

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS ENERGÉTICO-ECONÓMICO DE LARGO PLAZO PARA LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ 500kV.

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA**

GABRIELA ALEXANDRA PAREDES GONZALEZ

gabriela.paredes@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr. Paul Vásquez Miranda

paul.vasquez@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Gabriela Paredes declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

GABRIELA PAREDES

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Gabriela Paredes, bajo mi supervisión.

Dr. Paul Vásquez Miranda
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

GABRIELA PAREDES

DR. PAUL VASQUEZ (Director)

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de titulación a mis Padres, Néstor e Isabel, quienes supieron inculcarme honestidad, responsabilidad, valentía, y quienes me han apoyado en cada día de mi vida.

A mis hermanos, Betzabé, Milton, Daniel, Maggie y Fercita quienes han sabido impulsarme para no rendirme, apoyarme en cada momento, de quienes nunca me ha faltado nada y, porque de cada uno de ellos he aprendido mucho y soy la persona que soy hoy en día, por ser apoyo, ayuda y entregar ese cariño tan bonito siempre.

A mis amados sobrinos, Sebas, Domi, Nico, Esteban, DaniLu, y el tan esperado bebe Tomy, son la inspiración en cada paso, y son quienes nos miran y por quienes debemos crecer cada día para poder guiarlos.

A mi esposo Andrés, que ha sido compañero y amigo en cada paso de este proceso.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, ya que tengo una fe infinita en que es Él quien nos coloca en el lugar y momento adecuado. Expreso mi gratitud a aquellos que estuvieron pendientes de mi progreso, en especial a mis amigos Andrea, Francisco, Santiago, Jorge y muchos más que, con un abrazo o una sonrisa, lograron alegrarme en momentos difíciles.

Quiero reconocer a los Ingenieros de la ARCONEL (ARCERNNR), Andrea, Diego, Emilio, Iván, quienes me brindaron su amistad y me permitieron iniciar el presente estudio.

Agradezco a los Ingenieros de Empresa Eléctrica Ambato, quienes siempre estuvieron dispuestos a ofrecer su ayuda y conocimiento.

Mi reconocimiento a los Ingenieros del Ministerio de Energía y Minas (MEM) por su colaboración en proporcionarme la información requerida.

Un agradecimiento especial a Ricardo Pérez y al equipo de PCR (Brasil) por toda la información, ayuda y disposición constante para llevar a cabo el análisis en el software SDDP.

Y a mi Director de proyecto el Dr. Paul Vásquez, quien ha sabido guiar y coordinar el proceso para el desarrollo de este trabajo, gracias por su paciencia y enorme ayuda.

CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
CONTENIDO	V
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT.....	VII
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1. Objetivos.....	2
1.1.1 Objetivo general	2
1.1.2 Objetivos específicos.....	2
1.2. Alcance	3
1.3. Marco Teórico	3
1.3.1. Generalidades	3
1.3.2. Aspectos regulatorios de los mercados eléctricos de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).	4
1.3.3. Decisiones CAN para el Mercado Andino Eléctrico Regional.	5
1.3.4. Mercado Eléctrico Ecuatoriano	9
1.3.4.1. Sistema Nacional Interconectado - SNI	9
1.3.4.2. Operador del Sistema – CENACE	10
1.3.5. Mercado Eléctrico Peruano	10
1.3.5.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN.....	10
1.3.5.2. Operador del Sistema – COES	11
1.3.6. Interconexiones Eléctricas Internacionales	11
1.3.6.1. Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).....	11
1.3.6.2. Importaciones Eléctricas	12
1.3.6.3. Exportaciones Eléctricas	12
1.3.7. Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP	13
2. METODOLOGÍA Y DESARROLLO	16
2.1 Datos técnicos de la Interconexión Ecuador – Perú a 500 kV	16
2.2. Parámetros de entrada para el Software SDDP	18
2.2.1. Parámetros de Ecuador	18
2.2.1.1. Demanda	18

2.2.1.2.	Determinación de la Curva de Duración de Carga	20
2.2.2.	Parámetros de Perú	20
2.2.2.1.	Demanda	20
2.2.2.2.	Determinación de la Curva Duración de Carga	21
2.3.	Ingreso de datos al Programa Software SDDP	21
2.3.1.	Determinación de los Bloques de Demanda	21
2.3.2.	Proyección de Demanda	22
2.3.3.	Ingreso de las Bases de Datos	24
3.	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	26
3.1.	Resultados	26
3.1.1.	Análisis Energético de la Interconexión	26
3.1.1.1.	Análisis Energético Ecuador:	27
3.1.1.2.	Análisis Energético Perú:	28
3.1.1.3.	Análisis Energético Sistema Coordinado:.....	30
3.2.3.	Análisis Económico de la Interconexión	35
3.2.3.1.	Análisis Económico Ecuador.....	35
3.2.3.2.	Análisis Económico Perú.....	36
3.2.3.3.	Análisis Económico Sistema Coordinado	37
3.2.	Conclusiones	40
3.3.	Recomendaciones	41
4.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42

RESUMEN

El estudio está encaminado a realizar el análisis energético económico de la interconexión Ecuador – Perú a 500kV, en general las interconexiones internacionales podrían disminuir el consumo de combustibles fósiles en épocas de baja hidrología; así como, constituirse en la reserva energética necesaria para manejar las incertidumbres presentes en las energías renovables no convencionales, en la actualidad, existe una interconexión entre los dos países de 230kV la cual no presenta cambios importantes de electricidad, y no es suficiente para sostener la firmeza en el sistema eléctrico del país.

El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA, encargado de constituir un nuevo marco general para que los mercados de electricidad en la Comunidad Andina junto a los gobiernos de Ecuador y Perú han suscrito un Acuerdo Binacional que permita la construcción de una interconexión de energía eléctrica entre los dos sistemas a través de una línea de 500 kV, cuyo objetivo es instaurar un marco general para mantener interconectados a los países pertenecientes al SINEA.

El análisis energético y económico se realizará tanto en la operación aislada en el Sistema Nacional Interconectado – SNI en Ecuador, como del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN en Perú; a partir de este, se analizarán aspectos técnicos-económicos de cada sistema. El proyecto tomará en cuenta aspectos como la hidrología presente en sistemas hidrotérmicos como el de Ecuador y Perú, utilizando el software computacional Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP, como referente del ingreso de las centrales y la necesidad de las transacciones.

Determinando principalmente los índices técnicos y económicos presentados en la operación aislada de cada sistema eléctrico, se realizará un análisis económico que permita determinar el costo-beneficio de la ejecución de la interconexión Ecuador - Perú 500 kV.

PALABRAS CLAVE: Interconexión, Ecuador, Perú, SDDP, 500kV.

ABSTRACT

This document will carry out the energy-economic analysis of the 500kV Ecuador - Peru interconnection. International interconnections have the potential to reduce fossil fuel consumption during periods of low hydropower generation. They can also serve as the necessary energy reserve to manage the uncertainties associated with non-conventional renewable energies. Currently, there is a 230kV interconnection between the two countries, which does not experience significant changes in electricity exchange and is insufficient to ensure the reliability of the country's electrical system.

The Andean Electrical Interconnection System - SINEA, responsible for structuring a new framework for the integration of electricity markets in the Andean community, along with the governments of Ecuador and Peru, have signed a Binational Agreement that allows for the construction of an electrical interconnection between the two systems through a 500 kV line. The objective of this agreement is to establish a general framework for the subregional interconnection of electrical systems.

The energy and economic analysis will be conducted for both the isolated operation in the National Interconnected System - SNI in Ecuador and the National Interconnected Electrical System - SEIN in Peru. From this analysis, technical-economic aspects of each system will be evaluated. The project will consider factors such as the hydrology present in hydro-thermic systems like those in Ecuador and Peru, using the computational software Stochastic Dual Dynamic Programming - SDDP as a reference for the input from the power plants and the need for transactions.

Determining the technical and economic indices presented in the isolated operation of each electrical system, an economic analysis will be carried out to evaluate the cost-benefit of executing the 500 kV Ecuador-Peru interconnection project.

KEYWORDS: Interconnection, Ecuador, Perú, SDDP, 500kV.

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

En el estudio se realiza un análisis energético y económico de la nueva interconexión entre Ecuador y Perú a 500kV, utilizando valores de demanda, energía, y demás información sobre los sistemas nacionales interconectados de electricidad de cada país, brindando información sobre el nivel de integración que tienen Perú y Ecuador a nivel de la Comunidad Andina de Naciones - CAN.

Varios países de Latinoamérica cuentan con interconexiones internacionales, con el fin de abastecerse de energía en épocas de baja hidrología, o en caso de presentarse una crisis energética, de tal manera que se aumente considerablemente, la confiabilidad y flexibilidad de sus sistemas eléctricos.

Durante las reuniones ministeriales surgidas del Acuerdo de Cartagena, los países participantes han planteado la idea de incorporar proyectos que fomenten la integración eléctrica dentro de la planificación de sus respectivos sistemas. Se tiene como objetivo garantizar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. En este contexto, en un futuro cercano, se llevará a cabo un proceso de licitación para el proyecto entre Ecuador y Perú, a nivel de 500 kV, este proyecto tiene el potencial de aumentar los intercambios internacionales de electricidad.

El aumento de la utilización de fuentes renovables intermitentes y la escasa construcción de grandes embalses para la generación eléctrica ha ocasionado una disminución paulatina en la firmeza energética de sistemas eléctricos; lo cual ha provocado recurrir en la mayoría de los casos a soluciones técnica, económica y ambientalmente desfavorables.

En ese sentido, una de las estrategias que se plantea para mejorar es uso de los recursos naturales y disminuir los costos de operación, son las interconexiones internacionales. Estas interconexiones podrían disminuir el consumo de combustibles fósiles en épocas de baja hidrología; así como, constituirse en la reserva energética necesaria para el manejo de las incertidumbres presentes en las energías renovables no convencionales.

La interconexión existente entre Ecuador y Perú mediante una línea de 230 kV, no registra intercambios importantes de electricidad debido a diferentes problemas que disminuyen la confiabilidad eléctrica en cada uno de los sistemas. Sin embargo, los Gobiernos de Ecuador y Perú han suscrito un Acuerdo Binacional que permita la construcción de una interconexión eléctrica entre los dos sistemas a través de una línea de 500 kV.

La ejecución del proyecto para la interconexión Ecuador – Perú a nivel de voltaje de 500 kV, prevé importantes Transacciones Internacionales de Electricidad - TIEs, disminución de los costos de operación, optimización de los recursos naturales para la generación eléctrica, y confiabilidad energética para el manejo de la incertidumbre presente en las energías renovables no convencionales.

Al tener una interconexión Ecuador – Perú a nivel de 500 kV, se obtendrá una importante disminución de los costos de operación, optimización de los recursos naturales para la generación eléctrica, y confiabilidad energética para el manejo de la incertidumbre presente en las energías renovables no convencionales.

1.1. Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Realizar el análisis energético y económico de la interconexión Ecuador – Perú a nivel de 500 kV para determinar el impacto del proyecto en la operación de Sistema Nacional Interconectado - SNI.

1.1.2 Objetivos específicos

- Recopilar información técnica de la operación y expansión de los sistemas de Ecuador y Perú, hasta el año 2036.
- Estructurar una base de datos de demanda horaria, que permita realizar simulaciones de los sistemas de Ecuador y Perú.
- Realizar un análisis energético de la interconexión Ecuador - Perú a 500 kV, basado en simulaciones con el software computacional de Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red -SDDP.
- Realizar el análisis económico de la interconexión Ecuador – Perú a 500 kV.

1.2. Alcance

Se recopilará información operativa y de la expansión del Sistema Nacional Interconectado – SNI tanto de demanda como de generación, se actualizará la base de datos de Ecuador para de esta manera obtener los requerimientos para analizar las características energéticas del sistema de forma aislada.

Se recopilará información operativa y de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado – SEIN, necesaria para actualizar una base de datos, que permita simular la operación del sistema eléctrico de Perú.

Se manejará las curvas de duración de carga de cada sistema eléctrico, de manera que permita uniformizar el número y duración de bloques de demanda, para la operación coordinada de Ecuador y Perú considerando la interconexión de 500 kV.

Se realizará un análisis de la operación aislada de largo plazo de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú; a partir de este análisis se analizará aspectos técnicos-económicos de cada sistema, como confiabilidad y matriz energética, emisiones de CO₂, costos marginales y de operación. El desarrollo del proyecto considerará el manejo de la incertidumbre hidrológica presente en sistemas hidrotérmicos como el de Ecuador y Perú considerando principalmente variables del crecimiento de la demanda eléctrica y de la expansión de la generación, con la ayuda del modelo computacional Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP.

Sobre esta base y haciendo uso de la herramienta SDDP, se simulará la operación coordinada de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú interconectados a través de una línea de 500 kV, determinando principalmente los índices técnicos y económicos presentados en la operación aislada de cada sistema eléctrico.

Con los resultados obtenidos, se realizará un análisis económico que permita determinar el costo-beneficio de la ejecución del proyecto de interconexión Ecuador-Perú 500 kV.

1.3. Marco Teórico

1.3.1. Generalidades

El Acuerdo de Cuenca, firmado en noviembre de 2012, estableció el inicio de un proyecto conjunto entre Ecuador y Perú para la construcción y operación de una nueva interconexión eléctrica. Esta infraestructura operará a un nivel de voltaje de 500 kV y será de carácter

binacional, ejecutándose de manera conjunta y respetando los procedimientos y normativas internas de ambos países. [1]

Posteriormente, con la firma del "Acuerdo de Piura para la Construcción de la Línea de Interconexión Internacional Perú – Ecuador a nivel de 500 kV" el 14 de noviembre de 2013 en Perú, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable encomendó a CELEC EP la responsabilidad de llevar a cabo el proceso de contratación para la construcción de la Interconexión Ecuador – Perú a 500 kV.

Esta conexión eléctrica se integra en un plan más amplio de interconexión del sistema eléctrico que involucra a Perú, Ecuador, Chile, Colombia y Bolivia. Dentro de estas interconexiones, la que opera de manera constante es la de Colombia y Ecuador, establecida mediante cuatro líneas de transmisión con una capacidad de 500 MW. Estas líneas facilitan un activo intercambio comercial de electricidad entre ambos países.

1.3.2. Aspectos regulatorios de los mercados eléctricos de la CAN.

Uno de los aspectos fundamentales para alcanzar las metas establecidas en la CAN en cuanto al ámbito de la energía, es lograr sistemas regionales interconectados, para obtener beneficios, ya sean estos económicos, sociales o ambientales y contribuir con la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Para establecer un marco integral para la interconexión de sistemas eléctricos en la región, que defina las reglas generales para llevar a cabo intercambios intracomunitarios de electricidad que involucren a todos los Países Miembros, se ha emprendido acciones destinadas a la creación de normativas comunitarias que traten este asunto.

A partir del Acuerdo de Cartagena, se ha efectuado varias reuniones con los países miembros para realizar la planificación de los proyectos de los sistemas eléctricos de cada uno, de tal manera que su enfoque sea alcanzar la integración eléctrica, para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en los países de la CAN. [2]

Se estableció un acuerdo general para la interconexión de sistemas eléctricos de la región (Decisión 536). Esto marcó el inicio de la interconexión eléctrica entre los países de Colombia y Ecuador, generando beneficios significativos para ambos países. Aunque dicha normativa se suspendió, luego de eso fue aprobado un régimen transitorio para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador basado en los principios establecidos en la normas. Además, se encomendó una revisión exhaustiva del “marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países miembros (Decisión 720)” [3].

Posteriormente, con el objetivo de complementar el marco normativo correspondientes a los convenios a largo plazo con lo que se podrá lograr completar la integración eléctrica, se aprobó la Decisión 757 en sustitución de la Decisión 720. Esta nueva decisión incorpora “dos cambios temporales vigentes para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador, y entre Ecuador y Perú. Además, reafirmó la necesidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países andinos. Se dio inicio a una nueva fase en la consolidación de la integración energética regional el 24 de abril de 2017, con la aprobación de la Decisión 816. Esta normativa da origen al Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) y mantiene la validez del régimen transitorio entre Colombia y Ecuador, así como entre Ecuador y Perú, al que se hace referencia en la Decisión 757.” [4]

Desde la promulgación de los últimos cambios en las normativas para la interconexión, conforme a la Decisión 816, “los países miembros han centrado sus esfuerzos en analizar y desarrollar propuestas para la creación de tres Reglamentos: Operativo, Comercial y del Coordinador Regional. Estos reglamentos serán cruciales para la completa implementación y operación del nuevo marco regulatorio en relación con las transacciones internacionales de electricidad. A pesar de ello, la Decisión 816 mantiene la validez del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador, así como entre Ecuador y Perú, hasta que los Reglamentos sean aprobados.” [5]

En esta área, el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) desempeña el papel de instancia técnica para la discusión y análisis. Dentro del marco del CANREL, los países miembros, elaboran y examinan propuestas que contribuyen al progreso del proceso de construcción de los marcos normativos a implementarse para la interconexión entre países.

1.3.3. Decisiones CAN para el Mercado Andino Eléctrico Regional.

DECISIÓN CAN N° 536.- Tiene su origen el 19 de diciembre de 2022, esta decisión determinó el inicio de la formación del marco regulatorio para la interconexión regional, con lo que se destacan los beneficios económicos, ambientales y sociales que trae consigo una interconexión de los sistemas eléctricos entre los países de la CAN llamada en ese entonces Pacto Andino. Se diseñó teniendo en cuenta un funcionamiento futuro del mercado integrado de energía, esta decisión establece principalmente los principios fundamentales para la gestión de las transacciones eléctricas internacionales. Además, se determina el despacho económico coordinado para el manejo de la optimización que busca maximizar los excedentes de energía a un costo mínimo, y la asignación de las rentas de congestión, las cuales no se asignarán al propietario de la instalación.. [3].

DECISION CAN N° 720.- Se suspende la decisión “536 por dos años, a excepción del artículo 20” [3], se planten cambios de la transacciones de electricidad entre Ecuador y Colombia, los cuales sirven de referencia para lo que ocurrirá en el futuro con la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú. [4]

DECISION CAN N° 755, 756, 757.- Se establecen los principios fundamentales para la elaboración de conexiones a nivel internacional y la gestión de las operaciones comerciales internacionales. Se identifican el “Régimen Transitorio aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIEs) entre Ecuador y Perú” [5], dado que funcionarios del sector energético de pertenecientes al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina SINEA, Se ha decidido llevar a cabo medidas en relación con los aspectos vinculados a la infraestructura eléctrica nacional de cada país y los métodos para progresar en un proceso de integración eléctrica a nivel regional. [5]

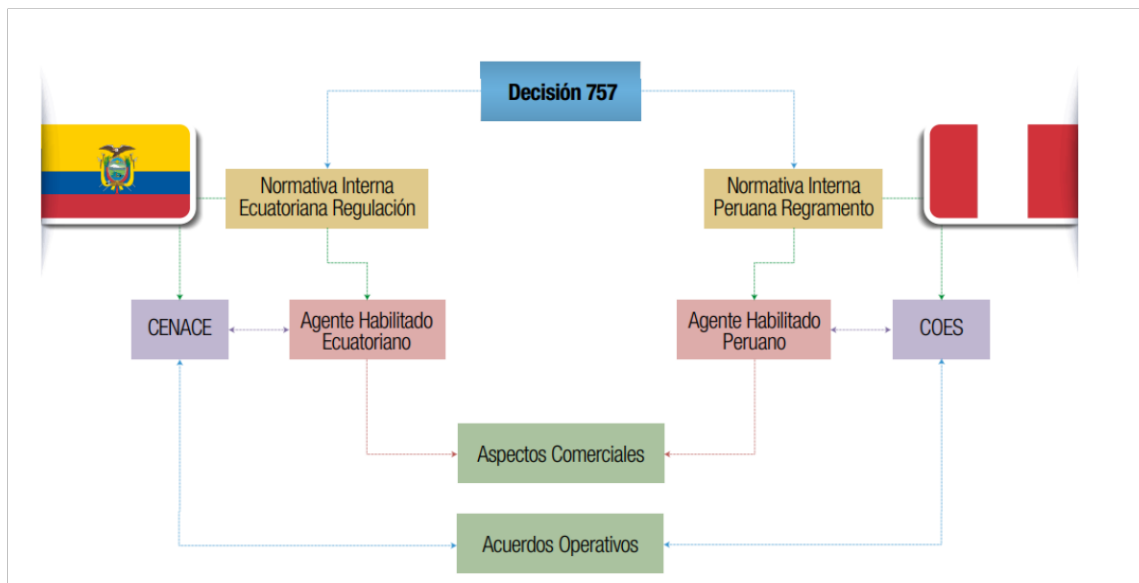


Figura 1. Esquema para los intercambios de electricidad Perú – Ecuador [6]

DECISION CAN N° 789.- Los sectores energéticos de las “Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la Iniciativa denominada “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina” (SINEA), han acordado implementar acciones sobre los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional”. [6]

DECISION CAN N° 816.- “Se determina que, la conexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y las transacciones comerciales de electricidad dentro de la comunidad proporcionan notables ventajas en términos económicos, sociales y ambientales. Además,

pueden resultar en la optimización eficiente de los recursos energéticos de los países y contribuir a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico, Se derogan las Decisiones 536 y 757 y se establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER).” [8] Además, se establecen ciertos términos que es importante mencionar:

- **“Administrador del Mercado:** Entidad designada por cada país para la administración comercial de las Transacciones Internacionales de Electricidad o de su mercado de electricidad.
- **Capacidad del Enlace Internacional:** Límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada Enlace Internacional, calculado considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las características técnicas de las líneas y equipos asociados a la interconexión. Este cálculo será realizado por los Operadores del Sistema de los países para cada enlace.
- **Curva de Demanda:** Corresponde a los precios de la energía eléctrica de cada bloque de generación local, que puede ser sustituido en un país, conforme a la normativa interna de cada país, por la importación en un Nodo Frontera y que se expresa en Dólares de los Estados Unidos de América por MWh.
- **Curva de Oferta:** Corresponde a los precios de la energía eléctrica de cada bloque de Excedentes de Energía en los Nodos Frontera del país exportador, considerando todos los cargos asociados a la oferta de electricidad, conforme a la normativa de cada país, que se expresa en Dólares de los Estados Unidos de América por MWh.
- **Despacho Económico Coordinado:** Consiste en un programa de despacho de los Excedentes de Energía a mínimo costo, considerando, en todo momento, las particularidades operativas del sistema eléctrico de cada país y la capacidad de los Enlaces Internacionales.
- **Enlace internacional:** Comprende el conjunto de equipamiento de transporte: líneas, subestaciones, transformadores, y otros, según corresponda, dedicado a conectar los sistemas eléctricos de dos países.
- **Excedentes de Energía:** Cantidades de energía eléctrica determinadas por los Operadores del Sistema, según la normativa interna de cada país, no requeridas para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro en cada uno de ellos.
- **Mercado del Día Anterior:** Corresponde al conjunto de Transacciones Internacionales de Electricidad resultantes del despacho económico coordinado

determinado el día anterior a partir de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional para cada periodo de tiempo definido.

- **Mercado Intradía:** Corresponde al conjunto de Transacciones Internacionales de Electricidad resultantes de los ajustes de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, posteriores al programa de despacho resultante del Mercado del Día Anterior.
- **Nodo Frontera:** Barra o nodo del sistema de transmisión al que se conecta un Enlace Internacional, donde se realiza la medición de las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- **Operador del Sistema:** Entidad designada por cada país para la coordinación de la operación de su sistema eléctrico.
- **Peaje Unitario del Sistema de Transmisión:** Valor unitario que permite remunerar los costos fijos de la infraestructura de transmisión de cada país, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MWh.
- **Reglamento Comercial:** Instrumento mediante el cual se establecen responsabilidades y obligaciones en la administración comercial de las transacciones internacionales de electricidad entre países interconectados, a través de los Administradores del Mercado.
- **Reglamento Operativo:** Instrumento mediante el cual se establecen responsabilidades y obligaciones en la operación técnica de las transacciones internacionales de electricidad entre países interconectados a través de los Operadores de los Sistemas de cada país.
- **Rentas de Congestión:** Valor resultante de multiplicar el flujo de energía en el Nodo Frontera del país exportador, por la diferencia de precios entre el país exportador y el país importador, cuando el flujo alcanza la Capacidad del Enlace Internacional.
- **Restricciones Técnicas:** Limitaciones impuestas por la red de transmisión o por los sistemas eléctricos de cada país, que serán determinadas por cada Operador del Sistema.
- **Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):** Intercambios de compra y venta de electricidad obtenidos de un despacho económico coordinado efectuado

en el Mercado del Día Anterior y ajustados con los resultados del Mercado Intradiario.” [7]

1.3.4. Mercado Eléctrico Ecuatoriano

1.3.4.1. Sistema Nacional Interconectado - SNI

“En el Ecuador es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico, conectados entre sí, que permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo.” [8]

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) depende del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y junto a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), se fomenta y lleva a cabo de manera continua nuevos proyectos de infraestructura de transmisión de energía, con el objetivo de fortalecer de manera duradera el sector eléctrico en beneficio de la población ecuatoriana.

Se tiene además el agente regulador, que es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) y las Empresas Distribuidoras como muestra el diagrama en la Figura 2.

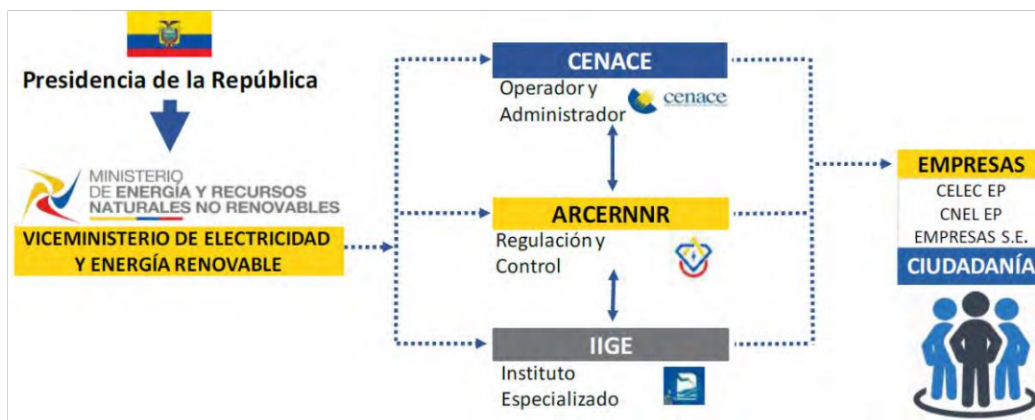


Figura 2. Instituciones participantes del Sector Ecuatoriano. [9]

Dentro de los valores que brindan las Instituciones participantes del SNI, está la potencia instalada del sistema, en la Tabla 1 se puede observar que la potencia nominal del SNI es 8.893,21 MW, donde se observa las importaciones de Perú un valor de 110.00 MW correspondiente al 16.92% del total de las importaciones, estos valores corresponden a los presentados en el Balance Nacional de Energía Eléctrica - 2023. [10]

Energía Eléctrica	Potencia Instalada - Generación			
	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
	MW	%	MW	%

Nacional (Renovable + No Renovable)	8.893,21	100,00%	8.249,64	100,00%
Renovable	5.445,10	61,23%	5.395,21	65,40%
Hidráulica	5.192,30	58,38%	5.152,31	62,46%
Eólica	71,13	0,80%	71,13	0,86%
Fotovoltaica	29,06	0,33%	28,17	0,34%
Biomasa	144,30	1,62%	136,40	1,65%
Biogas	8,32	0,09%	7,20	0,09%
No Renovable	3.448,10	38,77%	2.854,43	34,60%
MCI	2.041,63	22,96%	1.631,58	19,78%
Turbogas	944,85	10,62%	791,35	9,59%
Turbovapor	461,63	5,19%	431,50	5,23%
Importación	650,00	100,00%	635,00	100,00%
Colombia	540,00	83,08%	525,00	82,68%
Perú	110,00	16,92%	110,00	17,32%

Tabla 1. Potencia Instalada en Generación Ecuador. [10]

1.3.4.2. Operador del Sistema – CENACE

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), es el operador nacional de electricidad de Ecuador, esta entidad desempeña un papel estratégico en el sector eléctrico de Ecuador, encargándose de operar y administrar tanto el funcionamiento técnico como comercial del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de las interconexiones internacionales. Lo hace con criterios técnicos, orientados hacia la confiabilidad, calidad de servicio y la minimización de costos. [11]

1.3.5. Mercado Eléctrico Peruano

1.3.5.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN

El SEIN, es el conjunto integrado de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas interconectadas, junto con sus respectivos departamentos de despacho de carga. Este sistema facilita la transferencia de energía eléctrica entre los sistemas de generación eléctrica en Perú.

Tiene una potencia instalada de 13.420,7 MW al mes de abril del 2023, y su tipo de generación se divide en Hidroeléctrica, Termoeléctrica, Solar, Eólica, como se indica en la Figura 3.

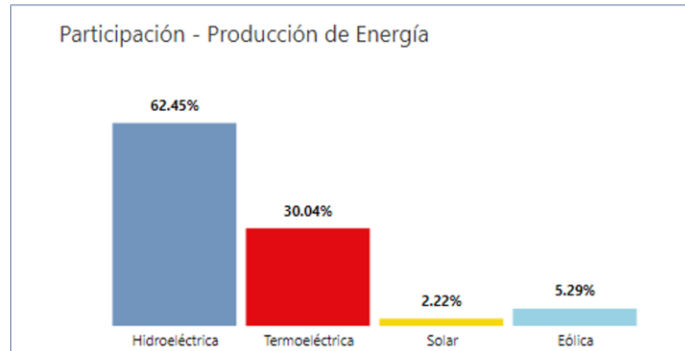


Figura 3. Porcentaje de Energía según el tipo de generación en Perú

1.3.5.2. Operador del Sistema – COES

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), este comité es el organismo encargado de operar el sistema eléctrico peruano, encargado además de su administración y planificación de la transmisión eléctrica del sistema con criterios de economía, calidad y seguridad.

1.3.6. Interconexiones Eléctricas Internacionales

Las interconexiones internacionales consisten en un conjunto de líneas de transmisión y subestaciones que posibilitan el intercambio de energía eléctrica entre países vecinos. con lo que se genera una serie de ventajas en los países interconectados, con lo que se puede pasar de la Interconexiones entre dos países a una Integración regional, como se muestra en la Figura 4.

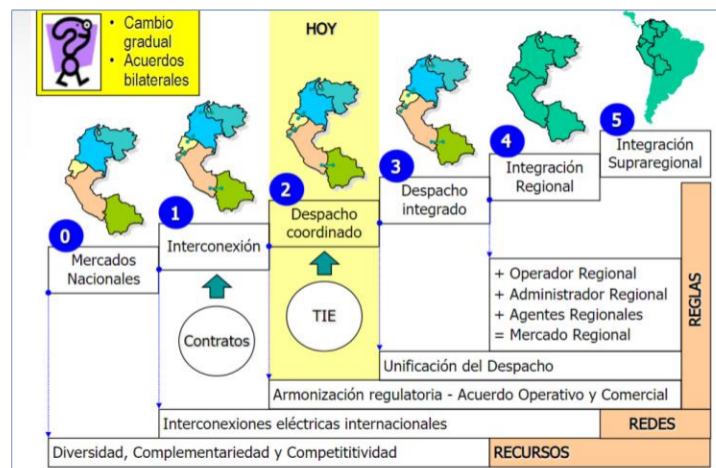


Figura 4. Integración Regional Eléctrica. [12]

1.3.6.1. Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)

La creación del SINEA, tuvo lugar con la firma de la “Declaración de Galápagos el 2 de abril de 2011” [14], con el propósito fundamental de establecer un corredor eléctrico andino

mediante la construcción de infraestructura que facilite la realización y materialización de la interconexión eléctrica en la región. Además, busca la implementación de un marco regulatorio que favorezca los intercambios y transacciones de energía eléctrica entre los países participantes. [13]

La iniciativa estratégica de la interconexión eléctrica andina, conocida como SINEA, se presenta como una respuesta clave para fortalecer la seguridad energética en la región. Su objetivo principal es optimizar la utilización de recursos renovables complementarios, mejorar los precios energéticos y aumentar la colaboración entre los agentes y operadores de los sistemas eléctricos. En el actual contexto internacional, caracterizado por desafíos en el suministro energético, aumento de precios en los servicios energéticos y la urgencia de avanzar en la descarbonización de las economías, la integración se vuelve crucial. La región andina, a través de la iniciativa SINEA, iniciada en 2011, está preparada para fomentar la interconexión eléctrica entre Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú.

1.3.6.2. Importaciones Eléctricas

Las importaciones son las compras de energía eléctrica que se hacen a los países vecinos con los que se tenga la infraestructura adecuada de su interconexión eléctrica, con el objetivo de cubrir la demanda local.

Los motivos de importar energía pueden variar, desde obtener una mayor rentabilidad, por causa de una emergencia en el abastecimiento de la energía local que no pueden ser producidas en el propio país.

1.3.6.3. Exportaciones Eléctricas

Una exportación de energía eléctrica por el contrario es una venta hacia el país vecino, las exportaciones de energía eléctrica se refieren al proceso mediante el cual un país o una región vende electricidad a otro país o región, se puede dar cuando un país tiene excedentes de energía eléctrica que no necesita para su consumo interno.

Las exportaciones de energía eléctrica son una forma de comercio de energía que puede tener beneficios económicos para los países involucrados. Pueden contribuir a la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico, optimizar el uso de recursos energéticos y promover la colaboración en el ámbito energético a nivel internacional o regional.

Los acuerdos para las exportaciones de energía eléctrica deben estar respaldados por acuerdos bilaterales, o acuerdos comerciales específicos entre los países involucrados. Estos acuerdos establecen los términos y condiciones, incluyendo los precios y volúmenes

de energía a intercambiar, así como los aspectos técnicos y operativos de la interconexión eléctrica.

1.3.7. Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP

El software de SDDP, es una herramienta de despacho estocástico diseñada para sistemas eléctricos. Este módulo, desarrollado por PSR, un proveedor global de servicios de consultoría, modelos computacionales e innovación en energía se utiliza en estudios de operación a largo, mediano y corto plazo.

Su aplicación abarca la representación de redes de transmisión, gas e hidrógeno, proporcionando soluciones para optimizar y planificar la operación de estos sistemas en entornos energéticos complejos y variables. Al ser un modelo de despacho hidrotérmico multiembalse, el SDDP puede realizar despachos hidrotérmicos estocásticos con restricciones de red.

El propósito del despacho hidrotérmico es establecer la secuencia óptima de liberación de agua de las plantas hidroeléctricas con el fin de minimizar el costo operativo total esperado a lo largo del período de estudio. Este costo operativo comprende tanto el gasto en combustible como las penalizaciones por racionamiento. La representación gráfica de este problema se ilustra en la Figura 4, que muestra un árbol de decisiones y muestra las diferentes opciones y sus consecuencias asociadas en la toma de decisiones para la operación hidrotérmica.

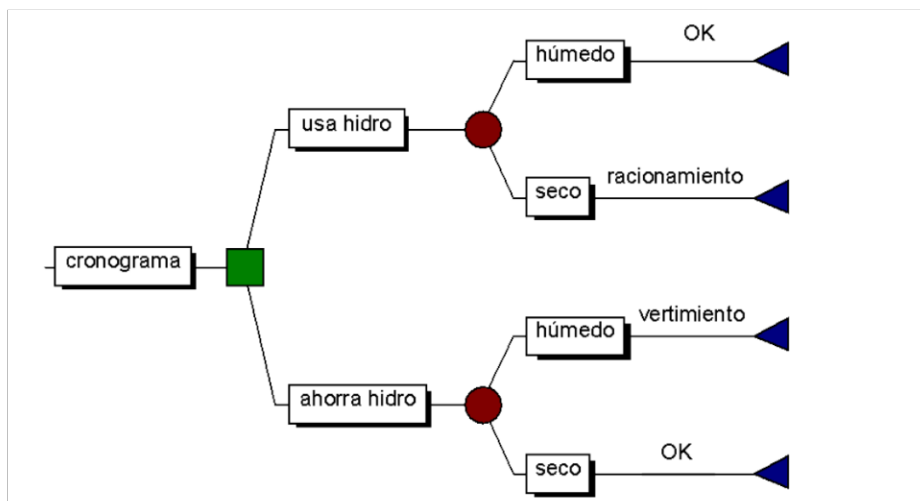


Figura 5. Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico.

Plantas hidroeléctricas: Se dispone de una representación para cada embalse, que incluye información sobre límites de almacenamiento, flujos a través de turbinas, vertedero,

infiltración y otros factores relevantes. Esta información detallada permite un análisis preciso y completo de la operación de embalses en el contexto de sistemas hidroeléctricos. Además, posibilita evaluar la capacidad de generación de energía, gestionar el almacenamiento de agua de manera eficiente y comprender el comportamiento del sistema en diversas condiciones operativas.

Demanda: Se puede ingresar la demanda de la Base de Datos utilizada para cada proyecto dividida en bloques de diferentes dimensiones, que dependerán de cada análisis.

Costos inmediatos y futuros: Se puede definir el despacho como un problema, y este se pueden dividir en otros subproblemas de una etapa, entonces, el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos inmediatos y futuros. Esta descomposición permite abordar eficientemente el problema general al dividirlo en componentes más manejables. Cada subproblema de una etapa se enfoca en la toma de decisiones en un punto específico en el tiempo, considerando los costos asociados con las decisiones de despacho en ese momento y los impactos a futuro. La resolución de estos subproblemas contribuye a encontrar la solución global que minimiza los costos operativos a lo largo de todo el horizonte de estudio, como se puede ver en la Figura 6. [14]

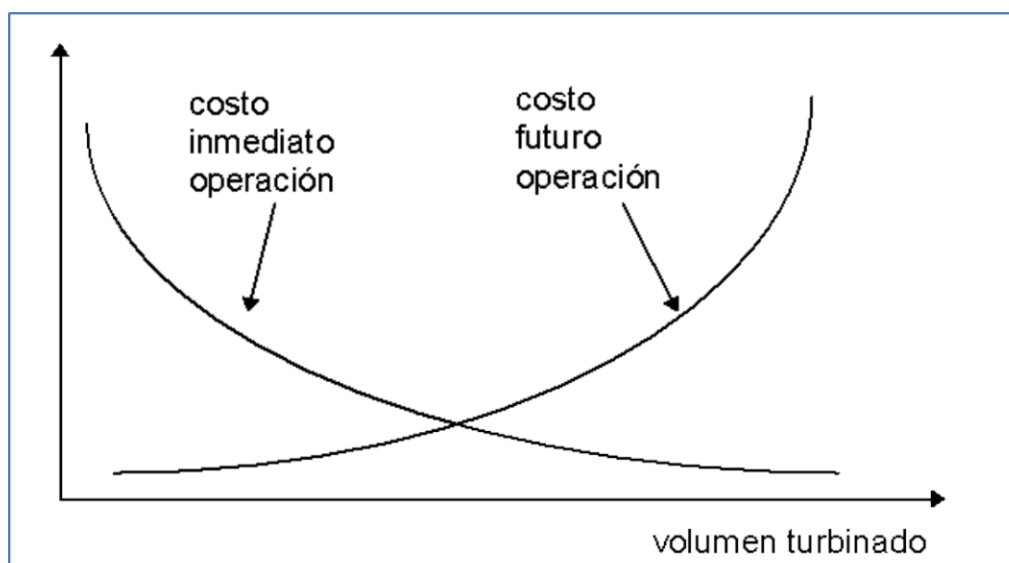


Figura 6. La función de costo inmediato (FCI) [14]

Restricciones operativas básicas

- Ecuaciones para realizar un balance hídrico.
- Ecuaciones para determinar la demanda.
- Límites operativos mínimos y máximos en generación térmica.

Centrales termoeléctricas: En cuanto a este despacho se tienen las restricciones de compromiso de unidades, se deben tener valores de disponibilidad de combustible, curvas de eficiencia térmica, emisiones de CO₂. El factor de consumo de las centrales térmicas (expresado en unidades de combustible por megavatio-hora, unidades de combustible/MWh) varía, pudiendo alcanzar hasta tres valores máximos dependiendo del despacho de la central

Centrales térmicas must-run: Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima.

Fuentes De Energía Renovable: Se puede representar fuentes de energía renovable y facilita su representación, centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa, entre otras tienen una representación adoptada en el SDDP, su aporte es independiente, lo que significa que la generación de energía de cada fuente renovable no está vinculada directamente a las condiciones de otras fuentes en el sistema. Esto proporciona una modelización que considera la variabilidad inherente a las fuentes renovables y permite evaluar su impacto en el despacho y la planificación energética.

Modelo de interconexión: Aborda los límites para los intercambios de energía entre sistemas colindantes. En este contexto, es esencial establecer ecuaciones que describa la demanda para cada sistema y con esto, definir las restricciones para realizar las transferencias de energía entre ellos, según la configuración específica del sistema y sus necesidades energéticas. Este enfoque proporciona flexibilidad para adaptarse a diversas condiciones y características de demanda.

Flujo de Ejecución del Modelo:

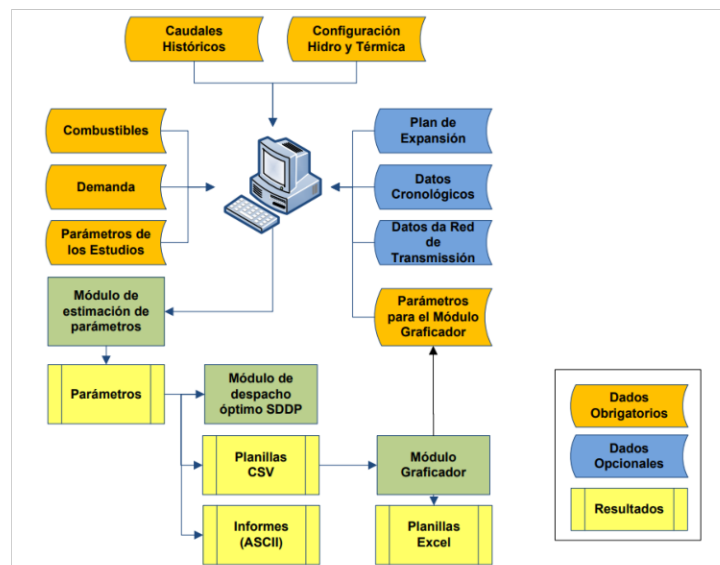


Figura 7. Flujo de Ejecución del Modelo SDDP [14]

2. METODOLOGÍA Y DESARROLLO

2.1 Datos técnicos de la Interconexión Ecuador – Perú a 500 kV

La interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú a 500 kV, facilitará el intercambio de energía entre ambos países, aprovechando la complementariedad en términos hidrológicos. Esto contribuirá a reforzar la seguridad en el suministro de energía eléctrica y generará ventajas económicas tanto para el sector eléctrico ecuatoriano como para el país vecino.

En Ecuador, el sistema de transmisión de extra alta tensión a 500kV, atravesará las provincias de Guayas, Azuay y El Oro. “La Línea de Transmisión - Subestación Chorrillos - Subestación Pasaje tendrá 210.5 km y la línea de la Subestación Pasaje - Frontera será de 73.9 km, que en total suman 284.4 km de longitud”. [17] “Como medida de seguridad, en caso de desabastecimiento eléctrico, desde la S/E pasaje se conectarán dos líneas de enlace en 230 kV hacia una línea existente en 230 kV, con una longitud cada una de 0,87 km y 0,67 km”. [15]. Las obras serán de propiedad de CELEC-EP y operadas por su Unidad de Negocio Transelectric.

Mientras que en Perú se localiza en el departamento de Piura.” La línea de transmisión 500 kV va desde la Subestación Piura Nueva - Subestación Frontera con 263.7 km y la línea desde la subestación Piura Nueva -Subestación La Niña que cuenta con 87 km, sumando así 350.7 km de longitud, las dos secciones de este tramo serán concesionadas al sector privado.” [18]



Figura 8. Diagrama de la línea de transmisión de la interconexión Perú - Ecuador de 500 kV. [16]

En cuanto a la potencia de transferencia, se anticipa un significativo aumento en la cantidad de energía eléctrica intercambiada entre Ecuador y Perú a medida que se expanda la capacidad de transmisión, pasando de los actuales 80 MW a 680 MW. Esta mejora facilitará el intercambio de electricidad entre ambas naciones, y aumentará ya que la actual interconexión solo ha sido utilizada en casos emergentes debido a su falta de estabilidad. [16]. En la Figura 8 se puede verificar los intercambios de energía de los últimos años.

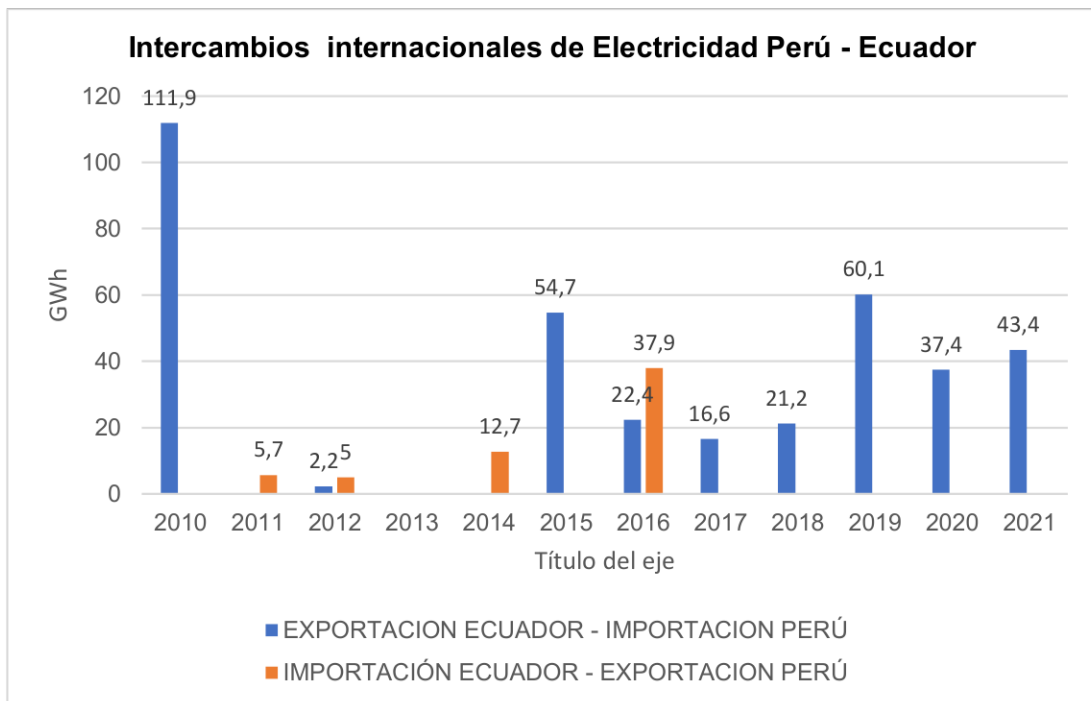


Figura 9. Intercambios de Energía Eléctrica Perú – Ecuador

Financiamiento: Ecuador promoverá la conexión eléctrica con Perú “mediante la construcción de una línea de 500 kV, la cual recibirá financiamiento de US\$125 millones por parte del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Se anticipa que el proyecto contará también con la cofinanciación del Banco Europeo de Inversiones (BEI) con otros US\$125 millones, constará de una línea de extra alta tensión de 544 km entre ambos países”. [17]

La parte del proyecto perteneciente a Ecuador sujeta a esta financiación, comprende 280 kilómetros de líneas de transmisión y la construcción de una nueva subestación en Pasaje. Este segmento iniciará en una subestación preexistente en Chorrillos, al norte de Guayaquil, y se extenderá hacia el sur hasta la frontera con Perú. A partir de ese punto, el proyecto se extenderá por 264 kilómetros adicionales hasta Piura. Es importante señalar que la financiación de esta sección provendrá del sector privado en Perú

2.2. Parámetros de entrada para el Software SDDP

2.2.1. Parámetros de Ecuador

2.2.1.1. Demanda

Se tiene como año base para el análisis el año 2018. Los primeros datos recopilados fueron los valores de demanda en MW cada media hora, por tipo de generación. Como se indica en la Tabla 2.

FECHA	HORA	HIDRÁULICA	RENOVABLE	TÉRMICA	IMPORTACIÓN	Total
1/1/18	00:00:00	2.011,2	18,6	361,6	0,0	2.391,4
1/1/18	00:30:00	2.151,5	12,4	359,0	0,0	2.523,0
1/1/18	01:00:00	2.107,5	16,0	352,7	0,0	2.476,2
1/1/18	01:30:00	2.048,4	15,6	351,8	0,0	2.415,8
1/1/18	02:00:00	1.993,4	16,7	347,8	0,0	2.357,9
1/1/18	02:30:00	1.909,1	14,0	361,7	0,0	2.284,9
1/1/18	03:00:00	1.854,6	16,2	372,4	0,0	2.243,2
1/1/18	03:30:00	1.807,7	14,9	373,3	0,0	2.195,9
...
...
31/12/18	19:30:00	3.099,4	22,2	365,8	0,0	3.487,3
31/12/18	20:00:00	3.083,5	22,2	364,6	0,0	3.470,3
31/12/18	20:30:00	3.020,8	22,2	365,8	0,0	3.408,8
31/12/18	21:00:00	2.955,0	22,2	368,7	0,0	3.345,9
31/12/18	21:30:00	2.862,6	22,3	368,7	0,0	3.253,7
31/12/18	22:00:00	2.757,4	22,3	366,9	0,0	3.146,6
31/12/18	22:30:00	2.588,9	22,4	362,7	0,0	2.974,0
31/12/18	23:00:00	2.524,2	22,4	363,2	0,0	2.909,9
31/12/18	23:30:00	2.423,3	22,3	367,8	0,0	2.813,3

Tabla 2. Representación de los Valores de Demanda horaria de Ecuador en el año 2018
(Elaboración Propia)

Para calcular la Demanda Horaria, se ha obtenido los promedios para cada hora de la Demanda total correspondiente. Este procedimiento constituye el primer paso para determinar una curva de carga. Se destaca que, mediante el uso de una tabla dinámica en Excel, es factible calcular el promedio de la Demanda y realizar discriminación por mes o ciclo hidrológico según se requiera. En la Figura 8, se presentan los datos correspondientes a la demanda promedio horaria del mes de enero de 2018.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Fecha	Hora	HORA	DEMANDA	DIA	MES	AÑO		DIA	(Todas)
2	1/1/18	00:00:00	00:00:00	2.391,4	1	1	2018		MES	1
3	1/1/18	01:00:00	01:00:00	2.476,2	1	1	2018		AÑO	2018
4	1/1/18	02:00:00	02:00:00	2.357,9	1	1	2018			
5	1/1/18	03:00:00	03:00:00	2.243,2	1	1	2018		Etiquetas de fila	Promedio de DEMANDA
6	1/1/18	04:00:00	04:00:00	2.155,4	1	1	2018		00:00:00	2769,711935
7	1/1/18	05:00:00	05:00:00	2.081,3	1	1	2018		01:00:00	2597,353226
8	1/1/18	06:00:00	06:00:00	2.013,9	1	1	2018		02:00:00	2476,876774
9	1/1/18	07:00:00	07:00:00	1.617,6	1	1	2018		03:00:00	2411,012581
10	1/1/18	08:00:00							04:00:00	2376,469355
11	1/1/18	09:00:00							05:00:00	2419,436452
12	1/1/18	10:00:00							06:00:00	2631,52871
13	1/1/18	11:00:00							07:00:00	2497,497419
14	1/1/18	12:00:00							08:00:00	2661,120645
15	1/1/18	13:00:00							09:00:00	2898,474194
16	1/1/18	14:00:00							10:00:00	3073,116129
17	1/1/18	15:00:00							11:00:00	3203,708387
18	1/1/18	16:00:00							12:00:00	3244,82871
19	1/1/18	17:00:00							13:00:00	3216,430645
20	1/1/18	18:00:00							14:00:00	3268,514516
21	1/1/18	19:00:00							15:00:00	3276,804839
22	1/1/18	20:00:00							16:00:00	3260,112903
23	1/1/18	21:00:00							17:00:00	3191,302581
24	1/1/18	22:00:00							18:00:00	3142,04129
25	1/1/18	23:00:00	23:00:00	2.398,8	1	1	2018		19:00:00	3624,928387
26	2/1/18	00:00:00	00:00:00	2.218,5	2	1	2018		20:00:00	3667,715484
27	2/1/18	01:00:00	01:00:00	2.127,2	2	1	2018		21:00:00	3524,420323
28	2/1/18	02:00:00	02:00:00	2.033,6	2	1	2018		22:00:00	3288,649677
29	2/1/18	03:00:00	03:00:00	1.996,4	2	1	2018		23:00:00	3043,926452
30	2/1/18	04:00:00	04:00:00	2.006,6	2	1	2018		Total general	2990,249234
31	2/1/18	05:00:00	05:00:00	2.061,1	2	1	2018			

Figura 10. Tabla Dinámica de los valores promedio de demanda horaria de enero de 2018.

Además, se puede obtener la curva de carga con lo que se observa la distribución de carga a lo largo del día y se puede determinar cómo irán distribuidos los horarios para los bloques de Demanda y su ingreso en el Software SDDP.

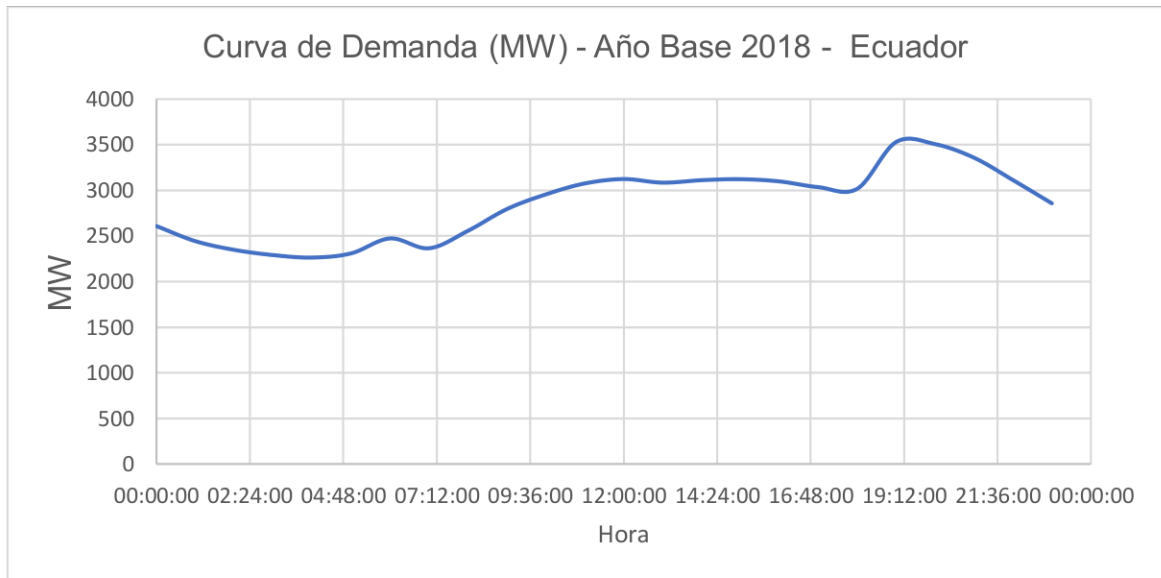


Figura 11. Curva de Demanda - Año Base 2018 – Ecuador

2.2.1.2. Determinación de la Curva de Duración de Carga

Con los datos de demanda horaria se ordena de mayor a menos para así obtener la curva anual de Duración de Carga.

Año Base 2018

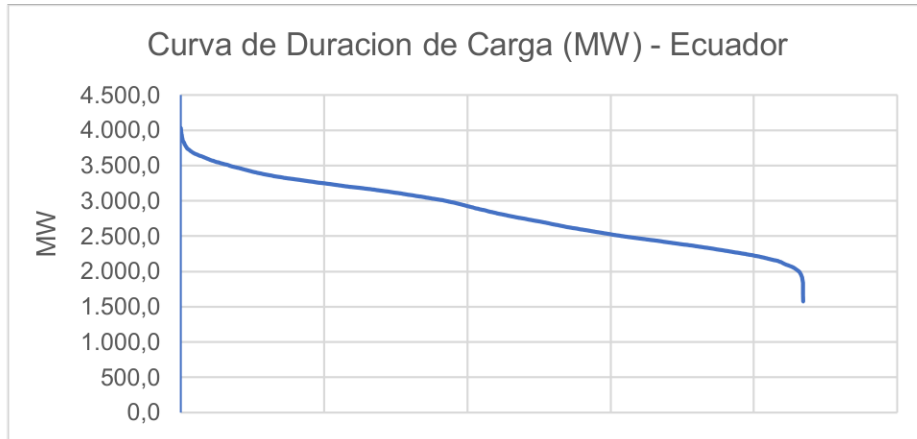


Figura 12. Curva de Duración de Carga – Ecuador año 2018

2.2.2. Parámetros de Perú

2.2.2.1. Demanda

Inicialmente, se cuentan con los valores de demanda correspondientes al año 2018, registrados cada media hora, de manera similar a los datos de Ecuador. Estos valores se promedian para obtener la demanda por cada hora, lo que permite avanzar en el análisis. Posteriormente, al realizar este promedio para determinar la demanda horaria a lo largo de todo el año, se procede a construir la Curva de Demanda. Esta curva proporciona una visualización del comportamiento de la demanda a lo largo de todo el año, considerando las distintas horas del día, como se muestra en la Figura 13.

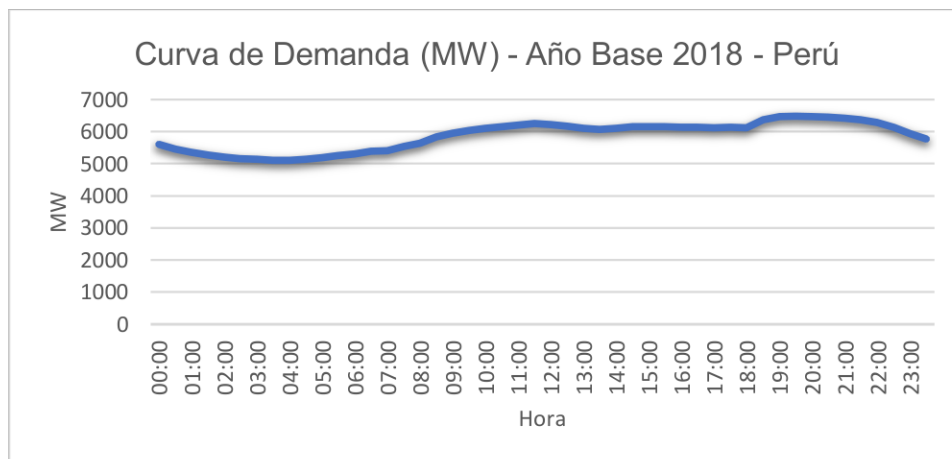


Figura 13. Curva de Demanda - Año Base 2018 – Perú

2.2.2.2. Determinación de la Curva Duración de Carga

Año Base 2018

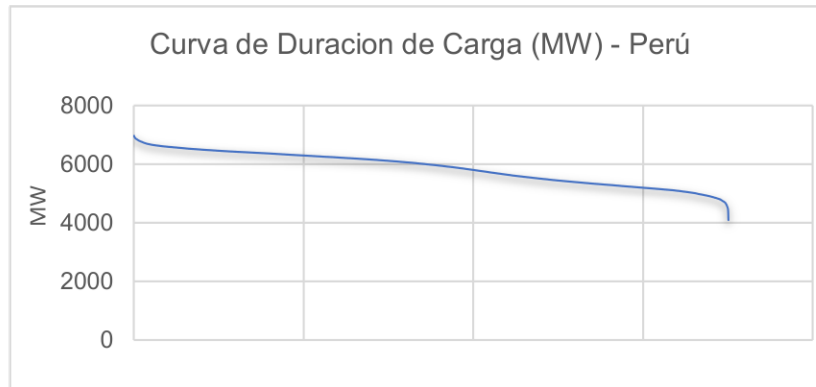


Figura 14. Curva de Duración de Carga – Perú año 2018

2.3. Ingreso de datos al Programa Software SDDP

2.3.1. Determinación de los Bloques de Demanda

Se establecen una división de bloques horarios para representar la demanda a lo largo de las 24 horas. Los primeros bloques (1,2) reflejan la máxima potencia alcanzada durante los horarios de punta y media demanda, respectivamente. Por otro lado, los bloques restantes, representan la potencia media de la demanda en los horarios designados como punta, media, y base respectivamente, como se muestra en la Tabla 3.

BLOQUES	NOMBRE	HORARIOS
Bloque I	Valor Punta Máxima	19:00 – 19:30
Bloque II	Valor Media Máxima	11:00 – 12:00
Bloque III	Valor Punta	18:00 – 23:00
Bloque IV	Valor Media	08:00 – 18:00
Bloque V	Valor Base	23:00 – 08:00

Tabla 3. Horarios para bloques de Demanda.

Dado que hay variaciones en el patrón de demanda diaria, las consideraciones para calcular la potencia de los bloques horarios se abordarán como indica la Tabla 4.

BLOQUES	PARAMETROS
Bloque I	Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de 19:00 a 19:30 de los días entre semana y no se consideran sábados, domingos y feriados nacionales

BLOQUES	PARAMETROS
Bloque II	Promedio de la potencia comprendida en el horario de 11:00 a 12:00 en los días entre semana sin considerar sábados, domingo o feriados nacionales
Bloque III	Es el promedio de la potencia en el horario de 18:00 a 23:00 en los días entre semana excluyendo lo relacionado al bloque 1
Bloque IV	Es el promedio de la potencia en el horario de 08:00 a 18:00 en los días de la semana o mes sin lo relacionado al bloque 2
Bloque V	Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de 23:00 a 08:00 en los días entre semana.

Tabla 4. Tabla referencial para definir los valores utilizados en los bloques de demanda.

Utilizando los Datos de la Curva de Duración de carga y las consideraciones mencionadas en la Tabla 4 sobre la construcción de bloques, se tienen los siguientes valores destinados a cada bloque, con se puede calcular la potencia promedio y energía para cada uno de ellos en el año base (2018), tanto para Ecuador como para Perú:

ECUADOR.

BLOQUE	PORCENTAJE	HORAS	POTENCIA MEDIA (MW)	ENERGÍA (GW.h)
Bloque I	2,42%	210	3756,024645	789,6117833
Bloque II	29,17%	2534	3349,464084	8487,534956
Bloque III	37,50%	3258	2841,994598	9258,152652
Bloque IV	25,00%	2172	2366,806924	5140,112938
Bloque V	5,91%	513	2090,360039	1073,194398

Tabla 5. División de cinco bloques en horas para Ecuador.

PERÚ

BLOQUE	PORCENTAJE	HORAS	POTENCIA MEDIA (MW)	ENERGÍA (GW.h)
Bloque I	2,87%	251	6755,673912	1698,45749
Bloque II	2,87%	251	6614,7941	1663,038614
Bloque III	14,32%	1254	6475,267436	8122,78268
Bloque IV	42,46%	3719	6095,742327	22673,0892
Bloque V	37,48%	3283	5256,67689	17258,97388

Tabla 6. División de cinco bloques en horas para Perú.

2.3.2. Proyección de Demanda

Se dispone de la Proyección de Demanda Anual desde el año 2018 hasta el año 2036, esto, permite llevar a cabo una proyección mensual, como se detalla en la Tabla 7, lo que

posibilita posteriormente la realización de la distribución en bloques de demanda para cada sistema.

Ecuador:

Año	Valores de Demanda (MW)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2018	2028,8	1878,0	2108,4	2042,2	2147,8	2063,7	2106,8	2006,4	2005,7	2100,0	2030,5	2135,6
2019	2150,0	1990,2	2234,4	2164,2	2276,2	2187,0	2232,7	2126,3	2125,5	2225,4	2151,9	2263,2
2020	2258,1	2090,3	2346,7	2273,0	2390,6	2297,0	2345,0	2233,2	2232,4	2337,3	2260,0	2376,9
2021	2371,9	2195,6	2465,0	2387,6	2511,1	2412,7	2463,1	2345,7	2344,9	2455,1	2373,9	2496,7
2022	2491,8	2306,6	2589,6	2508,3	2638,0	2534,7	2587,7	2464,3	2463,4	2579,2	2493,9	2622,9
2023	2618,3	2423,7	2721,1	2635,6	2771,9	2663,4	2719,0	2589,4	2588,5	2710,1	2620,5	2756,1
2024	2626,7	2432,1	2729,5	2644,0	2780,4	2671,8	2727,4	2597,8	2596,9	2718,6	2629,0	2764,5
2025	2635,2	2440,5	2737,9	2652,4	2788,8	2680,2	2735,8	2606,3	2605,3	2727,0	2637,4	2772,9
2026	2769,0	2564,4	2876,9	2787,1	2930,4	2816,3	2874,8	2738,6	2737,6	2865,4	2771,3	2913,7
2027	2910,0	2695,1	3023,4	2929,1	3079,6	2959,8	3021,2	2878,1	2877,1	3011,4	2912,4	3062,1
2028	3064,6	2838,2	3184,0	3084,6	3243,2	3117,0	3181,6	3031,0	3029,9	3171,3	3067,1	3224,8
2029	3073,0	2846,6	3192,4	3093,1	3251,6	3125,4	3190,1	3039,4	3038,3	3179,8	3075,6	3233,2
2030	3237,9	2999,4	3363,7	3259,0	3426,1	3293,1	3361,2	3202,5	3201,3	3350,4	3240,6	3406,7
2031	3246,3	3007,8	3372,2	3267,5	3434,5	3301,5	3369,7	3210,9	3209,7	3358,8	3249,0	3415,1
2032	3422,5	3171,1	3555,2	3444,8	3621,0	3480,7	3552,6	3385,2	3384,0	3541,1	3425,4	3600,5
2033	4984,6	4618,4	5177,9	5017,1	5273,6	5069,4	5174,0	4930,2	4928,5	5157,3	4988,7	5243,8
2034	4984,6	4618,4	5177,9	5017,1	5273,6	5069,4	5174,0	4930,2	4928,5	5157,3	4988,7	5243,8
2035	4984,6	4618,4	5177,9	5017,1	5273,6	5069,4	5174,0	4930,2	4928,5	5157,3	4988,7	5243,8
2036	4984,6	4618,4	5177,9	5017,1	5273,6	5069,4	5174,0	4930,2	4928,5	5157,3	4988,7	5243,8

Tabla 7. Proyección de Demanda Mensual desde 2018 a 2036 – Ecuador

Perú:

Año	Valores de Demanda (MW)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2018	4236,2	3899,8	4326,3	4091,6	4260,5	4122,6	4177,8	4188,0	4085,9	4282,6	4157,6	4284,1
2019	4494,9	4136,0	4585,4	4340,6	4523,8	4378,7	4437,5	4447,8	4340,7	4548,8	4415,0	4548,5
2020	4760,9	4377,8	4855,4	4593,9	4789,0	4637,4	4702,3	4718,1	4605,4	4822,3	4676,0	4819,8
2021	5099,0	4683,5	5192,5	4914,2	5124,9	4963,3	5034,4	5045,8	4927,9	5155,0	4999,2	5165,5
2022	5518,9	5071,6	5618,6	5321,6	5544,9	5366,5	5442,9	5450,8	5321,8	5570,6	5405,6	5574,5
2023	5862,9	5386,6	5967,1	5658,5	5886,6	5689,7	5772,6	5784,4	5648,2	5909,7	5735,9	5919,8
2024	6197,0	5694,9	6306,1	5981,5	6216,0	6003,8	6088,9	6098,5	5950,8	6236,4	6059,9	6255,8
2025	6546,7	6012,1	6661,2	6380,9	6619,6	6400,1	6494,5	6504,4	6349,3	6644,0	6458,3	6664,8
2026	6848,0	6285,9	6965,1	6676,6	6920,0	6682,8	6776,2	6778,4	6618,4	6931,4	6742,2	6962,1
2027	7125,4	6539,0	7245,1	6942,6	7191,6	6946,0	7047,2	7051,8	6885,9	7210,8	7012,0	7241,0

2028	7380,8	6783,6	7505,2	7191,0	7446,6	7188,9	7289,2	7288,3	7118,8	7458,0	7256,7	7496,2
2029	7546,0	6926,1	7672,8	7347,7	7607,3	7341,8	7442,8	7448,5	7279,8	7622,9	7416,6	7659,4
2030	7729,0	7095,9	7861,3	7524,0	7793,7	7520,8	7624,0	7629,5	7459,7	7814,0	7602,4	7850,0
2031	7934,6	7289,2	8071,4	7720,9	8005,4	7730,1	7837,0	7849,6	7671,7	8031,7	7812,5	8061,1
2032	7934,6	7289,2	8071,4	7720,9	8005,4	7730,1	7837,0	7849,6	7671,7	8031,7	7812,5	8061,1
2033	8544,7	7852,1	8694,7	8306,0	8614,2	8312,7	8422,3	8436,0	8251,0	8638,4	8406,2	8673,1
2034	8764,6	8054,9	8919,3	8517,0	8833,7	8522,6	8633,4	8647,5	8459,8	8856,9	8620,3	8893,5
2035	8993,2	8266,0	9152,9	8736,2	9061,7	8741,0	8852,6	8867,1	8676,9	9084,4	8842,7	9122,8
2036	9231,0	8485,3	9395,9	8964,3	9299,0	8968,2	9080,9	9095,8	8902,7	9320,9	9074,2	9361,4

Tabla 8. Proyección de Demanda Mensual desde 2018 a 2036 - Perú

Con estos valores de Demanda y la Distribución para los Bloques (Tabla 5 y Tabla 6) se construyen los Bloques de Demanda (ANEXO I), en el caso del presente estudio se utiliza una distribución en cinco bloques, como se puede observar en las Tablas 5 y 6.

2.3.3. Ingreso de las Bases de Datos

En primera instancia, para llevar a cabo el análisis energético y económico de la Interconexión, es imperativo realizar un análisis de los sistemas de cada país de forma individual. Para ello, se necesitan las Bases de Datos específicas destinadas al software SDDP, tanto para Ecuador como para Perú.

La Base de Datos de Ecuador ha sido proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), mientras que la Base de Perú estuvo disponible en la página de su operador nacional, COES.

Estas bases de datos contienen información sobre las centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables correspondientes a cada sistema, como se puede apreciar en la Figura 14.

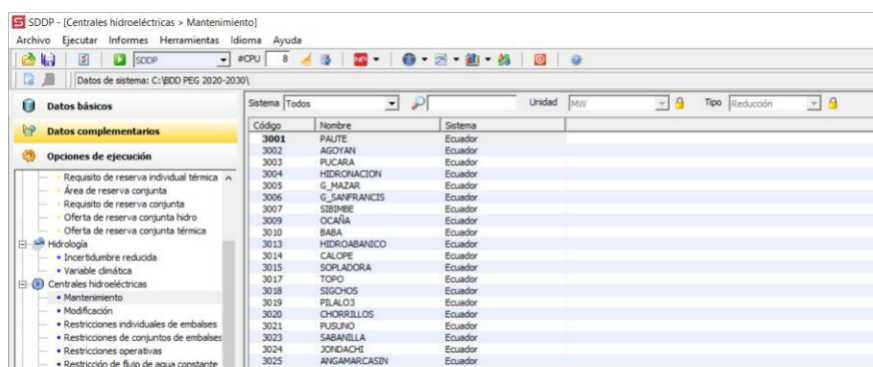


Figura 15. Centrales Hidroeléctricas dentro del software SDDP.

Para cada central existente en los dos sistemas están incluidos los datos dependiendo del tipo, en el caso de las hidroeléctricas que se pueden observar en la Figura 16, se tienen datos de turbinamiento, defluencia, capacidad instalada, etc.

Código	Nombre	Sistema	Fecha (dd/mm/aaaa)	Número de unidades	Turbinamiento mínimo (m³/s)	Turbinamiento máximo (m³/s)	Defluencia total mínima (m³/s)	Factor de producción (MWh/m³/s)	Volumen máximo (hm³)	Capacidad instalada (MW)	ICP (%)	IH (%)	Indicador EA
3001	PAUTE	Ecuador	19/02/2024	10	0.	190.	0.	5.5922	69.47	1100.	0.0963	7.792	✓
3002	AGOYAN	Ecuador	19/02/2024	2	0.	120.	0.	1.3	1.9	156.	0.0095	14.793	✓
3003	PUCARA	Ecuador	19/02/2024	2	0.	20.69	0.	3.528	100.7	73.	0.0157	10.42	✓
3004	HIDRONACION	Ecuador	19/02/2024	3	0.	406.29	0.	0.5127	5802.54	213.	0.0908	13.8	✓
3005	G_MAZAR	Ecuador	19/02/2024	2	0.	141.1	0.	0.996	383.11	170.	0.3982	1.175	✓
3006	G_SANFRANCIS	Ecuador	19/02/2024	2	0.	116.	0.	1.827	0.	212.	0.1264	14.793	✓
3007	SIBIMBE	Ecuador	19/02/2024	1	0.	13.4	0.	1.21	0.	15.	0.2292	6.771	✓
3009	OCAÑA	Ecuador	19/02/2024	2	0.	8.2	0.	3.12	0.	26.	0.27	4.37	✓
3010	BABA	Ecuador	19/02/2024	2	0.	171.	0.	0.2419	93.1	42.	0.5	5.5	✓
3013	HIDROABANICO	Ecuador	19/02/2024	5	0.	13.02	0.	2.95	0.	38.5	0.0591	4.922	✓
3014	CALOPE	Ecuador	19/02/2024	2	0.	13.	0.	1.384	0.	18.	0.1295	2.712	✓
3015	SOPLADORA	Ecuador	19/02/2024	3	32.8	149.2	0.	3.264	0.	487.	0.146	4.626	✓
3016	SARDINAS	Ecuador	19/02/2024	2	0.	6.	0.	1.09	0.	6.54	0.5	5.5	✓
3017	TOFO	Ecuador	19/02/2024	2	0.	20.	0.	1.46	0.	29.2	5.	9.1	✓
3018	SIGCHOS	Ecuador	19/02/2024	2	0.	6.99	0.	2.65	0.	18.57	5.	9.1	✓
3019	PILALOS	Ecuador	19/02/2024	2	0.	3.5	0.	2.6571	0.	9.3	5.	9.1	✓
3020	CHORRILLOS	Ecuador	19/02/2024	1	0.	0.5	0.	8.	0.	4.	0.5	5.	✓
3021	PUSUNO	Ecuador	19/02/2024	4	0.	15.	0.	2.28	0.	39.5	0.5	5.	✓
3023	SABANILLA	Ecuador	19/02/2024	2	0.	10.	0.	2.69	0.	30.9	0.3	5.	✓
3024	JONDACHI	Ecuador	19/02/2024	2	0.	16.02	0.	1.165	0.	19.6	1.5	5.5	✓
3025	ANGAMARCASIN	Ecuador	19/02/2024	2	0.	15.7	0.	1.59	0.	30.	2.	5.	✓
3026	CCS1500	Ecuador	19/02/2024	8	0.	278.4	0.	5.3042	0.911	1500.	0.5	3.	✓
3027	CHRAPI	Ecuador	19/02/2024	2	0.	140.	0.	1.18	0.	165.4	0.05	5.05	✓
3028	MENAS-SAN FR	Ecuador	19/02/2024	3	0.	65.	0.	4.23	14.21	270.	0.5	4.5	✓
3029	LA UNION	Ecuador	19/02/2024	2	0.	70.7	0.	1.13	0.	94.1	0.5	10.	✓
3030	SJ TAMBRO	Ecuador	19/02/2024	2	0.	6.5	0.	1.1952	0.	8.	0.5	5.	✓
3033	RIO LUIS	Ecuador	19/02/2024	2	0.	5.6	0.	2.7679	0.	15.5	0.5	5.	✓
3034	QUEJOS	Ecuador	19/02/2024	3	0.	22.	0.	2.27	0.	50.	0.06	5.	✓
3035	ZAMORA-SANT	Ecuador	19/02/2024	6	0.	2940.	0.	1.224	1507.14	3600.	0.5	5.5	✓
3038	INFIERNILLOS	Ecuador	19/02/2024	2	0.	7.2	0.	2.24	0.	19.64	0.5	5.	✓
3040	TUNANTZA	Ecuador	19/02/2024	2	0.	14.	0.	2.88	0.	47.6	0.5	5.5	✓
3041	DELSITANISAG	Ecuador	19/02/2024	3	0.	42.3	0.	4.25	0.	180.	0.5	5.	✓
3043	PILATON	Ecuador	19/02/2024	3	0.	40.	0.	1.23	0.	49.	0.5	5.5	✓
3044	TOACHI	Ecuador	19/02/2024	3	0.	100.	0.	2.04	0.	205.4	0.5	5.5	✓
3045	HUAPAMALA	Ecuador	19/02/2024	2	0.	1.24	0.	5.05	0.	5.2	0.5	5.	✓
3046	NORMANDIA	Ecuador	19/02/2024	5	0.	23.53	0.	2.11	0.	49.6	0.5	5.5	✓
3047	CUITES	Ecuador	19/02/2024	2	0.	34.	0.	0.97	0.	33.	0.5	5.5	✓
3048	CHORRILLOS	Ecuador	19/02/2024	4	0.	80.	0.	4.97	0.	488.	0.05	5.05	✓

Figura 16. Características de las Centrales Hidroeléctricas en el software SDDP.

El análisis se llevó a cabo en un horizonte de 10 años, considerando los intercambios de potencia entre Ecuador y Perú a partir del año 2024. Se conectaron los sistemas, observando que el costo marginal por generación es de 80 millones de dólares estadounidenses. Se coordinaron los intercambios de potencia entre Ecuador y Perú a través de la línea Machala (Ecuador) - Zorritos (Perú), asegurando un despacho coordinado de 90 MW desde Ecuador hacia Perú y 70 MW en la dirección opuesta. Esto garantiza una coordinación adecuada, estableciendo un valor de 500 MW con la contribución de un circuito expreso de mayor capacidad que opera mediante sistemas coordinados, cumpliendo con los criterios de frecuencia, ángulo de fase y secuencia de los sistemas.

Consideración de la Capacidad de la Interconexión:

Demanda (MW)	Máximas Transferencias.	
	Perú --> Ecuador	Ecuador --> Perú
	ESTIAJE (EC)	AVENIDA (EC)
Mínima	310	650
Media	260	500
Máxima	425	600

Tabla 9. Consideraciones de la Capacidad de la Interconexión.

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1. Resultados

Dentro del modelo SDDP, al ingresar las bases de datos de cada sistema junto con los datos de demanda en bloques, es posible realizar diversos análisis tratando cada sistema de manera aislada. Posteriormente, se puede llevar a cabo la coordinación de ambos sistemas como un sistema conjunto. El software genera gráficas que pueden ser interpretadas de acuerdo con los parámetros ingresados, proporcionando así información valiosa para la planificación y la toma de decisiones en el ámbito de la energía eléctrica. Estos análisis permiten evaluar el comportamiento de los sistemas en diferentes condiciones y optimizar su operación de manera coordinada.

3.1.1. Análisis Energético de la Interconexión

Se realiza el análisis de cada sistema de manera individual, realizando una evaluación separada para Ecuador y otra para Perú. Posteriormente, se realiza el análisis para considerar ambos sistemas de manera coordinada, evaluando la interconexión entre Ecuador y Perú. Este enfoque integral permite comprender las particularidades de cada sistema, y también las del sistema coordinado.

Energía Afluente Total: La Energía Afluente Total se refiere a la cantidad total de energía hidroeléctrica disponible en el sistema durante un período de tiempo determinado, En la gráfica de la Figura 17 se observa cómo varía la Energía Afluente Total de Ecuador a lo largo del tiempo, responde a los ciclos hidrológicos y la disponibilidad de cada sistema, las épocas de alta disponibilidad de energía hidroeléctrica coinciden con períodos de menor demanda como sistema aislado.

Turbinamiento Mínimo: Es la mínima potencia que puedes generar por largo tiempo sin causar daño a los elementos de la turbina tales como; rodete, álabes, tapas, entre otros. En la Figura 18 se puede verificar una única central que trabaja con estos limitantes.

Energía de entrada: En la gráfica de la Figura 20 se observa cómo varía la Energía Afluente Total de Perú a lo largo del tiempo, responde a los ciclos hidrológicos y la disponibilidad de cada sistema, las épocas de alta disponibilidad de energía hidroeléctrica coinciden con períodos de menor demanda como sistema aislado.

Almacenamiento de Alerta: La gráfica en la Figura 26 representa el nivel de alerta en los embalses hidroeléctricos. En situaciones de alerta, los operadores del sistema podrían gestionar activamente los niveles de agua en los embalses para garantizar la seguridad de

la infraestructura y responder a las condiciones operativas cambiantes, este caso el valor más alto corresponde al año 2025.

Turbinamiento Mínimo: El Turbinamiento está limitado por las condiciones de las centrales que se indica en la Figura 27. En el caso de la Interconexión puede ayudar a disminuir el nivel de Turbinamiento de Perú, como se puede visualizar en la Figura 30.

Defluencia Máxima: Se refiere a la tasa máxima de flujo de agua que fluye en un sistema hidroeléctrico, la defluencia máxima representa en la Figura 28, muestra la capacidad máxima de generación hidroeléctrica o la cantidad máxima de agua que puede pasar por una central hidroeléctrica en un determinado período, es decir, la cantidad máxima de agua que un río puede liberar o que una central hidroeléctrica puede utilizar para generar energía en un momento dado.

Defluencia Mínima: La defluencia mínima se establece para garantizar la sostenibilidad ambiental, mantener los ecosistemas fluviales y cumplir con los requisitos regulatorios. Se trata de un caudal mínimo que debe mantenerse en el río incluso cuando se utiliza para la generación de energía. Esto ayuda a proteger la vida acuática, preservar hábitats naturales y mantener la calidad del agua.

3.1.1.1. Análisis Energético Ecuador:



Figura 17. Energía Afluyente Total - Ecuador

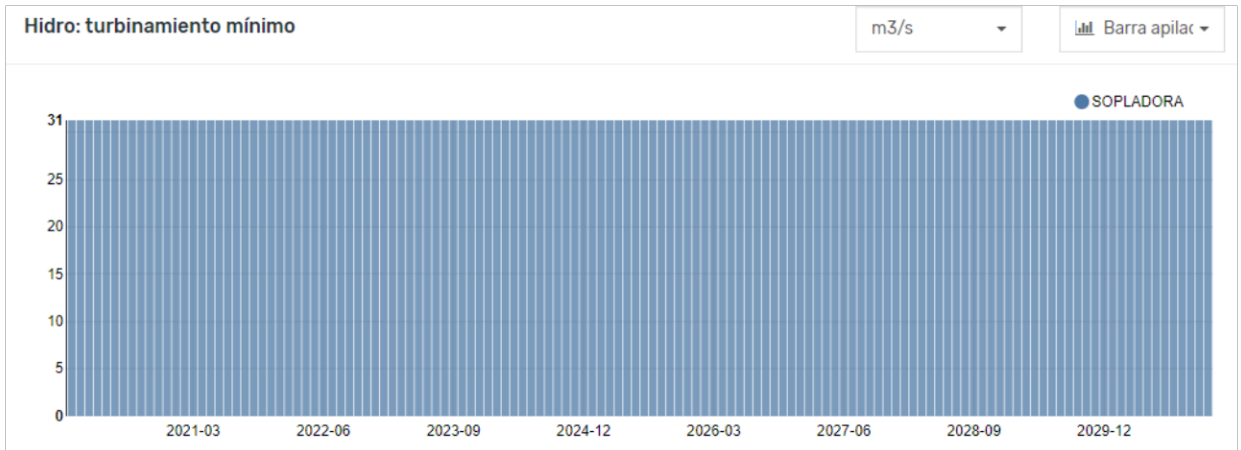


Figura 18. Hidro: Turbinamiento Mínimo - Ecuador



Figura 19. Generación - Ecuador

3.1.1.2. Análisis Energético Perú:

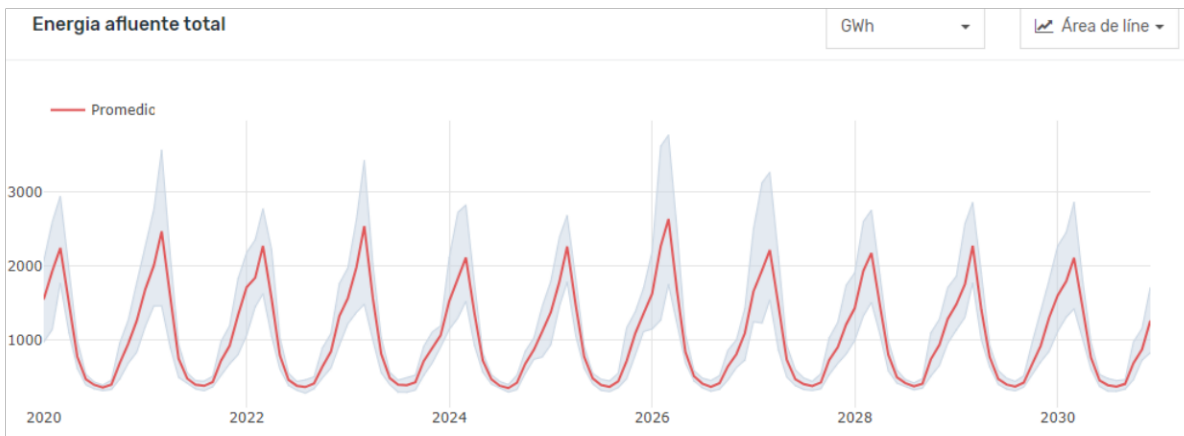


Figura 20. Energía Afluente Total - Perú

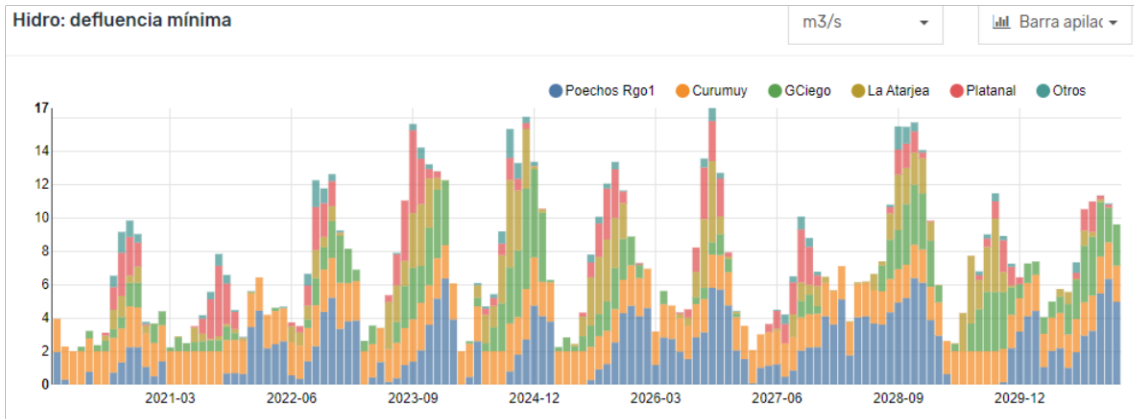


Figura 21. Defluencia Mínima - Perú

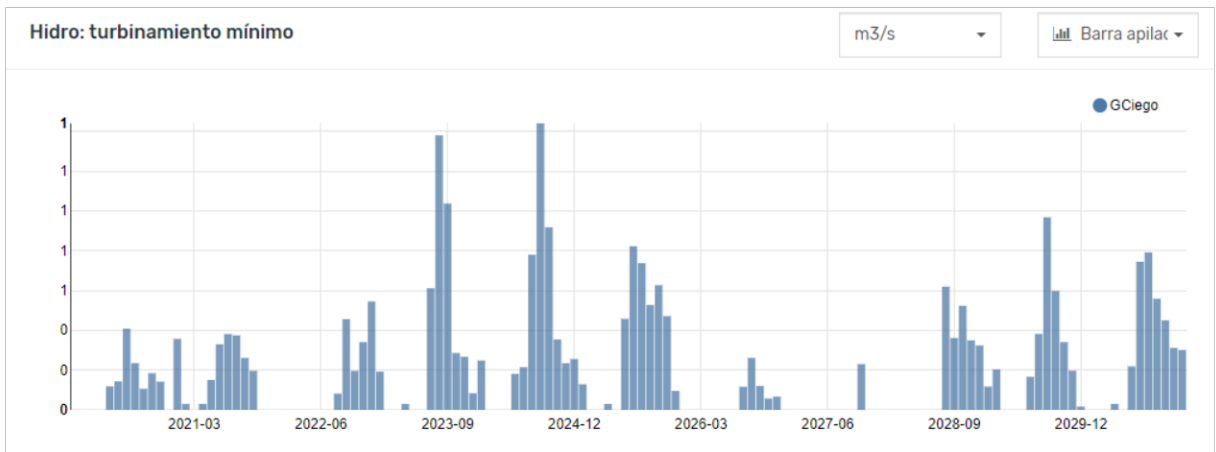


Figura 22. Turbinamiento Mínimo – Central 1 – Perú

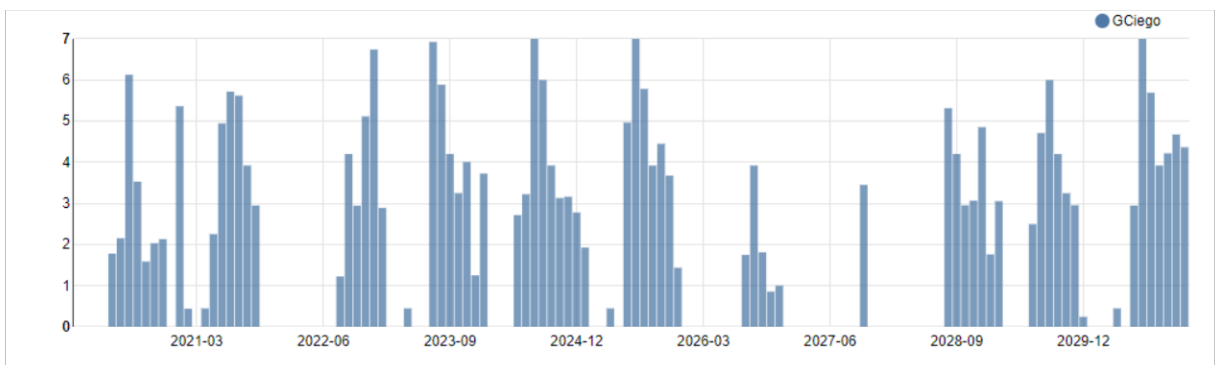


Figura 23. Turbinamiento Máximo – Central 1 – Perú



Figura 24. Generación - Perú

3.1.1.3. Análisis Energético Sistema Coordinado:

Se realiza el análisis considerando con un valor de 680MW en la capacidad de la Interconexión.

Energía Afluyente Total

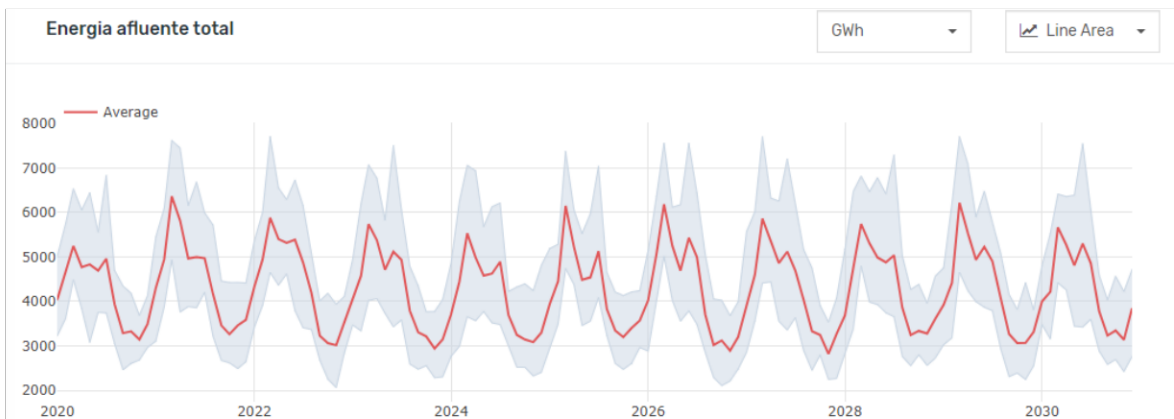


Figura 25. Energía Afluyente Total – Sistema Coordinado

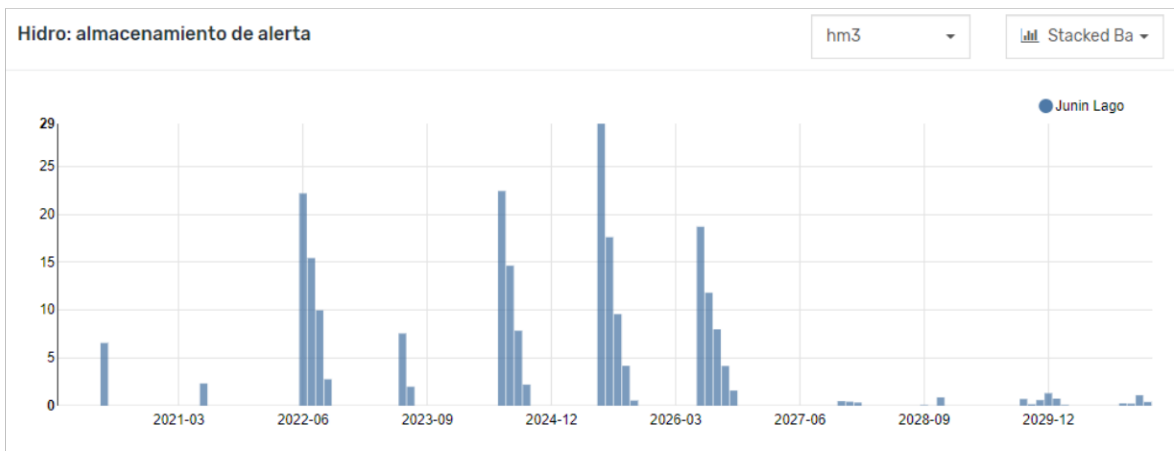


Figura 26. Almacenamiento de Alerta – Sistema Coordinado

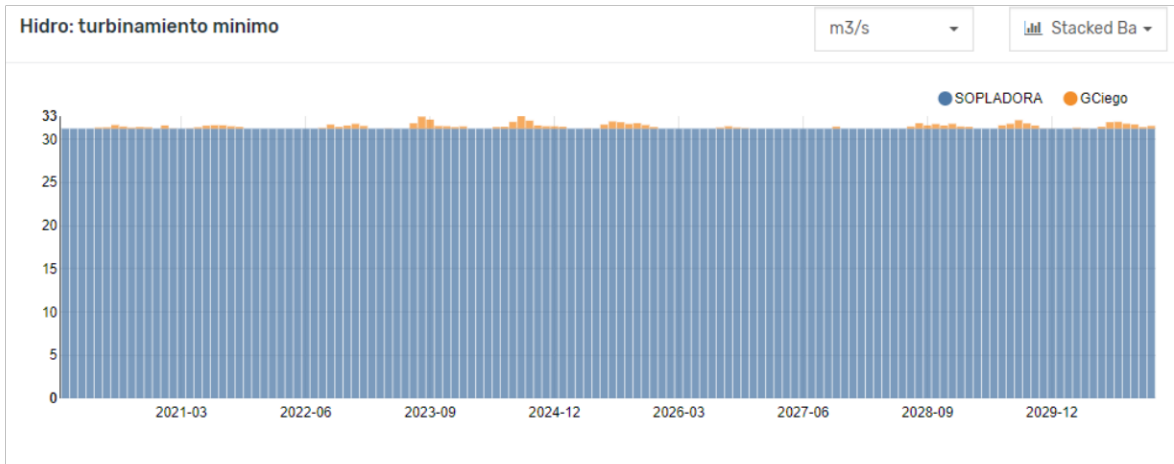


Figura 27. Turbinamiento Mínimo- Sistema Coordinado

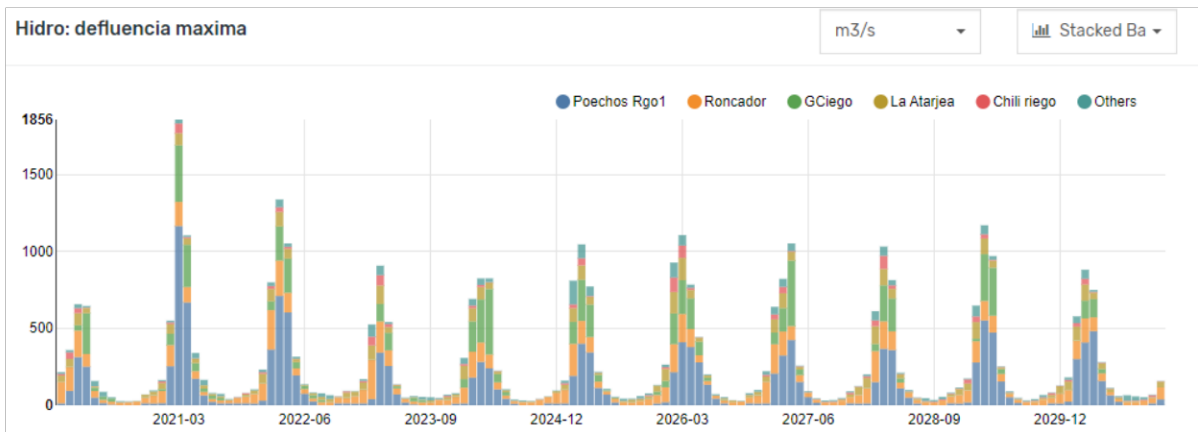


Figura 28. Defluencia Máxima

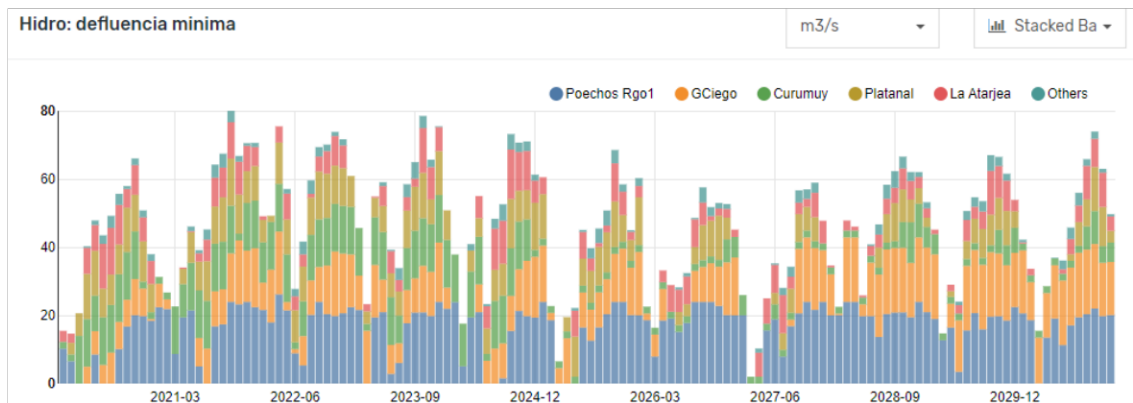


Figura 29. Defluencia Mínima

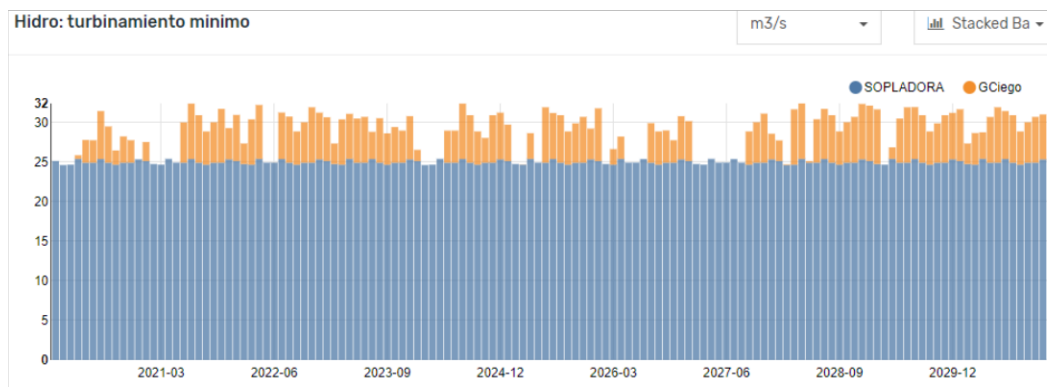


Figura 30. Turbinamiento Mínimo

Una vez ingresados los datos de proyección de demanda por bloques en el SDDP, y el ingreso de los datos correspondientes a las bases de ambos países como son los proyectos hidroeléctricos que ingresarán en años futuros, entre otras particularidades, con la hidrología propia de cada uno de ellos, se tienen valores de generación que nos entrega el software SDDP, cabe mencionar que el software toma en cuenta los proyectos eléctricos que van ingresando en los años futuros, y de acuerdo con esto determina un despacho, con los valores de generación y por supuesto los valores de intercambio de energía (importaciones y exportaciones).

El software ha entregado valores mensuales de generación por tipo de energía, importaciones y exportaciones para cada sistema, se ha clasificado estos valores anualmente para su análisis obteniendo los resultados de la Tabla 10 y Tabla 11 respectivamente, de tal manera que se puede identificar los valores arrojados correspondientes a los intercambios energéticos anuales entre los dos países.

ECUADOR:

ECUADOR						
AÑO	ENERGÍA (GWh)				Intercambios (GWh)	
	Total Hidro.	Total Term.	Total Renov.	Total Gener.	Importación	Exportación
2020	10912,07	2100,221	652,1969	13664,49	0	0
2021	11613,22	2126,301	672,0929	14411,61	0	0
2022	12321,12	2079,94	971,6334	15372,7	0	0
2023	13009,28	2135,092	1538,999	16683,38	149,9145	490,0641
2024	13382,78	2238,94	1621,787	17243,51	158,4993	490,959
2025	13138,32	2324,105	2605,073	18067,5	156,7443	490,3803
2026	13365,93	2491,313	2605,073	18462,32	157,524	490,2927
2027	13561,01	2948,935	2605,073	19115,02	157,536	490,28
2028	13790,35	2960,124	2667,467	19417,94	158,58	490,91
2029	14055,28	2973,366	2660,909	19689,55	157,1117	490,3803
2030	15318,44	2851,004	2660,909	20830,35	123,4224	492,6477

Tabla 10. Valores de Energía por tipo de central e Intercambios - Ecuador

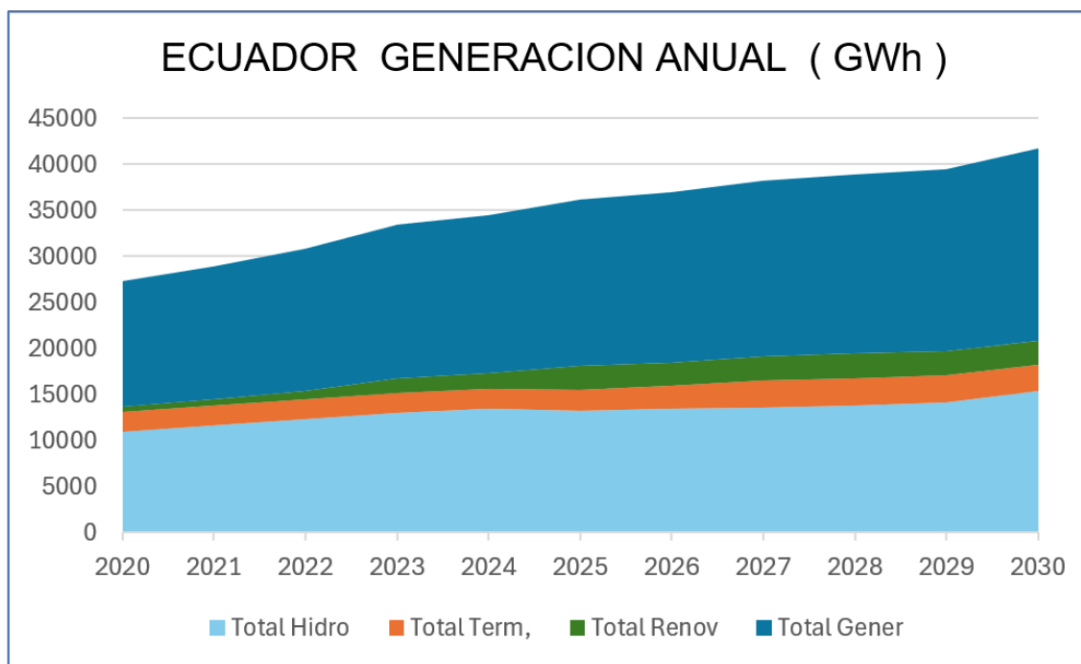


Figura 31. Generación Ecuador

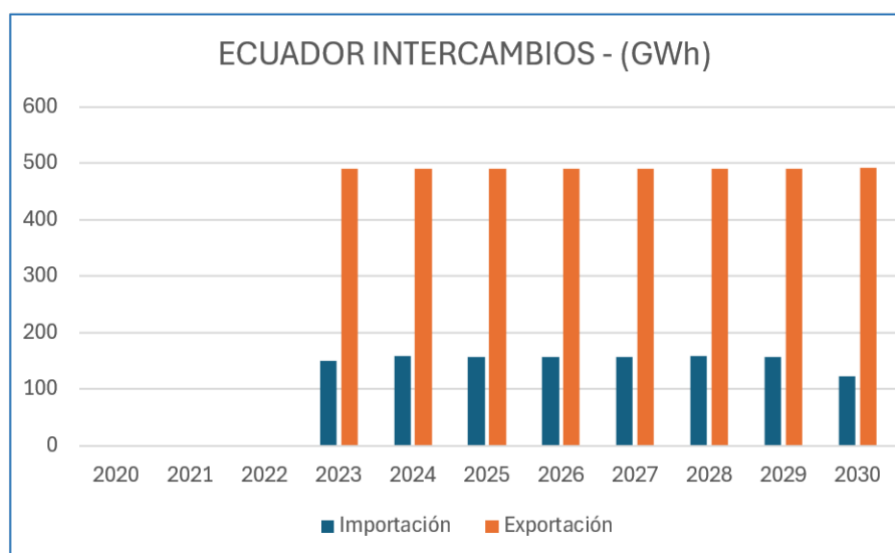


Figura 32. Intercambios Eléctricos de Ecuador con Perú

PERU:

PERU						
AÑO	ENERGÍA (GWh)				Intercambios (GWh)	
	Total Hidro.	Total Term.	Total Renov.	Total Gener.	Importación	Exportación
2020	30460,31	21521,27	4347,652	56329,23	0	0
2021	30542,54	24774,5	4911,667	60228,7	0	0
2022	30738,64	28370,32	5063,371	64172,33	0	0
2023	29848,53	32483,25	6506,957	68838,73	490,0641	149,9145
2024	31491,82	33467,11	7817,864	72776,8	490,959	158,4993

2025	32021,06	36284,83	9100,457	77406,35	490,3803	156,7443
2026	35609,32	36162,12	9100,457	80871,9	490,2927	157,524
2027	35296,29	39728,43	9100,457	84125,17	490,28	157,536
2028	35372,96	42600,65	9117,013	87090,62	490,91	158,58
2029	34459,39	45431,71	9100,457	88991,56	490,3803	157,1117
2030	35774,7	46262,92	9100,457	91138,08	492,6477	123,4224

Tabla 11. Valores de Energía por tipo de central e Intercambios – Perú

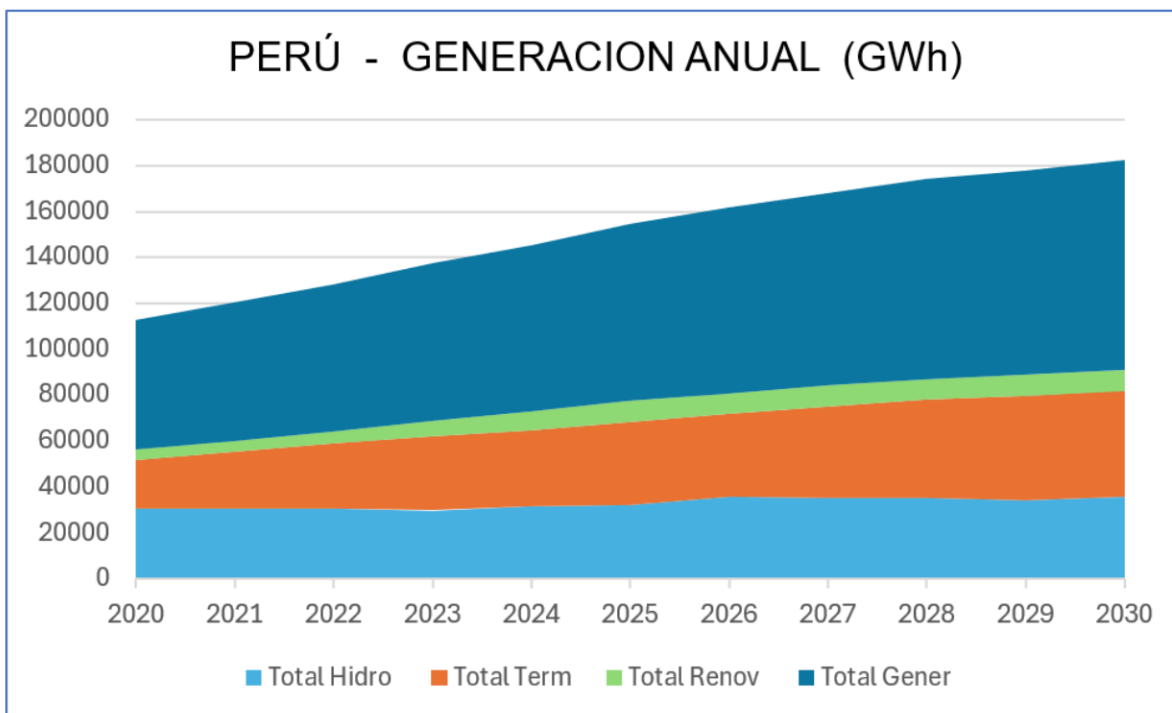


Figura 33. Generación Perú

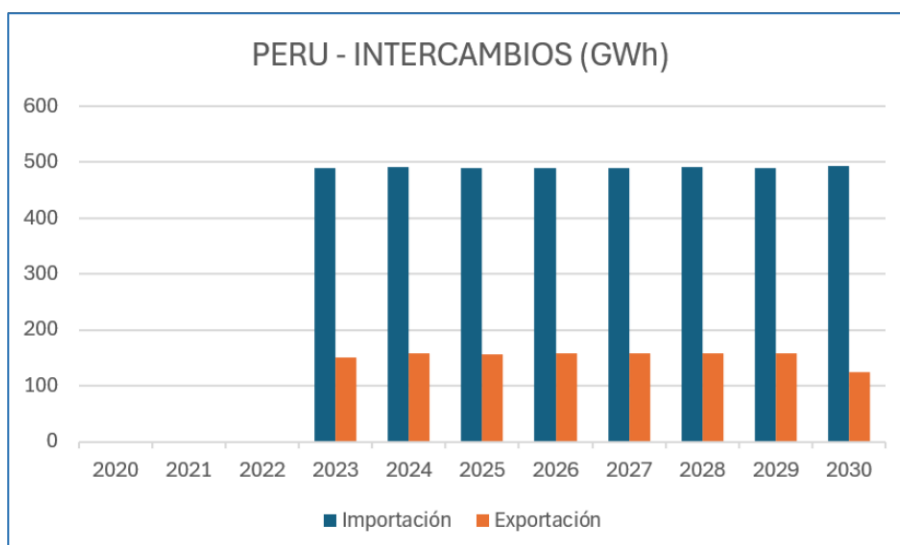


Figura 34. Intercambios Eléctricos de Perú con Ecuador.

3.1.2. Análisis Económico de la Interconexión

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 2013, Las TIEs tratan las discrepancias en los costos marginales de corto plazo presentes en los mercados mayoristas. En este contexto, el país exportador se determina como aquel con el costo marginal más bajo en el punto de interconexión. Se identifican diversas barreras que obstaculizan la integración regional, incluyendo aspectos políticos, normativos, comerciales, técnicos, institucionales y presupuestarios que surgen de las disparidades en la regulación entre los países y que se tratan de minimizar para poder llegar a acuerdos que beneficien a ambas partes.

EFEECTO DE LA INTERCONEXION en el SNI:

Establecimiento de la secuencia de despacho de producción de energía en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), determinado por la prioridad asignada a cada central de generación (CVT) según el valor de la demanda máxima anual. Durante este proceso, se calcula el valor de la reserva de generación efectiva.

La secuencia de asignación de la producción de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se determina mediante la priorización de cada central de generación; basada en el valor de la máxima demanda anual. En este proceso, se realiza el cálculo del valor de la reserva de generación efectiva.

Se lleva a cabo la comparación de los precios máximos de generación en cada uno de los sistemas interconectados analizados, determinando la capacidad de exportación de energía eléctrica de un sistema a otro. Se realiza la simulación del sistema eléctrico considerando un aumento en la capacidad de la red de transmisión de la línea perteneciente a la SE Zorritos-Machala, verificando el nivel de cobertura de la demanda.

Para el análisis se considera los costos de operación y mantenimiento anuales en un valor de un 3% del valor de la inversión del proyecto.

3.1.2.1. Análisis Económico Ecuador

Costos Operativos Ecuador

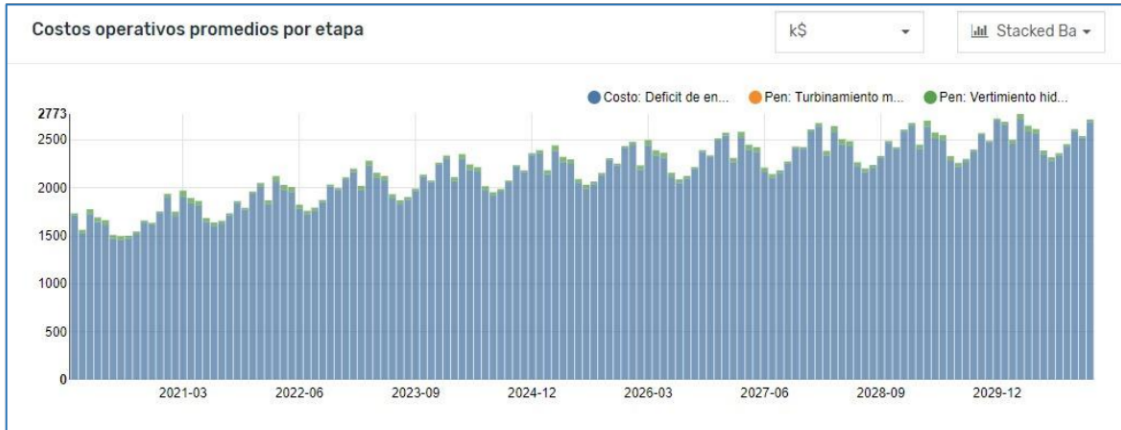


Figura 35. Costos Operativos por etapa - Ecuador

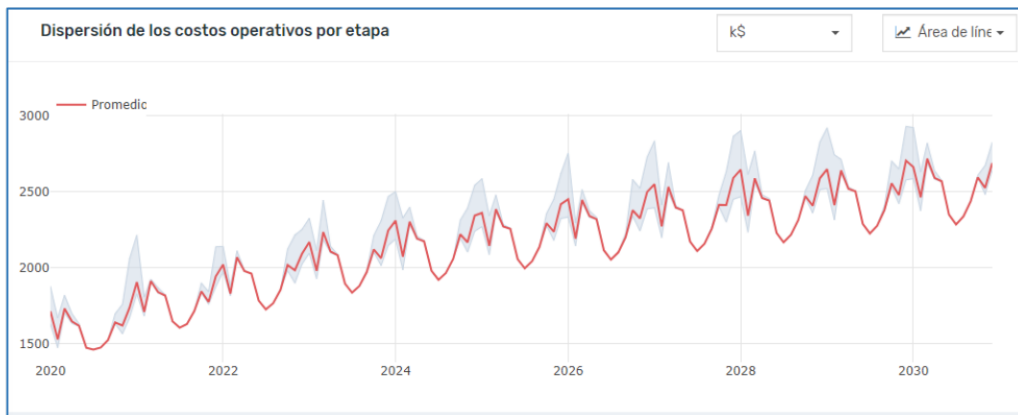


Figura 36. Dispersión de los costos Operativos por etapa – Ecuador

3.1.2.2. Análisis Económico Perú

Costos Operativos Perú

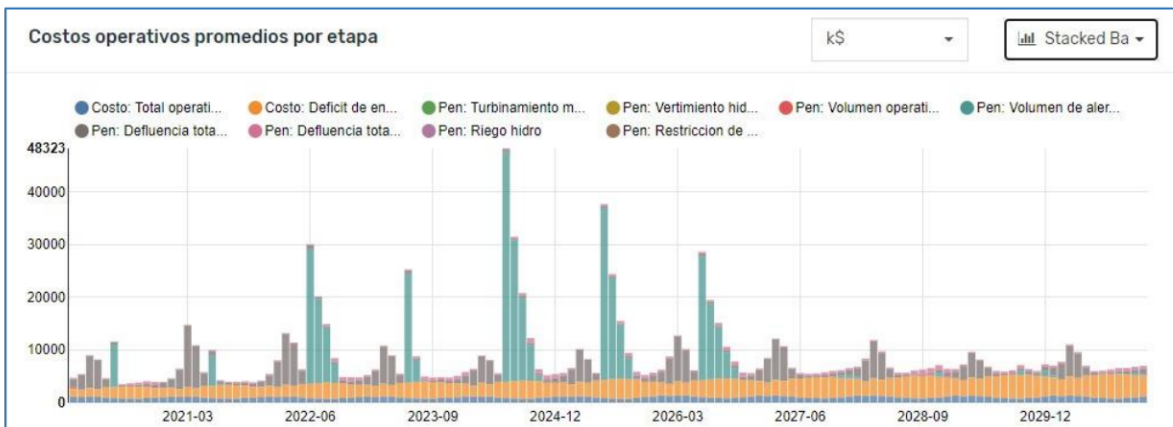


Figura 37. Costos operativos promedio por etapa.

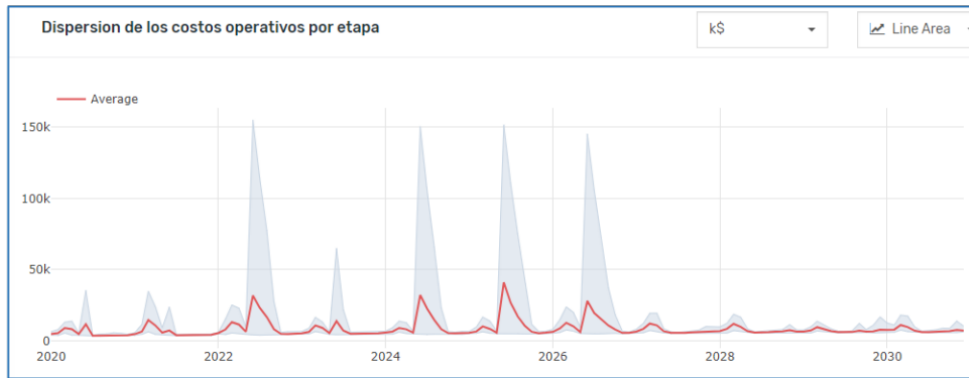


Figura 38. Dispersión de los costos operativos por etapa.

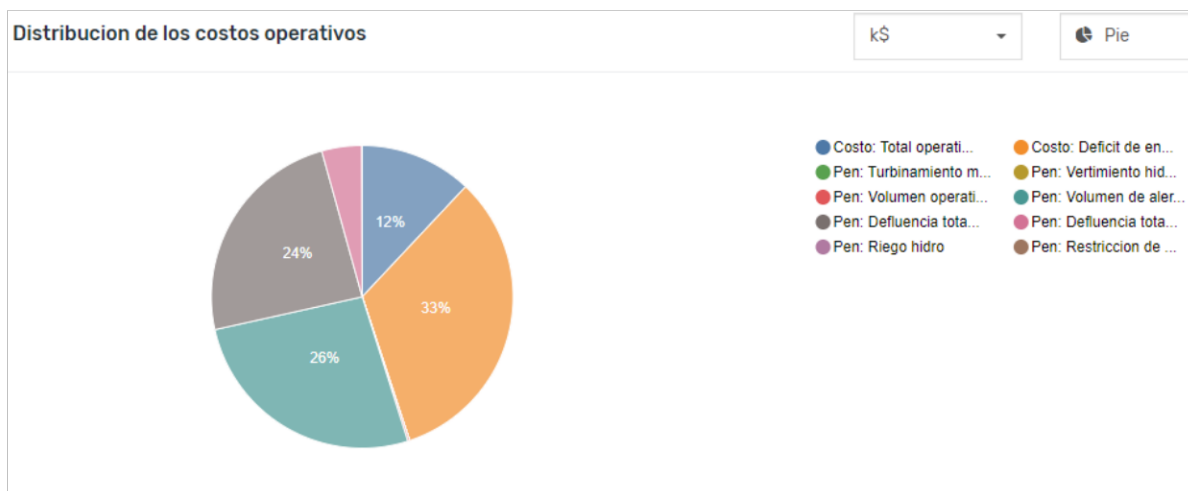


Figura 39. Distribución de los Costos Operativos

3.1.2.3. Análisis Económico Sistema Coordinado

La Tabla 12 muestra los valores de inversión por país que se encuentran dentro de los datos del BID, estos datos se relacionan directamente con los costos de Operación y Mantenimiento para cada país.

ITEM DE INVERSIÓN	INVERSIÓN (USD\$)
ECUADOR	
Subestación Chorrillos 500/230 kV	13.334.039,00
LT 500 kV Chorrillos – Pasaje y Seccionamiento LT 230 kV	122.107.644,00
Subestación Pasaje 500/230 kV	67.076.862,50
Seccionamiento LT 230kV Minas San Francisco - San Idelfonso	1.892.390,50
LT 500 kV Pasaje – Piura Nueva (Tramo Pasaje – Frontera)	46.929.064,00
Fortalecimiento institucional, digitalización, estudios y cumplimiento de salvaguardas socioambientales	6.780.000,00
Administración, monitoreo, supervisión y otros gastos	5.000.000,00
TOTAL, Ecuador	263.120.000,00
PERÚ	
LT 500 kV Pasaje - Piura Nueva (Tramo Piura Nueva - Frontera)	134.467.839,36
TOTAL INTEGRADO	397.587.839,36

Tabla 12. Inversión sin IVA (USD\$) del proyecto de Interconexión Ecuador-Perú 500kV . Información tomada del BID . [20]

Costos Operativos – Sistema Coordinado

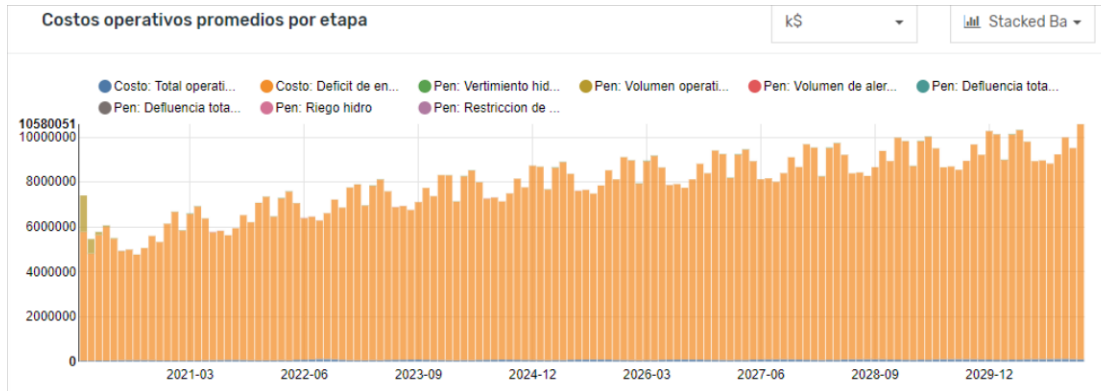


Figura 40. Costos Operativos Promedio.- Sistema Coordinado

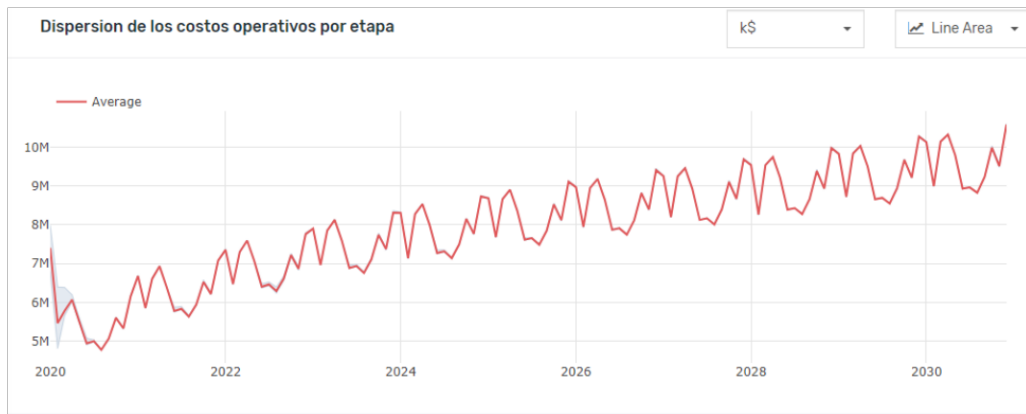


Figura 41. Dispersión de Costos – Sistema Coordinado

Costos Marginales: Se muestra el costo marginal previsto para los sistemas de Ecuador y Perú en operación autónoma y bajo un escenario de hidrología promedio.

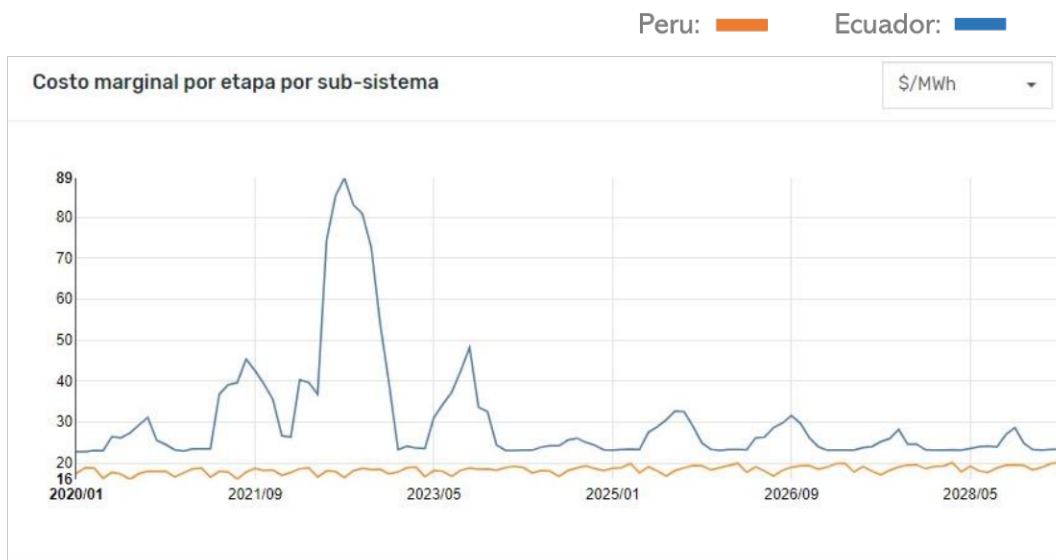


Figura 42. Costo Marginal por sub-sistema – Sistema Coordinado.

El sistema ecuatoriano presentaría hasta el 2021, costos marginales alrededor de 45 USD/MWh, con una clara tendencia para la exportación de energía a Perú. Sin embargo en el año 2022 los costos marginales aumentan, y a partir del año 2023 bajan a valores entre los 20 y 30 USD/MWh.

Mientras que el costo marginal del sistema peruano fluctúa entre 14 y 18 USD/MWh. Se puede observar que el sistema eléctrico peruano muestra un costo marginal lineal sin variaciones importantes, independientemente del crecimiento de la demanda eléctrica y la estacionalidad hidrológica; es decir, mantiene en el tiempo un equipamiento robusto de generación eléctrica con bajos costos operativos, dado que la interconexión es un pequeño aporte a su sistema; mientras que en Ecuador los costos marginales se reducen.

Intercambios Eléctricos con Perú:

Puesto que el año base es el año 2018, se había estimado el ingreso de la interconexión para el año 2023, como se puede observar en la Figura 32, cuyos valores de intercambios se tienen en la Tabla 13:

ECUADOR – INTERCAMBIOS ELECTRICOS (GWh)		
AÑO	Importación	Exportación
2020	0	0
2021	0	0
2022	0	0
2023	149,915	490,064
2024	158,499	490,959
2025	156,744	490,380
2026	157,524	490,293
2027	157,536	490,280
2028	158,580	490,910
2029	157,112	490,380
2030	123,422	492,648

Tabla 13. Intercambios de Ecuador con Perú.

Se puede observar que la energía que se exportaría a Perú alcanzaría los 1220 GWh durante el periodo 2020 – 2030, lo cual representa un ingreso total de 90 millones de dólares, como se puede observar en la Tabla 14.

ECUADOR				
AÑO	Importación (GWh)	Exportación (GWh)	\$/MWh	Valor por export. (MUSD)
2020	0	0	25,56	0,00
2021	0	0	43,85	0,00
2022	0	0	89,26	0,00
2023	149,91	490,06	49,64	24,33
2024	158,50	490,96	22,54	11,07

2025	156,74	490,38	21,45	10,52
2026	157,52	490,29	18,75	9,19
2027	157,54	490,28	18,72	9,18
2028	158,58	490,91	17,89	8,78
2029	157,11	490,38	17,75	8,70
2030	123,42	492,65	17,54	8,64
Ingreso por exportación				90,41 MUSD

Tabla 14. Ingreso Bruto por exportaciones (Sin tomar en cuenta costos de operación)

3.2. Conclusiones

- Se ha recopilado información técnica de la operación de Perú y Ecuador tomando como año base el 2018 para los dos sistemas, teniendo los valores reales de demanda. Además de los valores de proyección de demanda, hasta el año 2036.
- Se ha utilizado los valores de demanda tanto del año base como de su proyección, con lo que se ha estructurado la demanda en cinco bloques que sirven para realizar el análisis de cada sistema junto con la base de datos correspondiente, con lo cual se ha realizado las simulaciones de los sistemas de Ecuador y Perú.
- Se ha realizado un análisis energético de la interconexión Ecuador - Perú a 500 kV, basado en simulaciones con el software computacional de Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red – SDDP; el análisis consta de los sistemas de Ecuador y Perú como sistemas aislados, y un análisis de los sistemas coordinados tomando en cuenta un valor de 680MW en la capacidad de la interconexión.
- Dentro del análisis económico de la interconexión Ecuador – Perú a 500 kV, con una capacidad de 680MW para la Interconexión, se tienen valores de costos marginales donde Ecuador presenta un costo promedio de alrededor de 40\$/MWh en los controles de generación hidroeléctrica en épocas de estiaje(importación) y avenida(exportación). De la evaluación económica del proyecto de interconexión, se determina que existe un beneficio para ambos países, al existir un ahorro en los costos totales de operación respecto a su operación aislada para cada país, destacando que Ecuador presenta mayor cantidad de exportación de energía.
- La puesta en marcha de este proyecto resultará en la reducción de la generación térmica mediante el uso de combustibles subsidiados, lo que contribuirá a la disminución de las emisiones de carbono. Además, su implementación posibilitará la integración energética regional en América del Sur, fomentando la creación de un mercado eléctrico subregional en línea con la normativa de la Comunidad

Andina. Este enfoque tiene como objetivo facilitar los intercambios de electricidad en la región.

- La planificación de la expansión sin considerar las interconexiones es crucial, dado que se implementa un mercado de capacidad que permite al regulador determinar la capacidad de generación disponible. Puesto que es poco probable que se considere las importaciones tan confiables como la generación interna, el mercado de capacidad tenderá a enfocarse en garantizar la seguridad del suministro mediante la generación nacional en cada país. A pesar de que las políticas en Perú y Ecuador buscan asegurar la independencia de capacidad respecto a los países vecinos, existe un incentivo para integrar sus sistemas eléctricos. Estos países cuentan con un significativo potencial hidrológico y presentan un grado de complementariedad, lo que puede ser aprovechado como ventaja comparativa en el proceso de interconexión.

3.3. Recomendaciones

- En el proceso de ingreso de las Bases de Datos en el software SSDP, se destaca la importancia de contar con datos depurados y completos. Se sugiere que estas bases estén meticulosamente revisadas, libre de errores y con la inclusión integral de todos los proyectos pertinentes, esto es fundamental para asegurar la precisión y confiabilidad de los análisis llevados a cabo en el SDDP, garantizando así una toma de decisiones informada y eficaz en el ámbito de la planificación energética.
- Sobre la utilización del módulo SDDP, considerando la gestión de bloques, esta debe ser coherente en cuanto al número a utilizar para ambos países involucrados. Mantener la uniformidad en el manejo de bloques entre los países contribuirá a una planificación y análisis más efectivos en el contexto de la interconexión eléctrica. Se sugiere realizar el análisis con un mínimo de cinco bloques; sin embargo, en caso de requerir mayor precisión, se puede llevar a cabo con una división en ocho bloques.
- Es recomendable considerar el año 2020 como un año atípico al realizar un análisis más minucioso y detallado. Esto se debe a que la proyección de la demanda experimentó un cambio drástico durante ese periodo. Incorporar esta perspectiva detallada permitirá tener en cuenta las variaciones significativas y ajustar adecuadamente los modelos y proyecciones en el análisis, contribuyendo así a una evaluación más precisa y contextualizada de la situación energética.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MEER (ECUADOR), MEM (PERU), «Proinversion,» 23 11 2012. [En línea]. Available: https://www.investinperu.pe/RepositorioAPS0/0/2/jer/LT_500KV_PIURA/1__Acuerdo_de_Cuenca_sobre_ejecucion_del_proyecto_IE_Peru-Ecuador___23-11-12_.pdf. [Último acceso: 22 06 2023].
- [2] PACTO ANDINO, «ACUERDO DE INTEGRACION SUBREGIONAL ANDINO (Acuerdo de Cartagena),» CARTAGENA DE INDIAS, COLOMBIA, 1969.
- [3] CAN, «Decisión 720,» Secretaría General de la Comunidad Andina, Lima - Perú, 2009.
- [4] CAN, «Decisión 755, 756, 757,» Secretaría General de la Comunidad Andina, Lima, Perú, 2011.
- [5] CAN, «Decisión 816,» Secretaría General de la Comunidad Andina, Lima, Perú, 2017.
- [6] CAN, «Decisión 536,» Secretaría General de la Comunidad Andina, LIMA, PERÚ, 2002.
- [7] PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD, MEM, «INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL,» Quito, 2018.
- [8] CAN, «Decisión 789,» Secretaría General de la Comunidad Andina, Lima, Perú, 2013.
- [9] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables MERNNR, «FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR,» 2019. [En línea]. Available: https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf. [Último acceso: 10 08 2023].
- [10] CENACE, «REVISTA - CENACE,» Quito, 2020.
- [11] Agencia de Regulacion y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables , «Balance Nacional de Energía Eléctrica,» 30 Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/balance-nacional-de-energia-electrica/>. [Último acceso: 04 02 2024].
- [12] CENACE, «Operador Nacional de Electricidad - CENACE,» 26 01 2023. [En línea]. Available: <https://www.gob.ec/cenace>. [Último acceso: 13 11 2023].
- [13] D. G. Motamat, «Integracion Energética Regional,» Slide Player, -, 2020.
- [14] Ministerio de Energía y Minas , MEM, «Ministerio de Energía y Minas,» [En línea]. Available: recursosyenergia.gob.ec.

- [15] Ministerio de Energía y Minas, MEM, «Perú Asumió La Coordinación Pro-Témpore Del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina -Boletín de Prensa,» 10 05 2023. [En línea]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/peru-asumio-la-coordinacion-pro-tempore-del-sistema-de-interconexion-electrica-andina/>. [Último acceso: 19 12 2023].
- [16] PSR, «Manual del Usuario - SDDP,» 04 06 2023. [En línea]. Available: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/SddpUsrEsp.pdf>. [Último acceso: 04 06 2023].
- [17] Banco Interamericano de Desarrollo, BID, «Energía para el futuro,» 08 12 2022. [En línea]. Available: <https://blogs.iadb.org/energia/es/interconexion-electrica-entre-ecuador-y-peru-grandes-avances-para-la-integracion-energetica-regional/>. [Último acceso: 25 11 23].
- [18] CELEC EP, «Estudio de Impacto Ambiental de una Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador - Perú,» octubre 2017. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/noticias/2021WEB/DOCU2021/ECUPER2021/D/Interconexion%20Peru/Cap.%200.%20Resumen%20Ejecutivo.pdf>. [Último acceso: 03 enero 2024].
- [19] Sector Electricidad, «Ficha técnica de la Interconexión Perú-Ecuador 500kV,» Lima, Perú, 2020.
- [20] BID, «Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú en 500 kilovoltios, tramo ecuatoriano.,» 06 12 2022. [En línea]. Available: <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/RG-L1140>. [Último acceso: 20 02 2024].

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ESQUEMA PARA LOS INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD PERÚ – ECUADOR [6]	6
FIGURA 2. INSTITUCIONES PARTICIPANTES DEL SECTOR ECUATORIANO. [9]	9
FIGURA 3. PORCENTAJE DE ENERGÍA SEGÚN EL TIPO DE GENERACIÓN EN PERÚ	11
FIGURA 4. INTEGRACIÓN REGIONAL ELÉCTRICA. [12]	11
FIGURA 5. PROCESO DE DECISIÓN PARA EL DESPACHO HIDROTÉRMICO.	13
FIGURA 6. LA FUNCIÓN DE COSTO INMEDIATO (FCI) [14]	14
FIGURA 7. FLUJO DE EJECUCIÓN DEL MODELO SDDP [14]	15
FIGURA 8. DIAGRAMA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA INTERCONEXIÓN PERÚ - ECUADOR	16
FIGURA 9. INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERÚ – ECUADOR	17
FIGURA 10. TABLA DINÁMICA DE LOS VALORES PROMEDIO DE DEMANDA HORARIA DE ENERO DE 2018.	19
FIGURA 11. CURVA DE DEMANDA - AÑO BASE 2018 – ECUADOR	19
FIGURA 12. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA – ECUADOR AÑO 2018	20
FIGURA 13. CURVA DE DEMANDA - AÑO BASE 2018 – PERÚ	20
FIGURA 14. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA – PERÚ AÑO 2018	21
FIGURA 15. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DENTRO DEL SOFTWARE SDDP.	24
FIGURA 16. CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL SOFTWARE SDDP.	25
FIGURA 17. ENERGÍA AFLUENTE TOTAL - ECUADOR	27
FIGURA 18. HIDRO: TURBINAMIENTO MÍNIMO - ECUADOR	28
FIGURA 19. GENERACIÓN - ECUADOR	28
FIGURA 20. ENERGÍA AFLUENTE TOTAL - PERÚ	28
FIGURA 21. DEFLUENCIA MÍNIMA - PERÚ	29
FIGURA 22. TURBINAMIENTO MÍNIMO – CENTRAL 1 – PERÚ	29
FIGURA 23. TURBINAMIENTO MÁXIMO – CENTRAL 1 – PERÚ	29
FIGURA 24. GENERACIÓN - PERÚ	30
FIGURA 25. ENERGÍA AFLUENTE TOTAL – SISTEMA COORDINADO	30
FIGURA 26. ALMACENAMIENTO DE ALERTA – SISTEMA COORDINADO	30
FIGURA 27. TURBINAMIENTO MÍNIMO- SISTEMA COORDINADO	31
FIGURA 28. DEFLUENCIA MÁXIMA	31
FIGURA 29. DEFLUENCIA MÍNIMA	31
FIGURA 30. TURBINAMIENTO MÍNIMO	32
FIGURA 31. GENERACIÓN ECUADOR	33
FIGURA 32. INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS DE ECUADOR CON PERÚ	33
FIGURA 33. GENERACIÓN PERÚ	34
FIGURA 34. INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS DE PERÚ CON ECUADOR.	34
FIGURA 35. COSTOS OPERATIVOS POR ETAPA - ECUADOR	36
FIGURA 36. DISPERSIÓN DE LOS COSTOS OPERATIVOS POR ETAPA – ECUADOR	36
FIGURA 37. COSTOS OPERATIVOS PROMEDIO POR ETAPA.	36
FIGURA 38. DISPERSIÓN DE LOS COSTOS OPERATIVOS POR ETAPA.	37
FIGURA 39. DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTOS OPERATIVOS	37
FIGURA 40. COSTOS OPERATIVOS PROMEDIO.- SISTEMA COORDINADO	38
FIGURA 41. DISPERSIÓN DE COSTOS – SISTEMA COORDINADO	38
FIGURA 42. COSTO MARGINAL POR ETAPA POR SUB-SISTEMA – SISTEMA COORDINADO.	38

INDICE DE TABLAS

TABLA 1. POTENCIA INSTALADA EN GENERACIÓN ECUADOR. [10]	10
TABLA 2. REPRESENTACIÓN DE LOS VALORES DE DEMANDA HORARIA DE ECUADOR EN EL AÑO 2018 (ELABORACIÓN PROPIA).....	18
TABLA 3. HORARIOS PARA BLOQUES DE DEMANDA.	21
TABLA 4. TABLA REFERENCIAL PARA DEFINIR LOS VALORES UTILIZADOS EN LOS BLOQUES DE DEMANDA. .	22
TABLA 5. DIVISIÓN DE CINCO BLOQUES EN HORAS PARA ECUADOR.	22
TABLA 6. DIVISIÓN DE CINCO BLOQUES EN HORAS PARA PERÚ.	22
TABLA 7. PROYECCIÓN DE DEMANDA MENSUAL DESDE 2018 A 2036 – ECUADOR	23
TABLA 8. PROYECCIÓN DE DEMANDA MENSUAL DESDE 2018 A 2036 - PERÚ	24
TABLA 9. CONSIDERACIONES DE LA CAPACIDAD DE LA INTERCONEXIÓN.	25
TABLA 10. VALORES DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL E INTERCAMBIOS - ECUADOR.....	32
TABLA 11. VALORES DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL E INTERCAMBIOS – PERÚ	34
TABLA 12. INVERSIÓN SIN IVA (USD\$) DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ 500KV . INFORMACIÓN TOMADA DEL BID . [20].....	37
TABLA 13. INTERCAMBIOS DE ECUADOR CON PERÚ.	39
TABLA 14. INGRESO BRUTO POR EXPORTACIONES.....	40