. <https://doi.org/10.12804/rev.econ.rosario.17.01.2014.03>
- García Rendón, J. J., & Palacios Builes, C. M. (2006). La integración energética de los países nórdicos - Nord Pool -: lecciones para otros mercados. *Lecturas de Economía*, 64(64), 119–142. <https://doi.org/10.17533/udea.le.n64a2652>
- Hunt, S. (2002). Making Competition Work in Electricity. In *Energy Law Journal* (Vol. 23, Issue 2).

- Levy, A., Tejada, J., & Chiara, L. Di. (2019). *Integración Eléctrica Regional: Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina*.
- López Arias, A. (2014). *Comportamiento del Mercado Eléctrico Colombiano por los Intercambios de Electricidad Regional con la Comunidad Andina de Naciones CAN y caso de estudio con Ecuador*. Universidad Pontificia Bolivariana.
- Magno Quijano, K. M. (2019). *La Armonización Regulatoria de las Normas Comunitarias en el Proceso de Integración Eléctrica Regional en el Marco de la Comunidad Andina - CAN*.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2012-2021*. 53, 1689–1699. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/PME-2012-2021.pdf>
- OLADE. (2013). *Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar*. <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/INTEGRACION-ELÉCTRICA-REGIONAL-Y-PROPUESTAS-PARA-AVANZAR.pdf>
- Osinergmin. (1993). *Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - DS N° 009-93-EM*. 103. <https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/DS-009-93-EM-REGLAMENTO-LCE.pdf>
- OSINERGMIN. (2006). *Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Ley N° 28832*.
- Perez-Arriaga, I. J., Rubio, F. J., Marin, J., Puerta, J. F., & Arceluz, J. (1995). Marginal pricing of transmission services: An analysis of cost recovery. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1), 546–553. <https://doi.org/10.1109/59.373981>
- Pérez Arriaga, J. I., Batlle, C., & Vázquez, C. (2006). Los Mercados Eléctricos En Europa. *Universidad Pontificia Comillas, Madrid, June*, 1–31. www@iit.upcomillas.es
- Pérez, I. (2019). *Rentas de congestión en las transacciones internacionales de electricidad. Análisis para transacciones Ecuador - Colombia*.
- ProInversión. (2020). *Segunda versión del Contrato de Concesión SGT - Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera*.
- Quesada, J. M. (2012). *Mercado Eléctrico Regional - CRIE*. http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=439&Itemid=229
- Rhi-Sausi, J. L., & Oddone, N. (2013). *Integración Regional y Cooperación Transfronteriza en los Nuevos Escenarios de América Latina*. 21, 260–285.

- Rothwell, G., & Gómez, T. (2010). Electricity Economics. In *Electricity Economics*.
<https://doi.org/10.1109/9780470544495.ch2>
- Rubio Odériz, F. J. (1999). *Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia*.
- Santos Játiva, E. (2003). *Experiencia en la Interconexión Eléctrica Ecuador - Colombia*. 25–28.



ANEXO I OFERTA DE GENERACIÓN

Enero	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,897.2	12.4	3,883.6	2
3	7,697.2	25.2	4,008.6	30.0
4	8,197.2	31.7	4,191.3	34.5
5	8,497.2	37.6	4,615.7	39.3
6	8,917.2	124.1	4,889.5	41.8
7	9,917.2	129.5	5,030.3	44.9
8	10,567.2	139.2	5,194.1	50.5
9	11,067.2	150.5	5,442.5	60.8
10	12,467.2	158.3	5,757.2	71.0
11	12,697.2	173.2	5,996.4	80.4
12	12,877.2	188.8	6,115.8	89.8
13	12,977.2	273.7	6,220.4	105.0

Febrero	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,707.3	12.4	3,914.4	2
3	7,507.3	25.2	4,039.4	30.0
4	8,007.3	31.7	4,222.1	34.5
5	8,307.3	37.6	4,646.5	39.3
6	8,727.3	124.1	4,920.2	41.8
7	9,727.3	129.5	5,061.1	44.9
8	10,377.3	139.2	5,224.8	50.5
9	10,877.3	150.5	5,473.2	60.8
10	12,277.3	158.3	5,787.9	71.0
11	12,507.3	173.2	6,027.1	80.4
12	12,687.3	188.8	6,146.6	89.8
13	12,787.3	273.7	6,251.2	105.0

Marzo	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,001.7	12.4	4,228.3	2
3	6,801.7	25.2	4,353.3	30.0
4	7,301.7	31.7	4,536.0	34.5
5	7,601.7	37.6	4,960.3	39.3
6	8,021.7	124.1	5,234.1	41.8
7	9,021.7	129.5	5,374.9	44.9
8	9,671.7	139.2	5,538.7	50.5
9	10,171.7	150.5	5,787.1	60.8
10	11,571.7	158.3	6,101.8	71.0
11	11,801.7	173.2	6,341.0	80.4
12	11,981.7	188.8	6,460.4	89.8
13	12,081.7	273.7	6,565.1	105.0

Abril	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,593.6	12.4	4,362.0	2
3	7,393.6	25.2	4,487.0	30.0
4	7,893.6	31.7	4,669.7	34.5
5	8,193.6	37.6	5,094.1	39.3
6	8,613.6	124.1	5,367.8	41.8
7	9,613.6	129.5	5,508.7	44.9
8	10,263.6	139.2	5,672.4	50.5
9	10,763.6	150.5	5,920.8	60.8
10	12,163.6	158.3	6,235.5	71.0
11	12,393.6	173.2	6,474.7	80.4
12	12,573.6	188.8	6,594.1	89.8
13	12,673.6	273.7	6,698.8	105.0

Mayo	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,131.1	12.4	3,909.8	2
3	6,931.1	25.2	4,034.8	30.0
4	7,431.1	31.7	4,217.5	34.5
5	7,731.1	37.6	4,641.9	39.3
6	8,151.1	124.1	4,915.7	41.8
7	9,151.1	129.5	5,056.5	44.9
8	9,801.1	139.2	5,220.3	50.5
9	10,301.1	150.5	5,468.7	60.8
10	11,701.1	158.3	5,783.4	71.0
11	11,931.1	173.2	6,022.6	80.4
12	12,111.1	188.8	6,142.0	89.8
13	12,211.1	273.7	6,246.6	105.0

Junio	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	3,542.5	12.4	3,806.0	2
3	6,342.5	25.2	3,931.0	30.0
4	6,842.5	31.7	4,113.7	34.5
5	7,142.5	37.6	4,538.1	39.3
6	7,562.5	124.1	4,811.8	41.8
7	8,562.5	129.5	4,952.7	44.9
8	9,212.5	139.2	5,116.5	50.5
9	9,712.5	150.5	5,364.9	60.8
10	11,112.5	158.3	5,679.6	71.0
11	11,342.5	173.2	5,918.8	80.4
12	11,522.5	188.8	6,038.2	89.8
13	11,622.5	273.7	6,142.8	105.0

Julio	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	3,613.7	12.4	3,866.9	2
3	6,413.7	25.2	3,991.9	30.0
4	6,913.7	31.7	4,174.6	34.5
5	7,213.7	37.6	4,599.0	39.3
6	7,633.7	124.1	4,872.8	41.8
7	8,633.7	129.5	5,013.6	44.9
8	9,283.7	139.2	5,177.4	50.5
9	9,783.7	150.5	5,425.8	60.8
10	11,183.7	158.3	5,740.5	71.0
11	11,413.7	173.2	5,979.7	80.4
12	11,593.7	188.8	6,099.1	89.8
13	11,693.7	273.7	6,203.7	105.0

Agosto	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	3,448.9	12.4	3,818.1	2
3	6,248.9	25.2	3,943.1	30.0
4	6,748.9	31.7	4,125.8	34.5
5	7,048.9	37.6	4,550.2	39.3
6	7,468.9	124.1	4,823.9	41.8
7	8,468.9	129.5	4,964.8	44.9
8	9,118.9	139.2	5,128.5	50.5
9	9,618.9	150.5	5,376.9	60.8
10	11,018.9	158.3	5,691.6	71.0
11	11,248.9	173.2	5,930.8	80.4
12	11,428.9	188.8	6,050.3	89.8
13	11,528.9	273.7	6,154.9	105.0

Setiembre	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	3,233.1	12.4	3,786.7	2
3	6,233.1	25.2	3,911.7	30.0
4	6,733.1	31.7	4,094.4	34.5
5	7,033.1	37.6	4,518.8	39.3
6	7,453.1	124.1	4,792.5	41.8
7	8,453.1	129.5	4,933.4	44.9
8	9,103.1	139.2	5,097.1	50.5
9	9,603.1	150.5	5,345.5	60.8
10	11,003.1	158.3	5,660.2	71.0
11	11,233.1	173.2	5,899.4	80.4
12	11,413.1	188.8	6,018.9	89.8
13	11,513.1	273.7	6,123.5	105.0

Octubre	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,018.5	12.4	3,301.1	2
3	6,818.5	25.2	3,426.1	30.0
4	7,318.5	31.7	3,608.8	34.5
5	7,618.5	37.6	4,033.2	39.3
6	8,038.5	124.1	4,306.9	41.8
7	9,038.5	129.5	4,447.8	44.9
8	9,688.5	139.2	4,611.6	50.5
9	10,188.5	150.5	4,860.0	60.8
10	11,588.5	158.3	5,174.7	71.0
11	11,818.5	173.2	5,413.9	80.4
12	11,998.5	188.8	5,533.3	89.8
13	12,098.5	273.7	5,637.9	105.0

Noviembre	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,742.6	12.4	3,939.6	2
3	7,242.6	25.2	4,064.6	30.0
4	7,742.6	31.7	4,247.3	34.5
5	8,042.6	37.6	4,671.7	39.3
6	8,462.6	124.1	4,945.4	41.8
7	9,462.6	129.5	5,086.3	44.9
8	10,112.6	139.2	5,250.0	50.5
9	10,612.6	150.5	5,498.4	60.8
10	12,012.6	158.3	5,813.1	71.0
11	12,242.6	173.2	6,052.3	80.4
12	12,422.6	188.8	6,171.8	89.8
13	12,522.6	273.7	6,276.4	105.0

Diciembre	Perú		Ecuador	
	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)	Oferta de generación (MW)	Costo Incremental (US\$/MWh)
1	0	0.6	0	1
2	4,832.2	12.4	4,241.5	2
3	7,632.2	25.2	4,366.5	30.0
4	8,132.2	31.7	4,549.2	34.5
5	8,432.2	37.6	4,973.6	39.3
6	8,852.2	124.1	5,247.3	41.8
7	9,852.2	129.5	5,388.2	44.9
8	10,502.2	139.2	5,551.9	50.5
9	11,002.2	150.5	5,800.3	60.8
10	12,402.2	158.3	6,115.0	71.0
11	12,632.2	173.2	6,354.2	80.4
12	12,812.2	188.8	6,473.7	89.8
13	12,912.2	273.7	6,578.3	105.0

ANEXO II

COSTOS TOTALES DE TRANSMISIÓN

El planteamiento inicial de la función de costos totales de transmisión era utilizar la ecuación propuesta por (Rudnick et al., 1999), sin embargo, el solver utilizado para resolver ecuaciones polinómicas no converge en soluciones óptimas y robustas. Por ello, se optó por aproximar dicha función de costos por una regresión estadística de 30 muestras que presenta un $R^2 = 0.9269$. Las instalaciones analizadas son las siguientes:

Tabla 14. Costo de Transmisión del SPT y SGT

NRO. MUESTRA	SISTEMA	Código	COSTO TX (USD/Año)	CAPACIDAD (MVA)	LONGITUD (KM)
1	SPT	L-1121	1,344,553.61	45	90
2	SPT	L-1004	197,966.71	72	8
3	SPT	L-1120	1,291,758.68	75	93
4	SGT	L-1156	1,574,798.45	80	133
5	SPT	L-1029	579,669.49	90	23
6	SPT	L-1030	865,587.77	90	64
7	SPT	L-1006	1,788,329.78	90	83
8	SGT	L-2258	1,946,580.69	150	126
9	SPT	L-2236	1,018,473.56	152	73
10	SPT	L-2234	1,211,818.86	152	103
11	SPT	L-2003	565,641.05	152	8
12	SPT	L-2280	930,049.21	159	55
13	SGT	L-2250	2,742,822.69	180	104
14	SGT	L-2294	2,940,474.53	180	106
15	SGT	L-2264	2,727,660.66	180	140
16	SGT	L-2270	5,040,858.73	180	175
17	SPT	L-2248	1,237,122.64	180	94
18	SPT	L-2215	2,399,029.93	180	221
19	SPT	L-2213_A	721,398.38	180	56
20	SPT	L-2212_A	1,564,208.04	180	107
21	SPT	L-2253	32,104.89	191	47
22	SGT	L-2022	7,906,965.28	200	201
23	SGT	L-2194	19,599,006.97	220	300
24	SGT	L-2272	9,406,385.03	240	104
25	SGT	L-2060	13,690,471.32	250	200
26	SGT	L-2103	12,522,528.01	350	100
27	SGT	L-2040	6,623,648.43	450	110
28	SGT	L-5006(1)	31,326,268.70	600	376
29	SGT	L-5010	18,591,824.26	701	327
30	SGT	L-5034	54,942,814.25	841	870

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 17. Regresión estadística con 30 muestras

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.9618
Coefficiente de determinación R ²	0.9251
R ² ajustado	0.9196
Error típico	3,293,669.1
Observaciones	30

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	3.6202E+15	1.8101E+15	166.856	6.33477E-16
Residuos	27	2.92903E+14	1.08483E+13		
Total	29	3.9131E+15			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	-4,868,268.597	956,884.25	-5.09	0.00	-6,831,632.89	-2,904,904.30	-6,831,632.89	-2,904,904.30
CAPACIDAD (MVA)	19,032.488	5,672.89	3.35	0.00	7,392.69	30,672.29	7,392.69	30,672.29
LONGITUD (KM)	49,843.960	6,536.19	7.63	0.00	36,432.82	63,255.10	36,432.82	63,255.10

Fuente: Elaboración propia

Dichos coeficientes son utilizados en la función de costos totales de transmisión para determinar la capacidad óptima entre ambos sistemas.

$$\text{Costo Tx} = 9,264.4 \times \text{MVA} + 51,870.4 \times \text{Km} - 3,199,983.7 \left[\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right]$$

$$\text{Costo Tx} = 2.1726 \times \text{MVA} + 1,202.4560 \left[\frac{\text{USD}}{\text{hora}} \right]$$

ANEXO III

CÓDIGO FUENTE EN GAMS PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD ÓPTIMA

```
1 $TITLE ANALISIS DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN
2 *Desarrollado por el Ing. Erick Sota Celmi para obtener
3 *el grado de Magister en Regulación de los Servicios Públicos
4 *por la Pontificie Universidad Católica del Perú
5
6 SET B BARRA
7 /
8     B1     ECUADOR
9     B2     PERU
10 /;
11
12 PARAMETER D(B) DEMANDA
13 /
14     B1     3871.00
15     B2     7052.55
16 /;
17
18 ALIAS(B, BB);
19
20 $INCLUDE DATOS_GENERACION.inc
21 $INCLUDE DATOS_TRANSMISION.inc
22
23 PARAMETER
24 FO      FUNCION OBJETIVO DEL DESPACHO SIN RESTRICCIONES DE TRANSMISION
25 cm(G,Point)
26 cb(G,Point)
27 ACTIVAR_RESTRICCION
28 ACTIVAR_FUNCION
29 ;
30
31 BINARY VARIABLES
32 udP(G,Point)
33 ;
34
35 VARIABLES
36 FO      VALOR DE LA FUNCION OBJETIVO
37 F(L)    FLUJO DE TRANSMISION DE ENVIO
38 ;
39
40 POSITIVE VARIABLE
41 Q(G)    PRODUCCION DEL GENERADOR G
42 K(L)    CAPACIDAD DE TRANSMISION
43 dP(G,Point) DELTA DE POTENCIA DE GENERACION
44 CT      COSTO DE LA TRANSMISION
45 ;
46
```

```

47 EQUATIONS
48 EQ_FO          ECUACION DE LA FUNCION OBJETIVO
49 EQ_L(G,Point) ECUACION DE CONTROL DE GENERACION INFERIOR
50 EQ_U(G,Point) ECUACION DE CONTROL DE GENERACION SUPERIOR
51 EQ_Q(B)        ECUACION DE BALANCE NODAL
52 EQ_K(L)        ECUACION QUE RESTRINGE LA CAPACIDAD DE TRANSMISION
53 EQ_T          ECUACION DEL COSTO DE LA TRANSMISION
54 ;
55
56 cm(G,Point)$[Gen_Pot(Point,G)]=(Gen_Cmg(Point,G)-Gen_Cmg(Point-1,G))
57                               /(Gen_Pot(Point,G) - Gen_Pot(Point-1,G));
58 cb(G,Point)$[ Gen_Pot(Point,G) OR ORD(Point)=1 ]
59   = Gen_Cmg(Point,G) - Gen_Pot(Point,G)*cm(G,Point);
60
61 dP.up(G,Point)=[Gen_Pot(Point,G)-Gen_Pot(Point-1,G)]$[Gen_Pot(Point,G)];
62
63 EQ_FO..
64   FO =e= SUM[ (G,Point)$[ORD(Point)>1],[cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)
65   *SUM[ Point1$[ORD(Point1) <= ORD(Point)-1 ], dP(G,Point1) ] +
66   cb(G,Point )+cm(G,Point )*SUM[ Point1$[ORD(Point1) <=
67   ORD(Point) ], dP(G,Point1) ] ]*dP(G,Point)/2 ]
68   + [ CT - FOo ]$ACTIVAR_FUNCION;
69
70 EQ_L(G,Point).. dP(G,Point) =l= udP(G,Point) * dP.up(G,Point);
71
72 EQ_U(G,Point)$[ ORD(Point)>1 ]..
73   dP(G,Point-1) =g= udP(G,Point) * dP.up(G,Point-1);
74
75 EQ_Q(B)..
76   SUM[ (G,Point)$MAPGEN(G,B), dP(G,Point) ] =e= D(B)
77   + SUM[ (L,BB),F(L)*[ 1$MAPLIN(L,B,BB) - 1$MAPLIN(L,BB,B) ]];
78
79 EQ_K(L)$ACTIVAR_RESTRICCION.. SQR[F(L)] =l= SQR[K(L)];
80
81 EQ_T..
82   CT =e= SUM[ MAPLIN(L,B,BB), 1202.45604478952
83   + 2.17265841661888 * K(L)];
84
85 MODEL DISPACH /ALL/;
86
87 DISPACH.OptFile   = 1;
88 DISPACH.solveLink = 5;
89
90 OPTION MINLP = KNITRO;
91 OPTION OPTCR = 1E-10;
92
93 FILE RR / Esc1_EneOpt.csv /;
94 RR.pc=5;
95 RR.nd=3;
96 RR.pw=1000000;
97 PUT RR;
98

```

```

99 SETS
100 CA /CA1*CA3/
101 ;
102
103 PARAMETER
104 CG(CA,G)
105 CMg(CA,G)
106 FLU(CA,L)
107 ;
108
109 *****
110 *-----DESPACHO 1-----DESPACHO SIN LIMITE DE TRANSMISION
111
112 ACTIVAR_FUNCION = 0;
113 ACTIVAR_RESTRICCION = 0;
114 FOo = 0;
115
116 CT.l = 0;
117 F.l(L) = 0;
118 dP.l(G,Point) = 0;
119 udP.l(G,Point) = 0;
120
121 SOLVE DISPACH MIN FO USING MINLP;
122
123 PUT " ";
124 PUT " ", "DESPACHO SIN LIMITES DE TRANSMISION :"/;
125 PUT " ";
126 LOOP[G, PUT " ", " ",
127 "PRODUCCION GENERADOR", G.te(G),
128 SUM[ Point, dP.l(G,Point) ], "MW"/; ];
129 PUT " ";
130 LOOP[B, PUT " ", " ",
131 "COSTO MARGINAL BARRA", B.te(B), EQ_Q.m(B), "$/MWh"/; ];
132 PUT " ";
133 LOOP[MAPLIN(L,B,BB),
134 PUT " ", " ", "FLUJO TRANSMISION LINEA", L.te(L), F.l(L),
135 "MW", "DE", B.te(B), "A", BB.te(BB)/; ];
136 PUT " ";
137 LOOP[G,
138 PUT " ", " ", "COSTO DE PRODUCCION DEL GENERADOR", G.te(G);
139 PUT [ SUM[ Point$(ORD(Point)>1),
140 [ cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[Point1$(ORD(Point1) <=
141 ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
142 +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[Point1$(ORD(Point1)<=
143 ORD(Point)], dP.l(G,Point1)]]*dP.l(G,Point)/2 ] ];
144 PUT "$"/; ];
145 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL", " ", FO.l, "$"; PUT /;
146 PUT " ";
147
148 LOOP[ CA$(ORD(CA)=3),
149 CG(CA,G) = SUM[ Point$(ORD(Point)>1),
150 [ cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)

```

```

151     <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
152     +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[Point1$(ORD(Point1)
153     <= ORD(Point)    ], dP.l(G,Point1) ] ]*dP.l(G,Point)/2 ] ;
154     CMg(CA,G) = SUM[B$MAPGEN(G,B),EQ_Q.m(B) ];
155     FLU(CA,L) = F.l(L);];
156
157 *****
158 *-----DESPACHO 2-----DESPACHO SIN INTERCONEXION - CAPACIDAD = 0
159 FOo = FO.l;
160
161 ACTIVAR_FUNCION = 0;
162 ACTIVAR_RESTRICCION = 1;
163 K.fx(L) = 0;
164
165 CT.l = 0;
166 F.l(L) = 0;
167 dP.l(G,Point) = 0;
168 udP.l(G,Point) = 0;
169
170 SOLVE DISPACH MIN FO USING MINLP;
171
172 PUT " ";
173 PUT " ", "DESPACHO AISLADO - CAPACIDAD DE TRANSMISION 0 MW :"/;
174 PUT " ";
175 LOOP[G, PUT " ", " ", "PRODUCCION GENERADOR", G.te(G),
176 SUM[ Point, dP.l(G,Point) ], "MW"/; ];
177 PUT " ";
178 LOOP[B, PUT " ", " ", "COSTO MARGINAL BARRA",
179 B.te(B), EQ_Q.m(B), "$/MWh"/; ];
180 PUT " ";
181 LOOP[MAPLIN(L,B,BB), PUT " ", " ",
182 "FLUJO TRANSMISION LINEA", L.te(L), F.l(L), "MW",
183 "DE", B.te(B), "A", BB.te(BB)/; ];
184 PUT " ";
185 LOOP[G,
186     PUT " ", " ",
187     "COSTO DE PRODUCCION DEL GENERADOR", G.te(G);
188     PUT [ SUM[ Point$(ORD(Point)>1],
189     [ cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
190     <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
191     +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
192     <=ORD(Point)], dP.l(G,Point1)]*dP.l(G,Point)/2 ] ];
193     PUT "$"/; ];
194 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL", " ", FO.l, "$"; PUT /;
195 PUT " ";
196
197 LOOP[ CA$(ORD(CA)=1],
198     CG(CA,G) = SUM[ Point$(ORD(Point)>1],
199     [ cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
200     <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
201     +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
202     <= ORD(Point)], dP.l(G,Point1) ] ]*dP.l(G,Point)/2 ] ;

```

```

203     CMg(CA,G) = SUM[B$MAPGEN(G,B),EQ_Q.m(B) ];
204     FLU(CA,L) = F.l(L);];
205
206 *****
207 *-----DESPACHO 3-----CALCULO DE LA CAPACIDAD OPTIMA
208
209 ACTIVAR_FUNCION = 1;
210 ACTIVAR_RESTRICCION = 1;
211 K.lo(L) = 0;
212 K.up(L) = INF;
213 K.l(L) = 0;
214
215 CT.l = 0;
216 F.l(L) = 0;
217 dP.l(G,Point) = 0;
218 udP.l(G,Point) = 0;
219
220 SOLVE DISPACH MIN FO USING MINLP;
221
222 PUT " ";
223 PUT " ", "DESPACHO CON LIMITES DE TRANSMISION
224 - CALCULO DE LA CAPACIDAD OPTIMA :"/;
225 PUT " ";
226 LOOP[G, PUT " ", " ", "PRODUCCION GENERADOR",
227 G.te(G),SUM[ Point, dP.l(G,Point) ],"MW"/; ];
228 PUT " ";
229 *LOOP[B, PUT " ", " ", "COSTO MARGINAL BARRA",
230 B.te(B),EQ_Q.m(B), "$/MWh"/; ];
231 *PUT " ";
232 LOOP[MAPLIN(L,B,BB),
233     PUT " ", " ", "FLUJO TRANSMISION LINEA",
234     L.te(L),F.l(L), "MW", "DE", B.te(B), "A", BB.te(BB)/;
235     PUT " ", " ", "CAPACIDAD OPTIMA TRANSMISION",
236     L.te(L),K.l(L), "MW"/; ];
237 PUT " ";
238 LOOP[G,
239     PUT " ", " ", "COSTO DE PRODUCCION DEL GENERADOR",
240     G.te(G);
241     PUT [ SUM[ Point$(ORD(Point)>1),
242     [ cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
243     <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
244     +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
245     <= ORD(Point)], dP.l(G,Point1)]]*dP.l(G,Point)/2]];
246     PUT "$"/; ];
247 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL DE LA TRANSMISION", " ", CT.l, "$"/;
248 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL", " ", (FO.l + FOo), "$"/;
249 PUT " ";
250
251 *****
252 *-----DESPACHO 4-----DESPACHO DETERMINA CMG A CAPACIDAD OPTIMA
253
254 ACTIVAR_FUNCION = 0;

```

```

255 ACTIVAR_RESTRICCION = 1;
256 K.fx(L) = K.l(L);
257
258 CT.l = 0;
259 F.l(L) = 0;
260 dP.l(G,Point) = 0;
261 udP.l(G,Point) = 0;
262
263 SOLVE DISPACH MIN FO USING MINLP;
264
265 PUT " " /;
266 PUT " ", "DESPACHO CAPACIDAD OPTIMA - PARA DETERMINAR CMG:" /;
267 PUT " " /;
268 LOOP[G, PUT " ", " ", "PRODUCCION GENERADOR", G.te(G),
269 SUM[ Point, dP.l(G,Point) ], "MW" /; ];
270 PUT " " /;
271 LOOP[B, PUT " ", " ", "COSTO MARGINAL BARRA",
272 B.te(B), EQ_Q.m(B), "$/MWh" /; ];
273 PUT " " /;
274 LOOP[MAPLIN(L,B,BB),
275 PUT " ", " ", "FLUJO TRANSMISION LINEA",
276 L.te(L), F.l(L), "MW", "DE", B.te(B), "A", BB.te(BB) /;
277 PUT " ", " ", "CAPACIDAD OPTIMA TRANSMISION",
278 L.te(L), K.l(L), "MW" /; ];
279 PUT " " /;
280 LOOP[G,
281 PUT " ", " ", "COSTO DE PRODUCCION DEL GENERADOR",
282 G.te(G);
283 PUT [ SUM[ Point$[ORD(Point)>1],
284 [cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[Point1$[ORD(Point1)
285 <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
286 +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[ Point1$[ORD(Point1)
287 <= ORD(Point)], dP.l(G,Point1)]]*dP.l(G,Point)/2]];
288 PUT "$" /; ];
289 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL DE LA GENERACION", " ",
290 FO.l, "$"; PUT /;
291 PUT " ", " ", "INGRESO TARIFARIO", " ",
292 PUT SUM[MAPLIN(L,B,BB), 2.17265841661888 * K.l(L)], "$" /;
293 PUT " ", " ", "CARGO COMPLEMENTARIO O PEAJE", " ",
294 SUM[MAPLIN(L,B,BB), 1202.45604478952], "$" /;
295 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL DE LA TRANSMISION", " ", CT.l, "$" /;
296 PUT " " /;
297
298 *****
299 *----DESPACHO 5----DESPACHO CON RESTRICCIÓN DE Tx K.fx(L) = LEVEL
300
301 ACTIVAR_FUNCION = 0;
302 ACTIVAR_RESTRICCION = 1;
303 K.fx(L) = 200.88737260274;
304
305 CT.l = 0;
306 F.l(L) = 0;

```

```

307 dP.l(G,Point) = 0;
308 udP.l(G,Point) = 0;
309
310 SOLVE DISPACH MIN FO USING MINLP;
311
312 PUT " " /;
313 PUT " ", "DESPACHO INTERCONECTADO - PARA DETERMINAR ÁREAS G + D:" /;
314 PUT " " /;
315 LOOP[G, PUT " ", " ", "PRODUCCION GENERADOR", G.te(G),
316 SUM[ Point, dP.l(G,Point) ], "MW" /; ];
317 PUT " " /;
318 LOOP[B, PUT " ", " ", "COSTO MARGINAL BARRA",
319 B.te(B), EQ_Q.m(B), "$/MWh" /; ];
320 PUT " " /;
321 LOOP[MAPLIN(L,B,BB),
322 PUT " ", " ", "FLUJO TRANSMISION LINEA",
323 L.te(L), F.l(L), "MW", "DE", B.te(B), "A", BB.te(BB) /;
324 PUT " ", " ", "CAPACIDAD OPTIMA TRANSMISION",
325 L.te(L), K.l(L), "MW" /; ];
326 PUT " " /;
327 LOOP[G,
328 PUT " ", " ", "COSTO DE PRODUCCION DEL GENERADOR",
329 G.te(G);
330 PUT [ SUM[ Point$(ORD(Point)>1],
331 [ cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
332 <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1)]
333 +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
334 <= ORD(Point)], dP.l(G,Point1)] ]*dP.l(G,Point)/2];
335 PUT "$" /; ];
336 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL DE LA GENERACION", " ",
337 FO.l, "$"; PUT /;
338 PUT " ", " ", "INGRESO TARIFARIO", " ",
339 PUT SUM[MAPLIN(L,B,BB), 2.17265841661888 * K.l(L)], "$" /;
340 PUT " ", " ", "CARGO COMPLEMENTARIO O PEAJE", " ",
341 SUM[MAPLIN(L,B,BB), 1202.45604478952], "$" /;
342 PUT " ", " ", "COSTO TOTAL DE LA TRANSMISION", " ", CT.l, "$" /;
343 PUT " " /;
344
345 LOOP[ CA$(ORD(CA)=2],
346 CG(CA,G) = SUM[ Point$(ORD(Point)>1],
347 [cb(G,Point-1)+cm(G,Point-1)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
348 <= ORD(Point)-1 ], dP.l(G,Point1) ]
349 +cb(G,Point)+cm(G,Point)*SUM[ Point1$(ORD(Point1)
350 <= ORD(Point)], dP.l(G,Point1) ] ]*dP.l(G,Point)/2];
351 CMg(CA,G) = SUM[B$MAPGEN(G,B), EQ_Q.m(B) ];
352 FLU(CA,L) = F.l(L);];
353 PUTCLOSE RR;

```

ANEXO IV

OFERTAS Y COSTOS INCREMENTALES DE GENERACIÓN ARCHIVO DATOS_GENERACION

```
1 SET G GENERADORES *Potencia y Cmg correspondiente a enero 2021
2 /
3     G1     PERU
4     G2     ECUADOR
5 /;
6
7 SET MAPGEN(G,B) RELACION GENERADOR BARRA
8 /
9     G1.B2
10    G2.B1
11 /;
12
13 SET Point PUNTOS DE LA CURVA POTENCIA VS CMG /1*13/;
14 ALIAS(Point,Point1);
15
16 TABLE Gen_Pot(Point,G) CURVA POTENCIA VS CMG - CURVA LINEALIZADA -
17 POTENCIA
18     G1     G2
19 1     0     0
20 2     4897.2 3883.63
21 3     7697.2 4008.63
22 4     8197.2 4191.33
23 5     8497.2 4615.71
24 6     8917.2 4889.45
25 7     9917.2 5030.31
26 8     10567.2 5194.07
27 9     11067.2 5442.47
28 10    12467.2 5757.17
29 11    12697.2 5996.37
30 12    12877.2 6115.8
31 13    12977.2 6220.42
32 ;
33
34 TABLE Gen_Cmg(Point,G) CURVA POTENCIA VS CMG - CURVA LINEALIZADA - CMg
35     G1     G2
36 1     0.586 1
37 2     12.44 2
38 3     25.22 29.989
39 4     31.69 34.45
40 5     37.57 39.261
41 6     124.13 41.809
42 7     129.54 44.931
43 8     139.24 50.51
44 9     150.51 60.807
45 10    158.28 70.966
```

46	11	173.17	80.44
47	12	188.83	89.826
48	13	273.71	104.96

i

ARCHIVO DATOS_TRANSMISION

```
1 SET L LINEA DE TRANSMISION
2 /
3     L1     LAB
4 /;
5
6 SET MAPLIN(L,B,B) RELACION LINEA BARRA - BARRA
7 /
8     L1.B1.B2
9 /;
```



ANEXO V

CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA EN EL AÑO 2021 EN ECUADOR

Tabla 15. Capacidad instalada en Ecuador - 2021

CAPACIDAD INSTALADA AÑO 2021 MW	
TIPO DE GENERACIÓN	MW
Hidráulica	5,095.3
Térmica	1,671.3
Renovable	152.1

Fuente: CENACE

Tabla 16. Potencia efectiva en Perú por tipo de generación - 2021

TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	PARTICIPACIÓN (%)
HIDROELÉCTRICA	5,228.690	40.717
TERMOELÉCTRICA	6,918.275	53.875
SOLAR	282.275	2.198
EÓLICO	412.200	3.210
TOTAL	12,841.440	100.000

Fuente: Estadística anual del COES, 2021