



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

RPC-SO-30-NO.508-2019

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA PARA LA
PROVINCIA DE LOJA

AUTORA:

CARLA DOMÉNICA BARRETO HIDALGO

DIRECTOR:

JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO

CUENCA – ECUADOR
2025



Autora:



Carla Doménica Barreto Hidalgo

Ingeniera Eléctrica.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención
Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad
Politécnica Salesiana, Sede Cuenca.

cbarretoh@est.ups.edu.ec

cdome21@hotmail.com

Director:



Johnny Xavier Serrano Guerrero

Ingeniero Electrónico.

Doctor en Ingeniería y Producción Industrial.

jserranog@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2025 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

CARLA DOMÉNICA BARRETO HIDALGO

Análisis de factibilidad para implementación de un sistema de transmisión de energía para la provincia de Loja

Agradecimientos

Agradezco a Dios, por permitirme alcanzar un nuevo logro en mi vida profesional. A mi papá, mi fortaleza y mi mayor apoyo, gracias por ser mi ejemplo y estar siempre presente en cada etapa de mi carrera y de mi vida. A mi mamá, por su amor incondicional y por ser mi refugio en los días difíciles y estar siempre a mi lado. A mi hermana, por su cariño, su comprensión y por acompañarme con alegría en este proceso. Y a mi fiel compañero Milano que con su amor estuvo a mi lado en los largos momentos de estudio.

Índice general

Índice de Figuras	5
Índice de Tablas	6
Abstract	8
1. Introducción	10
1.1. Descripción general del problema.....	11
1.2. Objetivos	12
1.2.1. Objetivo general	12
1.2.2. Objetivos específicos.....	12
1.3. Justificación	12
2. Marco teórico	14
2.1. Características del SEP de la Región Sur del País	16
2.1.1. Características del SEP de la Región Sur del País en la re- gión de la Sierra	16
2.1.2. Características del SEP de la Región Costa Sur del país.....	18
2.1.3. Plan de expansión del Sistema de Transmisión en el Ecuador	19
2.2. Evaluación del potencial de generación renovable en la provincia de Loja.....	21
2.2.1. Potencial de generación fotovoltaica en la provincia de Loja	21
2.2.2. Potencial de generación eólica en la provincia de Loja	23
2.2.3. Potencial de generación renovable identificado	24
3. Sistema de transmisión propuesto	27
3.1. Caso 1: Sistema Matala-Yanacocha a 138 kV	27
3.2. Caso 2: Sistema El Naranjo- La Avanzada a 138 kV.....	29
3.3. Caso 3: Sistema El Naranjo- La Avanzada a 230 kV.....	30

4. Análisis de factibilidad técnica de la implementación del nuevo sistema de transmisión para la provincia de Loja	35
4.1. Sistema de Transmisión en la Provincia de El Oro	35
4.2. Análisis técnico del funcionamiento del sistema de transmisión .	37
4.2.1. Resultados del flujo de potencia sin los proyectos de la provincia de Loja	39
5. Análisis de factibilidad económica de la implementación del nuevo sistema de transmisión para la provincia de Loja	45
5.1. Determinación del costo de transporte de la electricidad.....	45
5.2. Análisis económico	49
6. Materiales y Metodología	54
6.1. Materiales.....	54
6.2. Metodología.....	54
7. Resultados y discusión	56
8. Conclusiones	57
Referencias	58

Índice de Figuras

2.1. Sistema Nacional de Transmisión [1].....	18
2.2. Sistema Nacional de Transmisión en el Sur del Ecuador [2].....	20
2.3. Irradiación media diaria en las principales ciudades del Ecuador [3]	22
2.4. Promedio Anual de radiación solar en las Principales ciudades del Ecuador [4].....	23
2.5. Mapa del potencial eólico del Ecuador [2].....	24
3.1. Nuevo Sistema de Transmisión a 138 kV propuesto para la provincia de Loja, a través de la SE Yanacocha.	28
3.2. Sistema de Transmisión Cuenca Loja [1].....	29
3.3. Nuevo Sistema de Transmisión a 138 kV propuesto para la provincia de Loja, a través de la SE La Avanzada a 138 kV	30
4.1. Curvas de Carga de la Subestación Machala.	36
4.2. Simulación del ST existente de la zona sur del país con la incorporación del ST propuesto.....	38

Índice de Tablas

2.1. Potencial de Generación Renovable considerado [5].....	26
3.1. Características técnicas generales de las subestaciones propuestas.	31
3.2. Detalles de costos: Subestación El Naranja	32
3.3. Detalles de costos: Subestación Guachahurco	32
3.4. Detalles de costos: Subestación La Ceiba.....	32
3.5. Detalles de costos: Subestación Matala.....	32
3.6. Detalles de costos: Subestación Quilanga	32
3.7. Detalles de costos: Subestación La Avanzada.....	33
3.8. Resumen de Inversiones en Subestaciones eléctricas	33
3.9. Características Técnicas Generales de las Líneas de Transmisión propuestas.....	33
3.10. Resumen de Inversiones en Líneas de Transmisión.....	34
3.11. Resumen de inversiones en estudios de subestaciones eléctricas.	34
3.12. Resumen de Inversiones en el Sistema de Transmisión propuesto.	34
4.1. Reporte Sumario del CYMDIST para el sistema original.....	39
4.2. Voltajes en barras para el sistema original.....	40
4.3. Flujo de potencia por LT para el sistema original.....	41
4.4. Reporte Sumario del CYMDIST para el sistema con generación re- novable.....	42
4.5. Voltajes en Barras para el sistema con generación renovable	43
4.6. Flujo de potencia por líneas de transmisión para el sistema con generación renovable	44
5.1. Cálculo del Costo de Transporte de Energía.	48
5.2. Resultados del Análisis Económico para los diferentes escenarios de crédito	50

5.3. Datos generales del Crédito	51
5.4. Cálculo de la Anualidad del Crédito	52
5.5. Análisis económico del proyecto.....	53

Resumen

El presente trabajo de tesis se enfoca en el análisis de la factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de transmisión de energía en la provincia de Loja, Ecuador, con el objetivo de facilitar la integración de fuentes de generación renovable en la zona. Para ello, se evalúan diferentes escenarios de transmisión que permitan evacuar la energía generada hacia el Sistema Nacional Interconectado.

Se presentan tres alternativas de sistemas de transmisión, analizando sus capacidades técnicas, costos de inversión y viabilidad operativa. A través de simulaciones en el software CYMDIST, se estudia el impacto de la inserción de nuevas subestaciones y líneas de transmisión en la estabilidad del sistema eléctrico. Los resultados indican que la interconexión a 230 kV con la subestación La Avanzada es la opción más viable, ya que permite evacuar la generación renovable sin comprometer la estabilidad del sistema.

Desde el punto de vista económico, se estima un requerimiento de inversión de \$137,78 millones para la infraestructura propuesta. El análisis financiero demuestra que el proyecto es viable, garantizando la integración de generación renovable y contribuyendo a la diversificación de la matriz energética del país.

Abstract

This thesis focuses on the analysis of the technical and economic feasibility for the implementation of an energy transmission system in the province of Loja, Ecuador, with the aim of facilitating the integration of renewable generation sources in the area. To achieve this, different transmission scenarios are evaluated to evacuate the generated energy toward the National Interconnected System.

Three transmission system alternatives are presented, analyzing their technical capabilities, investment costs, and operational feasibility. Through simulations in the CYMDIST software, the impact of inserting new substations and transmission lines on the stability of the electrical system is studied. The results indicate that the interconnection at 230 kV with the La Avanzada substation is the most viable option, as it allows the evacuation of renewable generation without compromising system stability.

From an economic standpoint, an investment requirement of \$137.78 million for the proposed infrastructure is estimated. The financial analysis shows that the project is viable, ensuring the integration of renewable generation and contributing to the diversification of the country's energy matrix.

Capítulo 1

Introducción

Actualmente, la energía eléctrica es un pilar esencial para el desarrollo económico y social de cualquier país. En Ecuador, el compromiso con la generación de energía limpia ha sido destacado, priorizando la producción de electricidad a partir de fuentes renovables y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles [6]. La energía hidroeléctrica es la principal fuente de generación en el país, proporcionando aproximadamente el 80 % de la electricidad que abastece la demanda nacional [2]. Este alto porcentaje refleja una fuerte dependencia de los recursos hídricos, lo que hace que la matriz energética ecuatoriana esté alineada con objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones [3].

Aunque la energía hidroeléctrica aporta importantes beneficios ambientales y económicos, también enfrenta desafíos significativos. Uno de los mayores retos es la dependencia del caudal de los ríos, que puede verse afectado por variaciones climáticas y fenómenos naturales. En años recientes, las proyecciones de precipitación han mostrado una tendencia de decrecimiento, en gran parte debido al cambio climático. Fenómenos como El Niño, que provoca alteraciones significativas en los patrones de lluvias, han incrementado la frecuencia e intensidad de las sequías en el país, poniendo en riesgo la estabilidad de la generación hidroeléctrica [7].

La vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica frente a las sequías hace urgente la diversificación de la matriz energética de Ecuador. Para reducir la dependencia de las fuentes hídricas y aumentar la resiliencia del sistema eléctrico, es esencial explorar y desarrollar otras fuentes renovables, como la energía solar, eólica, biomasa y geotérmica [2].

Ecuador cuenta con un alto potencial solar debido a su ubicación geográfica en la zona intertropical y a la altitud de la región andina. Estas condiciones

permiten que el país reciba elevados niveles de radiación solar durante todo el año, convirtiéndolo en una región ideal para el desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica [3]. Estudios indican que aproximadamente el 3 % del territorio ecuatoriano presenta condiciones óptimas para la implementación de este tipo de generación de energía, donde en gran parte se encuentra en la provincia de Loja [2]. Ecuador también cuenta con un alto potencial eólico, principalmente en las regiones de la Costa y la Sierra, en el estudio realizado por CELEC EP se obtuvo una estimación inicial de aproximadamente 500 MW para el desarrollo de proyectos eólicos a nivel nacional [2]. Los estudios sobre el recurso eólico han identificado condiciones favorables, incluyendo velocidades de viento constantes y de alta intensidad en áreas específicas. Entre estas, la provincia de Loja destaca por ser la región con el mayor índice de aprovechamiento eólico del país, de acuerdo con análisis detallados mediante procesos de estandarización e índices de rendimiento, que confirman su idoneidad para la instalación de aerogeneradores [8].

El cambio climático, la necesidad de reducir las emisiones de carbono y la búsqueda de diversificar la matriz energética de Ecuador se considera una prioridad. Aprovechar el potencial solar y eólico en el sur del país, especialmente en la provincia de Loja, representa una oportunidad estratégica para fortalecer el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, esta región enfrenta limitaciones de infraestructura, ya que el Sistema de Transmisión (ST) en Loja tiene una capacidad limitada, al igual que la línea de interconexión con Perú en la subestación de Machala [2]. Estas restricciones dificultan la integración y el aprovechamiento pleno del potencial de generación renovable que ofrecen tanto la energía fotovoltaica como la eólica en esta zona. Superar estos desafíos de transmisión es esencial para garantizar que Ecuador pueda beneficiarse de sus recursos renovables, fortalecer su independencia energética e incentivar la inversión privada dentro de esta región.

1.1. Descripción general del problema

La actual implementación de generación renovable, principalmente solar y eólica en la provincia de Loja, ha ido en aumento en los últimos años. Sin embargo, la infraestructura eléctrica existente en la zona presentan limitaciones que restringen la capacidad de conexión de este tipo de generación al SNI, impidiendo la posibilidad de incorporar nuevos proyectos. Es por esta razón que se plantea un sistema de transmisión que permita la conexión de los proyectos

de generación proyectados a futuro.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Efectuar el análisis de factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de transmisión de energía en la provincia de Loja, que posibilite el desarrollo de la generación renovable mediante la evaluación de características técnicas y el estudio económico que indique la viabilidad del proyecto.

1.2.2. Objetivos específicos

- Evaluar el potencial de generación renovable en la provincia de Loja, mediante un análisis del potencial energético solar y eólico, identificando las oportunidades existentes para la generación de energía renovable en la zona.
- Establecer las características técnicas y económicas del sistema de transmisión de energía a implementarse en la provincia de Loja, analizando las especificaciones necesarias que garanticen la viabilidad y eficiencia del sistema.
- Realizar una evaluación financiera integral del proyecto para los inversionistas interesados el desarrollo del sistema de transmisión, elaborando modelos financieros que proporcionen a los inversionistas la información necesaria sobre la inversión en el proyecto.

1.3. Justificación

La provincia de Loja, situada en el sur de Ecuador, destaca por su potencial en recursos energéticos, especialmente en la generación fotovoltaica y eólica [4] ya que cuenta con una irradiación media superior a los 5000 Wh/m²día [9]. La topografía de la región, marcada por la cordillera de los Andes, proporciona

condiciones óptimas para la generación eólica, con velocidades de viento alcanzando hasta los 12.4 m/s en la provincia [10]. Asimismo, la posición geográfica cercana a la línea ecuatorial favorece a la zona, incrementando el potencial fotovoltaico.

Este potencial energético existente ha despertado interés tanto del sector privado como público en invertir en generación renovable en la provincia de Loja. Sin embargo, a pesar de contar con estas fuentes de generación significativas, la infraestructura de subtransmisión de energía actual enfrenta desafíos considerables que limitan su eficiencia y capacidad para distribuir de manera óptima la generación de energía eléctrica hacia la provincia y el país [11].

Esta creciente generación combinado con el constante aumento de demanda eléctrica en el país, resalta la necesidad de diversificar la matriz energética y promover el desarrollo sostenible. Ante este panorama, se plantea la necesidad de evaluar la factibilidad de implementar un ST de energía de la provincia que permita una conexión con el sistema nacional interconectado.

El análisis de factibilidad para la implementación de un nuevo ST de energía en la provincia de Loja no solo implicará evaluar la viabilidad técnica, sino también se considerará el aspecto económico. Es crucial identificar las necesidades energéticas a corto, mediano y largo plazo de la región, así como evaluar las opciones tecnológicas disponibles y sus implicaciones en términos de costos, beneficios y sostenibilidad.

Capítulo 2

Marco teórico

El desarrollo de sistemas de transmisión de energía que faciliten la integración de nuevas fuentes con generación renovable es crucial para garantizar la sostenibilidad y resiliencia de los sistemas eléctricos. La presente tesis evalúa la factibilidad técnica y económica de implementar un sistema de transmisión en la provincia de Loja, Ecuador, destinado a evacuar la energía generada por proyectos fotovoltaicos y eólicos hacia el Sistema Nacional Interconectado.

Este trabajo se sitúa en un contexto global en el que diversos estudios internacionales han abordado la expansión de redes de transmisión mediante análisis costo/beneficio, planificación integrada de generación, transmisión y almacenamiento, y simulaciones de flujo de potencia en escenarios de alta penetración renovable.

Un ejemplo destacado de planificación a gran escala en el ámbito de la modernización de redes eléctricas es el proyecto europeo GridTech, descrito en [12]. Este proyecto tuvo como propósito fundamental armonizar el mercado eléctrico en la Unión Europea y optimizar la utilización de los recursos de generación y transmisión, mediante la incorporación de tecnologías avanzadas como los Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS), líneas de transmisión con capacidad dinámica (DLR) y sistemas de almacenamiento de energía a gran escala. Para alcanzar estos objetivos, GridTech empleó modelos de planificación integrados, tanto de enfoque descendente (top-down) como ascendente (bottom-up), aplicados a nivel paneuropeo.

En contraste con este enfoque de gran escala y regional, el presente trabajo se centra en el análisis y evaluación de un caso específico de infraestructura eléctrica. A través de esta perspectiva localizada, se busca evidenciar que la modernización de las redes de distribución constituye un requisito indispensable

para la integración eficiente de fuentes de energía renovable, independientemente del ámbito geográfico en el que se desarrolle. Esta visión complementa los estudios continentales al demostrar que, a nivel local, la incorporación de tecnologías modernas en la red es clave para responder a los desafíos que plantea la transición energética.

De igual manera, se ha propuesto un modelo de planificación de expansión del sistema eléctrico (TGSEP, por sus siglas en inglés), formulado mediante Programación Lineal Entera Mixta (MILP) y resuelto mediante técnicas de Descomposición de Benders. Este enfoque incorpora explícitamente sistemas de almacenamiento en baterías y estrategias de flexibilidad operativa, con el objetivo de optimizar la expansión de la infraestructura eléctrica bajo condiciones de alta penetración de recursos renovables. El modelo es escalable y generalizable, lo que permite su aplicación en sistemas de gran envergadura, facilitando decisiones de inversión robustas y eficientes [13].

Por su parte [14], introduce un marco analítico avanzado que integra un modelo de despacho económico minuto a minuto con un módulo de análisis de red de transmisión. A diferencia de los modelos horarios convencionales, este enfoque mejora sustancialmente la capacidad de captura de la intermitencia de la energía solar fotovoltaica, permitiendo una representación más precisa del comportamiento del sistema eléctrico en presencia de generación variable. A través de esta metodología, es posible estimar la capacidad máxima de integración de generación fotovoltaica en una zona determinada, identificar ubicaciones óptimas de conexión y detectar violaciones operativas en la red. En el caso de estudio analizado —un sistema con una demanda pico de 2248 MW— se concluye que es posible integrar hasta 400 MW de generación solar sin que se presenten violaciones significativas, e incluso hasta 120 MW por barra en condiciones de máxima carga, lo que resalta el potencial de la metodología para planificaciones precisas a nivel de transmisión.

La revisión de la literatura evidencia la importancia de una planificación coordinada de la expansión de la generación y la transmisión eléctrica, como un elemento clave para garantizar el abastecimiento energético de forma confiable, segura y económicamente eficiente [11]. El autor plantea que los enfoques tradicionales de planificación deben evolucionar hacia modelos integrados y flexibles, capaces de incorporar las nuevas dinámicas del sistema eléctrico. Entre las tendencias emergentes que deben ser consideradas en estos modelos se incluyen la penetración creciente de generación solar, la implementación de sistemas de almacenamiento en baterías, la respuesta activa de la demanda y la generación distribuida, tecnologías que están transformando

la estructura y operación de los sistemas eléctricos contemporáneos. Además, se resalta la necesidad de incluir en la planificación aspectos que han recibido relativamente poca atención, como la incorporación de escenarios hidrológicos representativos, particularmente relevantes en sistemas hidrodependientes, así como la realización de análisis de contingencias para evaluar la resiliencia del sistema frente a condiciones adversas o eventos inesperados. Estos elementos son fundamentales para una planificación robusta y adaptable, capaz de responder a la creciente complejidad del entorno energético actual.

Los métodos predominantes en la literatura especializada para la planificación de sistemas eléctricos incluyen, principalmente, la Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés) y diversos enfoques heurísticos. La MILP es ampliamente utilizada debido a su capacidad para proporcionar soluciones óptimas bajo formulaciones matemáticas rigurosas; sin embargo, su aplicación suele requerir simplificaciones en la modelación del sistema, especialmente en sistemas de gran escala, con el fin de mantener una razonable viabilidad computacional.

Las técnicas heurísticas y metaheurísticas como algoritmos genéticos, recocido simulado o enjambre de partículas han ganado relevancia al ofrecer mayor flexibilidad y precisión en la representación de la realidad operativa, aunque a costa de no garantizar la obtención del óptimo global. Estas metodologías son particularmente útiles en problemas con alta complejidad no lineal y restricciones operativas múltiples, donde los métodos exactos pueden resultar inviables.

2.1. Características del SEP de la Región Sur del País

2.1.1. Características del SEP de la Región Sur del País en la región de la Sierra

La provincia de Loja, situada en el sur del Ecuador, limita al norte con las provincias de Azuay y El Oro, al este con Zamora Chinchipe y al sur con la República del Perú. En esta zona, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) se conecta por medio de la subestación eléctrica (SE) Yanacocha y la SE Loja donde se enlaza al sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) que se encarga de la distribución en toda el área de concesión que abarca las provincias de Loja y Zamora Chinchipe incluyendo el Cantón Gualaquiza [15].

Actualmente, el suministro eléctrico de la provincia de Loja depende principalmente de la línea de transmisión Cuenca – Yanacocha. Esta infraestructura, con una longitud de 131,8 kilómetros, está configurada con una doble terna de conductores tipo 397,5 AWG-ASCR, lo que garantiza una alta capacidad de transporte de energía. Opera a un nivel de tensión de 138 kV, permitiendo una capacidad de transmisión aproximada de 200 MVA [2].

Este enlace no solo asegura un suministro eléctrico confiable y continuo para la provincia de Loja, sino que también cumple una función estratégica al conectar las dos provincias con la provincia de Azuay y el resto del país. Su integración al SNI convierte a la línea en un eje fundamental para la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, el ST en Loja está interconectado con una variedad de centrales de generación, tanto renovables como térmicas, que contribuyen con una potencia instalada total de 298,9 MW [2]. Estas centrales, distribuidas estratégicamente en la región, no solo abastecen la demanda local, sino que también generan excedentes que fortalecen la estabilidad del SNI. Entre las principales centrales destacan:

- Central Eólica Villonaco: Con una capacidad instalada de 16,5 MW, esta central aprovecha los vientos de la región para generar energía limpia y renovable [2].
- Central Hidroeléctrica Sabanilla: Contribuye con 30 MW de capacidad, utilizando el recurso hídrico de la zona para la generación sostenible de electricidad [2].
- Central Hidroeléctrica Delsitanisagua: Es la mayor fuente de generación de la región, con una capacidad de 180 MW, siendo clave para el aporte energético del sur del país [2].
- Central Eólica Huascachaca: Aporta 50 MW adicionales al sistema, consolidándose como otra fuente significativa de energía renovable en la provincia [2].
- Central Hidráulica Carlos Mora: Una central de menor escala con 2,4 MW, pero importante en la diversificación de fuentes de generación [2].
- Central Térmica Catamayo: Con una capacidad de 20 MW, proporciona respaldo energético para complementar las fuentes renovables en períodos de baja disponibilidad [2].

A pesar de esta significativa capacidad instalada, la demanda eléctrica de la EERSSA se sitúa en el orden de los 82 MW, lo que genera una gran disparidad entre la capacidad de generación y el consumo local. Este desequilibrio ha resultado en la saturación de la línea de transmisión Cuenca – Yanacocha, limitando su capacidad para evacuar la energía generada y, en consecuencia, impidiendo la interconexión de nuevas centrales de generación en la provincia.

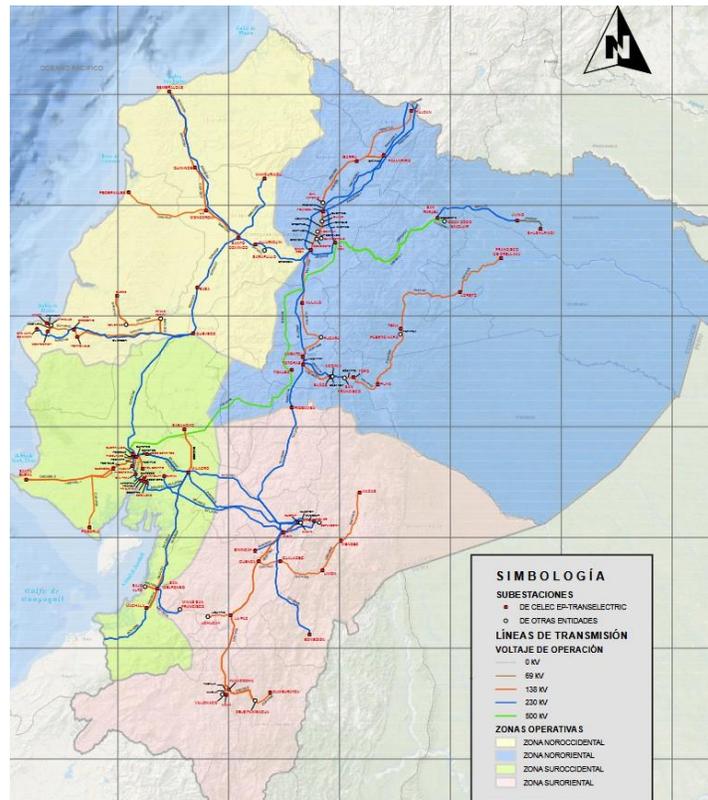


Figura 2.1: Sistema Nacional de Transmisión [1]

2.1.2. Características del SEP de la Región Costa Sur del país

En la provincia de El Oro, ubicada al noroeste de la provincia de Loja, cuenta con una infraestructura de transmisión del SNI más desarrollada y robusta. La

alimentación eléctrica de El Oro está asegurada a través de una LT que incluye varias subestaciones clave y LST interconectadas. El suministro eléctrico en la provincia de El Oro se origina en la Subestación Eléctrica (SE) Milagro, que está conectada a la SE Machala mediante una línea de transmisión de un solo circuito a 230 kV, con una longitud de 135,20 km. La línea de transmisión cuenta con una capacidad de 494 MVA y utiliza un conductor tipo ACAR 2X750, garantizando la transmisión de energía [2]. Además, la SE Machala no solo actúa como un nodo central para la distribución eléctrica en El Oro, sino que también está conectada a la SE Zorritos en Perú. Esta interconexión permite el intercambio de energía entre Ecuador y Perú, la línea opera a un voltaje de 230 kV y es de una capacidad de hasta 60 MW [2]. Por otra parte, la SE Milagro, ubicada en la provincia de Guayas, se conectan diversas fuentes de generación eléctrica. Entre las más importantes se encuentra la Central Hidroeléctrica Minas San Francisco, con una capacidad instalada de 270 MW. Esta central se conecta a la SE Milagro mediante una línea de transmisión de 153,30 km de longitud que opera a un nivel de voltaje de 230 kV, garantizando una transferencia eficiente de energía limpia[2]. Adicionalmente, la SE Milagro se enlaza con las Centrales Termogás Machala I y II, ubicadas en la zona de Bajo Alto. Estas plantas termoeléctricas cuentan con capacidades de generación de 138,56 MW y 136,8 MW respectivamente[2]. Asimismo, la subestación recibe energía de centrales de generación asociadas al sector industrial, como los ingenios azucareros, como es San Carlos, con una capacidad de 73,60 MW.

2.1.3. Plan de expansión del Sistema de Transmisión en el Ecuador

En el plan de expansión de transmisión presentado por el Ministerio de Energía y Minas se analizan los diversos escenarios a futuro para determinar la inversión de acuerdo con las variaciones a corto y largo plazo. En dónde se resalta la necesidad de mejorar o implementar nuevas infraestructuras tanto de subestaciones eléctricas como de LST. Para el plan de expansión se considera el incremento de la demanda, como de la generación a futuro, condiciones actuales de operación de transformadores, equipos de protección, LST, entre otros.

Dentro de los proyectos de transmisión que se encuentran en proceso están:

- Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV: ubicado en el cantón Latacunga en la provincia de Cotopaxi, su función será como subestación

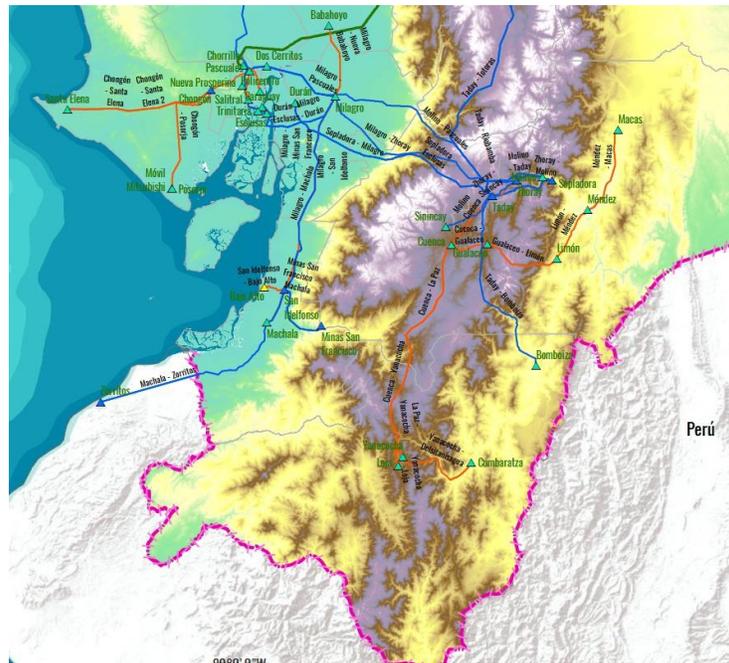


Figura 2.2: Sistema Nacional de Transmisión en el Sur del Ecuador [2]

de seccionamiento para la línea de transmisión Mulaló-Vicentina, permitiendo maniobrar para los tramos Mulaló - Santa Rosa y Santa Rosa - Vicentina de 138 kV . [2].

- Sistema de Transmisión la Avanzada 230/138 kV: ubicado en Santa Rosa en la provincia de El Oro. La nueva subestación denominada La Avanzada contará con dos autotransformadores 230/138 kV de 75 MVA de capacidad, la subestación será de tipo seccionamiento y permitirá la conexión dos circuitos de la línea Machala - frontera de 230 kV. Esta subestación mejorará el sistema de transmisión en la zona sur de la provincia de El Oro y facilitará las interconexiones con Perú [2].
- Sistema de Transmisión Cajas 230/69kV: se encuentra ubicada en el cantón Pedro Moncayo en la provincia de Pichincha. La subestación Cajas será de tipo seccionamiento para la interconexión Pomasqui– Pimampiro de 230 kV. Esta subestación a su vez tendrá la función de reducir el voltaje permitiendo atender la demanda de la zona sur de la Empresa Re-

2.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE LOJA21

gional del Norte [2].

- Sistema de Transmisión Ecuador- Perú 500 kV: Este sistema de transmisión permitirá la importación o exportación de energía entre Ecuador y Perú, de acuerdo con acuerdos comerciales y regulatorios de integración regulatorios de integración entre los dos países [2].

2.2. Evaluación del potencial de generación renovable en la provincia de Loja

2.2.1. Potencial de generación fotovoltaica en la provincia de Loja

Ecuador se destaca por su elevado potencial de energía solar, gracias a su ubicación geográfica y a las características de su territorio. La cordillera de los Andes, con su considerable altitud, permite que las regiones ecuatorianas experimenten altos niveles de radiación solar durante todo el año, consolidándose como una fuente prometedora de generación de energía renovable. La radiación solar en Ecuador presenta valores significativos a lo largo de su territorio, con mayores promedios registrados en la zona sur del país, como se observa en la Figura 2.3. Estas áreas se benefician de una insolación constante que potencia su viabilidad para proyectos de generación fotovoltaica.

2.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE LOJA22

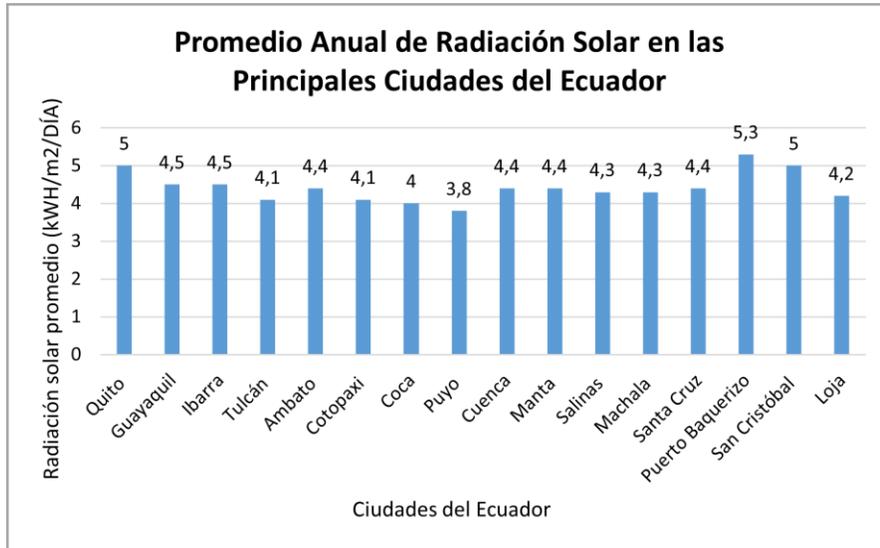


Figura 2.3: Irradiación media diaria en las principales ciudades del Ecuador [3]

En la Figura 2.4, que corresponde al Atlas Solar del Ecuador[4], se representa la distribución de la energía solar promedio en términos de valores diarios de insolación directa y difusa. Este análisis revela que las provincias de Carchi, Imbabura y Loja cuentan con un potencial destacado para la instalación de sistemas de generación fotovoltaica. Loja, en particular, sobresale con los valores más altos de radiación solar en el Ecuador continental, lo que la convierte en una ubicación estratégica para proyectos de esta índole.

2.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE LOJA23

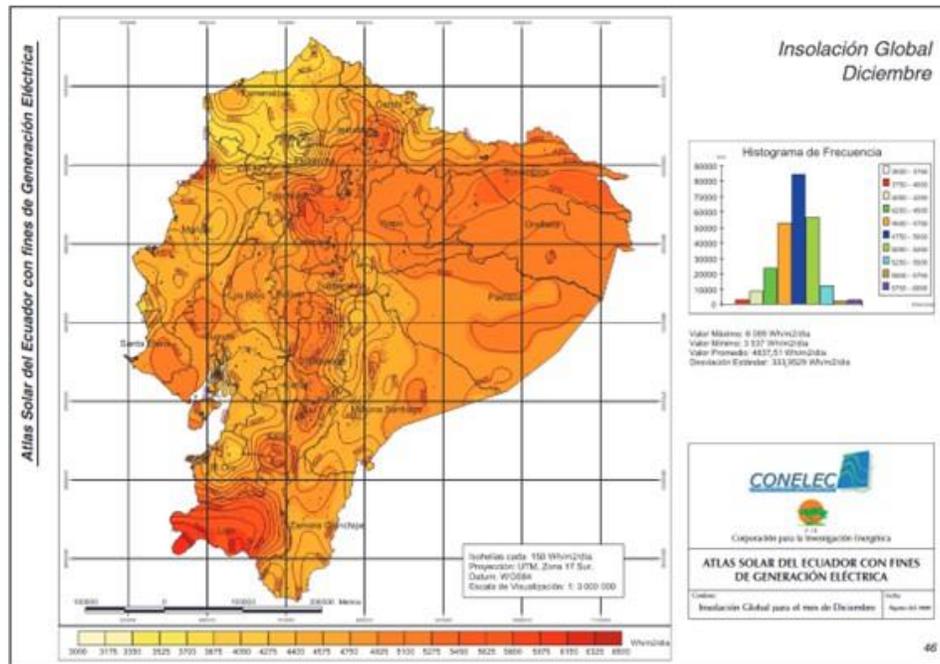


Figura 2.4: Promedio Anual de radiación solar en las Principales ciudades del Ecuador [4]

2.2.2. Potencial de generación eólica en la provincia de Loja

El Ecuador cuenta con un potencial eólico considerable, gracias a su ubicación geográfica estratégica en la línea ecuatorial y a las condiciones climáticas que favorecen la generación de esta energía limpia. Esto dado a que la mayor parte de la energía solar incidente se traduce directamente en calor y radiación, aproximadamente el 1 % de esta energía se convierte en energía eólica, creando corrientes de aire que pueden ser aprovechadas para generación eléctrica.

Se han identificado diversas áreas del país con condiciones favorables para el desarrollo de proyectos eólicos, principalmente en las regiones de la Costa, Sierra y Galápagos. Estas zonas presentan características ideales como velocidades de viento sostenidas y terrenos adecuados para la instalación de aerogeneradores. Según proyecciones, Ecuador podría alcanzar una capacidad de generación de 500 MW en proyectos futuros basados en esta fuente renovable,

2.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE LOJA²⁴

lo que reforzaría la diversificación de su matriz energética [2].

En la Figura 2.5 se presenta la media anual de velocidades de viento en Ecuador, que destaca zonas con alto potencial eólico. Una de las regiones más prometedoras es la provincia de Loja, donde se ha estimado un potencial bruto de 880,19 MW, posicionándola como una de las áreas más atractivas para la inversión en generación eólica. Este potencial incluye tanto proyectos a gran escala como desarrollos comunitarios y pequeños sistemas que podrían beneficiar a localidades rurales [16].

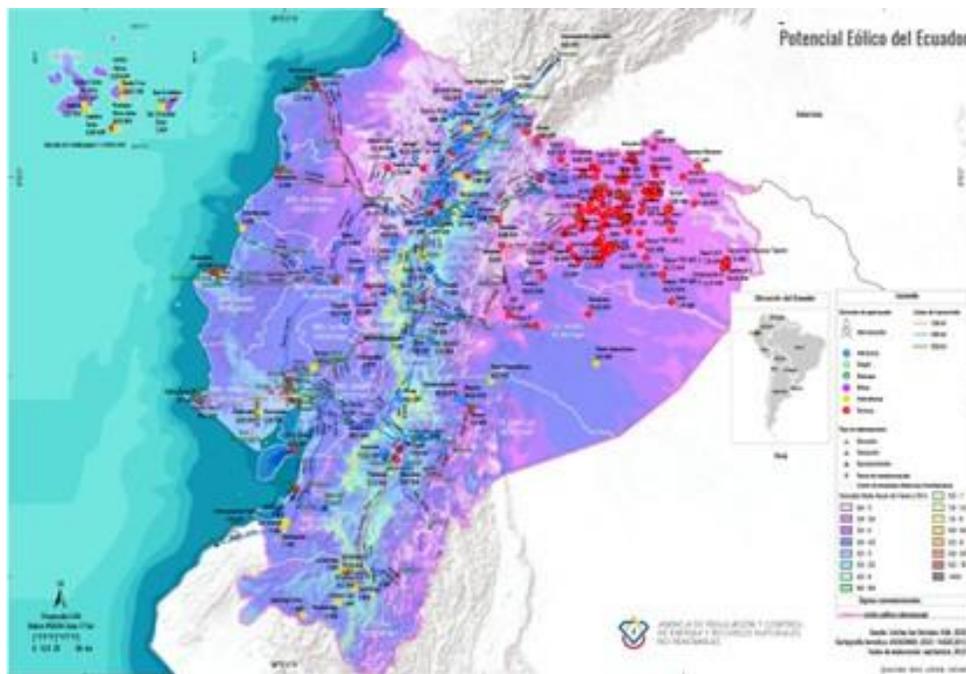


Figura 2.5: Mapa del potencial eólico del Ecuador [2]

2.2.3. Potencial de generación renovable identificado

Desde varios sectores de la provincia de Loja se han identificado y evaluado el potencial de generación renovable existente, de manera especial para el desarrollo de proyectos eólicos y fotovoltaicos.

2.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE LOJA 25

En este ámbito la Empresa Generadora Pública CELEC EP – GENSUR ha presentado la ubicación de varios emplazamientos eólicos y fotovoltaicos que pueden ser desarrollados en la provincia de Loja, los cuales serán utilizados en el presente trabajo para realizar el análisis de la factibilidad técnica y económica de construir un ST que permita evacuar dicha producción hacia el SNI. Los potenciales proyectos de generación son:

- Central Fotovoltaica “La Ceiba”.- Ubicada en el cantón Zapotillo de la provincia de Loja, en las coordenadas 4°19’23,6”S de Latitud y 80°13’16,8”E de Longitud. Se estima un potencial de 200 MWp y 159,6 MWac, para lo que se requeriría una superficie de terreno de 322,4 ha y se estima una producción de 396,8 GWh/año.
- Central Fotovoltaica “Matala”.- Ubicada en el cantón Gonzanamá en la provincia de Loja, en las coordenadas 4°6’20,1”S de Latitud y 79°22’14,9”E de Longitud. La potencia estimada en este aprovechamiento es de 100 MWp y 79,8 MWac, para lo que se requiere una superficie de 159 ha y la producción estimada es de 171,4 GWh/año.
- Central Eólica “El Naranja”.- Se encuentra ubicada en el cantón Paltas, en la provincia de Loja, en las coordenadas 4°0’36,7”S de Latitud y 79°26’22,1”E de Longitud. La capacidad estimada es de 58,8 MW que irán instalados en una superficie de 75,4 ha y la producción de energía se estima en 212,2 GWh/año.
- Central Eólica “Guachahurco”.- También ubicada en el cantón Paltas, en las coordenadas 3°59’19,2”S de Latitud y 79°49’49,1”E de Longitud, se estima una capacidad de 42 MW y el área disponible para su emplazamiento es de 50 ha, se estima una producción de energía de 176,7 GWh/año.
- Central Eólica “Quilanga”.- Ubicada en el cantón del Gonzanamá, en las coordenadas 4°6’20,1”S de Latitud y 79°21’28,7”E de Longitud, la capacidad estimada es de 54,6 MW que requieren una superficie de terreno de 84 ha, en donde se prevé la producción de 273 GWh/año de energía.

El resumen de los potenciales de generación indicados se muestra en la Tabla 1, en donde se puede observar que el potencial renovable identificado y evaluado alcanza 455,4 MW de potencia que equivale al 9.35 % de la demanda del Sistema Nacional Interconectado del año 2023 y al 5,12% de la capacidad

2.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE LOJA26

instalada en centrales de generación del país. En tanto que la producción de energía alcanzaría 1'230.100 MWh /año, que representa el 3,5 % de la producción bruta de energía nacional del año 2023, adicionalmente, la producción de energía será equiparable a la importación registrada en el año 2023, por lo que su aporte sería fundamental para garantizar el abastecimiento energético del país.

Ítem	Central Renovable	Tipo	Capacidad (MVA)	Producción (MWh/Año)
1	Matala	Fotovoltaica	100.00	171,400.00
2	La Ceiba	Fotovoltaica	200.00	396,800.00
3	El Naranjo	Eólica	58.80	212,200.00
4	Guachahurco	Eólica	42.00	176,700.00
5	Quilanga	Eólica	54.60	273,000.00
Totales			455.40	1,230,100.00

Tabla 2.1: Potencial de Generación Renovable considerado [5]

Capítulo 3

Sistema de transmisión propuesto

3.1. Caso 1: Sistema Matala-Yanacocha a 138 kV

En primer lugar, se analiza un primer escenario que consideraría el aprovechamiento del punto de interconexión con el sistema nacional de transmisión disponible en la Subestación Yanacocha de Transelectric a nivel de 138 kV, para el efecto se debería realizar la construcción de la Línea de Transmisión Matala – Yanacocha de 25,8 km de longitud.

Adicionalmente se deberían construir las Líneas de Transmisión a 138 kV:

- Línea de Transmisión La Ceiba – Guachahurco de 57.35 km.
- Línea de Transmisión Guachahurco – El Naranjo de 24.85 km.
- Línea de Transmisión El Naranjo – Matala de 28,42 km.
- Línea de Transmisión Matala – Quilanga de 16,98 km.

Para estudiar la viabilidad del proyecto se analizó la capacidad de transporte existente en el sistema Cuenca – Loja que tiene las siguientes líneas:

- Línea de Transmisión Cuenca – Yanacocha de 131,8 km de 100 MVA de capacidad.
- Línea de Transmisión La Paz – Yanacocha de 74,8 km de 112 MVA de capacidad.

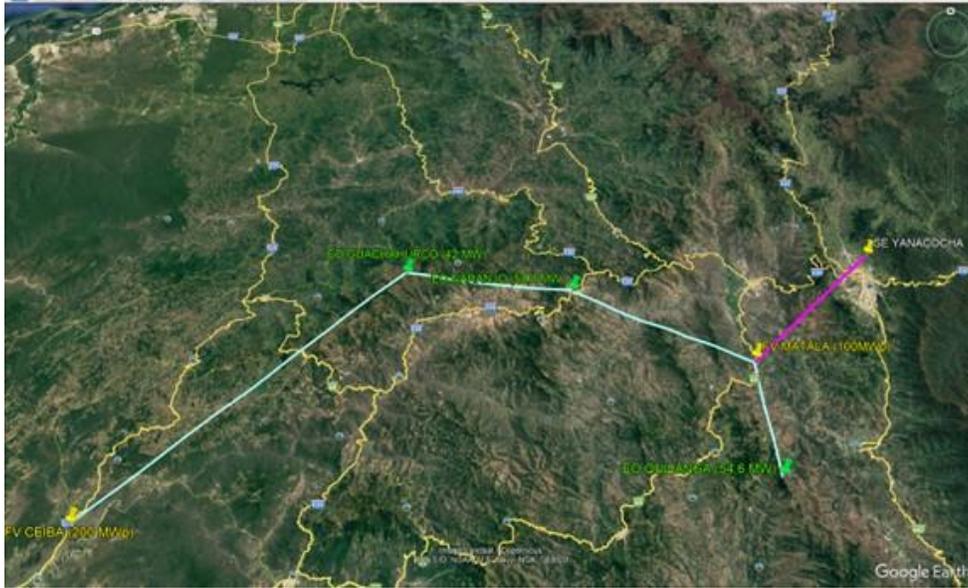


Figura 3.1: Nuevo Sistema de Transmisión a 138 kV propuesto para la provincia de Loja, a través de la SE Yanacocha.

Como se observa en la Figura 3.2, en el ST Cuenca-Loja, la capacidad de transmisión combinada es de 212 MVA, insuficiente para evacuar la producción prevista de las centrales renovables analizadas en este estudio, que alcanza los 455,40 MVA. Por esta razón, no se considera conveniente continuar con su modelación.

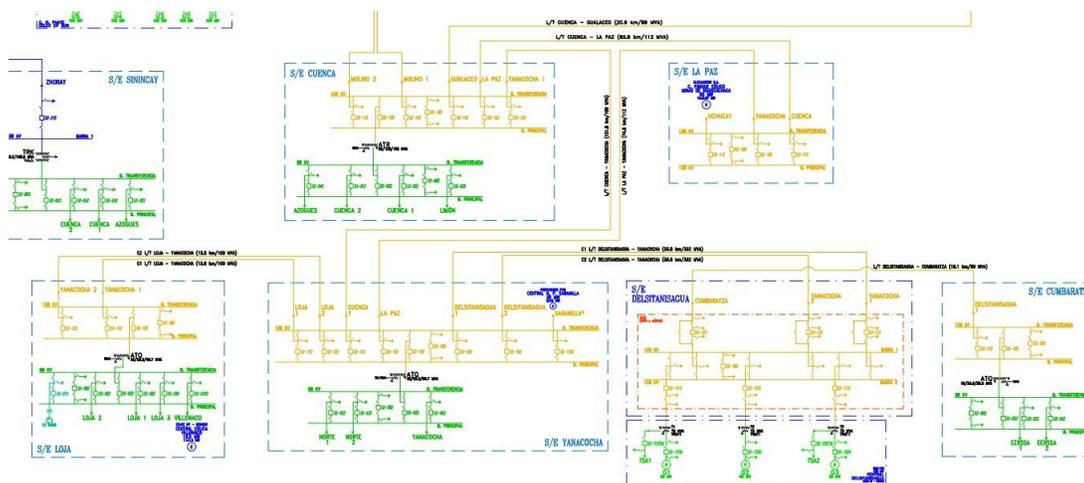


Figura 3.2: Sistema de Transmisión Cuenca Loja [1]

3.2. Caso 2: Sistema El Naranjo- La Avanzada a 138 kV

Como segundo escenario se considera el aprovechamiento del punto de interconexión con el sistema nacional de transmisión disponible en la Nueva Subestación La Avanzada que está desarrollando Transelectric en la provincia de El Oro que tendrá barras a 138 y 230 kV. En este caso, este escenario contempla la construcción a nivel de 138 kV de la Línea de Transmisión La Avanzada – El Naranjo de 67 km de longitud.

Adicionalmente se deberían construir las Líneas de Transmisión a 138 kV:

- Línea de Transmisión El Naranjo – Guachahurco de 24,85 km.
- Línea de Transmisión Guachahurco – La Ceiba de 57,35 km.
- Línea de Transmisión El Naranjo – Matala de 28,42 km.
- Línea de Transmisión Matala – Quilanga de 16,98 km.

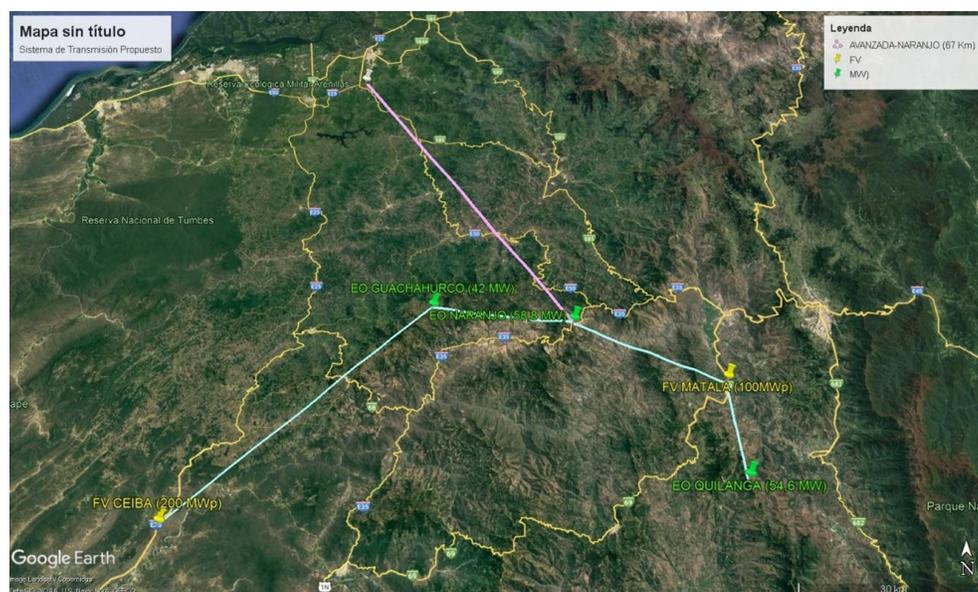


Figura 3.3: Nuevo Sistema de Transmisión a 138 kV propuesto para la provincia de Loja, a través de la SE La Avanzada a 138 kV.

Para estudiar la viabilidad del proyecto se analizó la capacidad de transformación que tendrá la SE la Avanzada de Transelectric que permitiría incrementar el voltaje a 230 kV para su inserción al Sistema Nacional de Transmisión. Debido a que su potencia es de 150 MVA tampoco permitiría la evaluación de la producción prevista en las centrales renovables del presente estudio que alcanzan 455,40 MVA, por lo que no es conveniente continuar con su modelación.

3.3. Caso 3: Sistema El Naranjo- La Avanzada a 230 kV

Este escenario considera las mismas Líneas de Transmisión del Caso 2, pero aisladas a 230 kV para su conexión a la barra de la SE La Avanzada, lo que permitiría la evacuación de toda la producción de las centrales renovables de la provincia de Loja y por lo tanto, se procede a su modelación y análisis.

La ubicación geográfica de los aprovechamientos renovables y los proyectos de expansión del Sistema Nacional de Transmisión que se están desarrollando

en la provincia de El Oro hacen prever que un nuevo Sistema de Transmisión podría ser factible de construir con iniciativa privada. Para el efecto, sería necesario construir una Subestación de Transmisión en el sector El Naranjo cercana al centro de carga de los proyectos renovables y distante 67 km de la nueva Subestación La Avanzada de Transelectric. La SE El Naranjo actuaría como centro de acopio de la producción energética de la provincia de Loja para su transmisión hasta el Sistema Nacional Interconectado.

Adicionalmente, se deberán construir 4 Subestaciones en los sectores Guachahurco, La Ceiba, Matala y Quilanda, para interconexión de las centrales de generación renovables de los mismos nombres y cuyas características se resumen en la Tabla 2.

Las 5 SEs nuevas que se proponen construir, deberán disponer del barraje en Alta Tensión (230 kV) y del barraje en Media Tensión (13.8 kV) que permitan la conexión de las centrales de generación, por lo que deberán contar con las posiciones de línea mostradas en la Tabla 3.1, así como la instalación de los correspondientes transformadores de potencia. Por otra parte, sería necesario habilitar dos posiciones de línea a 230 kV en la SE La Avanzada.

Subestación	Voltaje		Posiciones		Capacidad
	Primario (kV)	Secundario (kV)	Alta	Media	Trafo (MVA)
El Naranjo	230	13.8	7	2	100
Guachahurco	230	13.8	5	2	100
La Ceiba	230	13.8	3	2	250
Matala	230	13.8	5	2	150
Quilanga	230	13.8	3	2	100
La Avanzada	230	–	2	0	0

Tabla 3.1: Características técnicas generales de las subestaciones propuestas.

Las inversiones necesarias para el desarrollo de estos proyectos de subestaciones, se presentan en las siguientes tablas.

IT EM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD/km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	Transformador 100 MVA (230/13.8 KV)	1	2,915,078,86	2,915,078,86	437,261,83	3,352,340,69
2	BAHIAS PARA LINEAS 230 KV	6	1,476,794,41	8,860,766,46	1,370,032,10	10,189,881,43
3	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 230 KV	1	1,370,032,10	1,370,032,10	205,504,82	1,575,536,92
4	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 13.8 KV	1	740,814,06	740,814,06	111,122,11	851,936,17
TOTALES				13,886,691.78	2,083,003.72	15,969,695.20

Tabla 3.2: Detalles de costos: Subestación El Naranjo.

IT EM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD/km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	Transformador 100 MVA (230/13.8 KV)	1	2,915,078,86	2,915,078,86	437,261,83	3,352,340,69
2	BAHIAS PARA LINEAS 230 KV	4	1,476,794,41	5,907,177,64	886,076,65	6,793,254,29
3	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 230 KV	1	1,370,032,10	1,370,032,10	205,504,82	1,575,536,92
4	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 13.8 KV	1	740,814,06	740,814,06	111,122,11	851,936,17
TOTALES				10,933,102.66	1,639,965.40	12,573,068.06

Tabla 3.3: Detalles de costos: Subestación Guachahurco.

IT EM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD/km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	Transformador 250 MVA (230/13.8 KV)	1	3,645,177,54	3,645,177,54	546,776,63	4,191,954,17
2	BAHIAS PARA LINEAS 230 KV	2	1,476,794,41	2,953,588,82	443,038,32	3,396,627,14
3	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 230 KV	1	1,370,032,10	1,370,032,10	205,504,82	1,575,536,92
4	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 13.8 KV	1	740,814,06	740,814,06	111,122,11	851,936,17
TOTALES				8,709,612.52	1,306,441.88	10,016,054.40

Tabla 3.4: Detalles de costos: Subestación La Ceiba.

IT EM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD/km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	Transformador 150 MVA (230/13.8 KV)	1	3,125,000,00	3,125,000,00	468,750,00	3,693,750,00
2	BAHIAS PARA LINEAS 230 KV	4	1,476,794,41	5,907,177,64	886,076,65	6,793,254,29
3	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 230 KV	1	1,370,032,10	1,370,032,10	205,504,82	1,575,536,92
4	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 13.8 KV	1	740,814,06	740,814,06	111,122,11	851,936,17
TOTALES				11,143,023.80	1,671,453.57	12,814,477.37

Tabla 3.5: Detalles de costos: Subestación Matala.

IT EM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD/km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	Transformador 100 MVA (230/13.8 KV)	1	2,915,078,86	2,915,078,86	437,261,83	3,352,340,69
2	BAHIAS PARA LINEAS 230 KV	2	1,476,794,41	2,953,588,82	443,038,32	3,396,627,14
3	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 230 KV	1	1,370,032,10	1,370,032,10	205,504,82	1,575,536,92
4	BAHIAS PARA TRANSFORMADOR 13.8 KV	1	740,814,06	740,814,06	111,122,11	851,936,17
TOTALES				7,979,513.84	1,196,927.08	9,176,440.92

Tabla 3.6: Detalles de costos: Subestación Quilanga.

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD/km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	BAHIAS PARA LINEAS 230 KV	2	1,476,794,41	2,953,588,82	443,038,32	3,396,627,14
TOTALES				2,953,588,82	443,038,32	3,396,627,14

Tabla 3.7: Detalles de costos: Subestación La Avanzada.

El costo total de inversión en subestaciones es de 63,946,363.09 USD, como se observa en la Tabla 3.11

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (USD)
1	SUBESTACIÓN EL NARANJO	15,969,695,20
2	SUBESTACIÓN GUACHAHURCO	12,573,068,06
3	SUBESTACIÓN LA CEIBA	10,016,054,40
4	SUBESTACIÓN MATALA	12,814,477,37
5	SUBESTACIÓN QUILANGA	9,176,440,92
6	SUBESTACIÓN LA AVANZADA	3,396,627,14
TOTAL		63,946,363.09

Tabla 3.8: Resumen de Inversiones en Subestaciones eléctricas.

Para la interconexión de las subestaciones será necesario construir 194,6 km de LST a doble terna, en conductor 1200 MCM ACAR, con el detalle mostrado a continuación.

ITEM	LÍNEA	VOLTAJE (kV)	CAPACIDAD (MVA)	CORRIENTE (A)	CALIBRE	LONGITUD (km)
1	LA AVANZADA - EL NARANJO	230	455	1,144.51	2(3 × 1200 MCMACAR)	67.00
2	LA CEIBA - GUACHAHURCO - EL NARANJO	230	242	608.19	2(3 × 1200 MCMACAR)	82.20
3	QUILANGA - MATALA - EL NARANJO	230	155	388.54	2(3 × 1200 MCMACAR)	45.40
TOTAL						194.60

Tabla 3.9: Características Técnicas Generales de las Líneas de Transmisión propuestas.

Las inversiones estimas a realizar para la construcción de las nuevas LST alcanzarían los 69,822,480 USD como se indica en la Tabla 3.10.

Por otra parte, se necesitan invertir, 4,013,065.29 USD en estudios y diseños de las obras, como se observa en la Tabla 3.11

ITEM	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE (kV)	COSTO UNITARIO (USD/km)	LONGITUD (km)	SUBTOTAL (USD)	IVA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	LA AVANZADA - NARANJO	230	312,000,00	67.00	20,904,000,00	3,135,600,00	24,039,600,00
2	NARANJO - GUACHAHURCO	230	312,000,00	24.85	7,753,200,00	1,162,980,00	8,916,180,00
3	GUACHAHURCO - LA CEIBA	230	312,000,00	57.35	17,893,200,00	2,683,980,00	20,577,180,00
4	NARANJO - MATALA	230	312,000,00	28.42	8,867,040,00	1,330,056,00	10,197,096,00
5	MATALA - QUILANGA	230	312,000,00	16.98	5,297,760,00	794,664,00	6,092,424,00
TOTALES				194.60	60,715,200.00	9,107,280.00	69,822,480.00

Tabla 3.10: Resumen de Inversiones en Líneas de Transmisión.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (USD)
1	SUBESTACIÓN EL NARANJO	2,094,674,40
2	SUBESTACIÓN GUACHAHURCO	1,918,390,89
TOTAL		4,013,065,29

Tabla 3.11: Resumen de inversiones en estudios de subestaciones eléctricas.

La inversión total de la inversión ascendería a 137,781,908.38 USD.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (USD)
1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	69,822,480,00
2	SUBESTACIONES 230 KV	63,946,363,09
3	ESTUDIOS Y DISEÑOS	4,013,065,29
TOTAL		137,781,908,38

Tabla 3.12: Resumen de Inversiones en el Sistema de Transmisión propuesto.

Capítulo 4

Análisis de factibilidad técnica de la implementación del nuevo sistema de transmisión para la provincia de Loja

4.1. Sistema de Transmisión en la Provincia de El Oro

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la Provincia de El Oro, se encuentra servido eléctricamente desde la Subestación Milagro en la provincia del Guayas, mediante un complejo sistema de transmisión que energiza la Subestación Machala tanto a nivel de 230 kV como de 138 kV.

En lo que respecta al ST a 230 kV, se dispone de la LT Milagro – Machala de simple circuito, de 135,2 km de longitud, en calibre 2x750 MCM-ACAR y que se estima una capacidad de 494 MVA. En este mismo nivel de tensión se tiene operativa la LT Milagro – Minas San Francisco – Machala, también de simple circuito, con una longitud total de 213,7 km en conductor calibre 1200 MCM-ACAR y con una capacidad de transporte de 332 MVA, esta línea permite el enlace al Sistema Nacional de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Minas San Francisco que tiene una capacidad instalada de 270 MW en tres grupos turbina generador de 90 MW cada uno.

En lo que respecta al nivel de 138 kV, se tiene operativa la LT Milagro - San Idelfonso - Machala de doble terna con calibre 397,5 AWG-ACSR, con una longitud total de 133 ,8 km y con una capacidad combinada en las dos ternas de

226 MVA, este sistema de transmisión permite enlazar con el Sistema Nacional de Transmisión la Central Termogas Machala de 248,2 MW de capacidad instalada, a través de la Subestación San Idelfonso.

En esta zona del país se dispone en la Subestación Machala de tres puntos de alimentación al SEP de CNEL EP – El Oro, denominados EMELORO 1, EMELORO 2 y MACHALA. La curva de carga del día de demanda máxima del sistema para el año 2024 indica que la demanda máxima coincidente de este sistema se produce a las 20:30 con un valor registrado en los puntos de medición de frontera de 265,57 MW, con un factor de potencia del 92 %. En la Figura 3 se pueden observar las curvas de carga de la Subestación Machala para el día de demanda máxima, se observa que en horas de demanda media (13:00) la demanda alcanza unos 250,0 MW y un factor de potencia del 94 %, note que a esta hora se tiene la mayor producción por generación fotovoltaica.

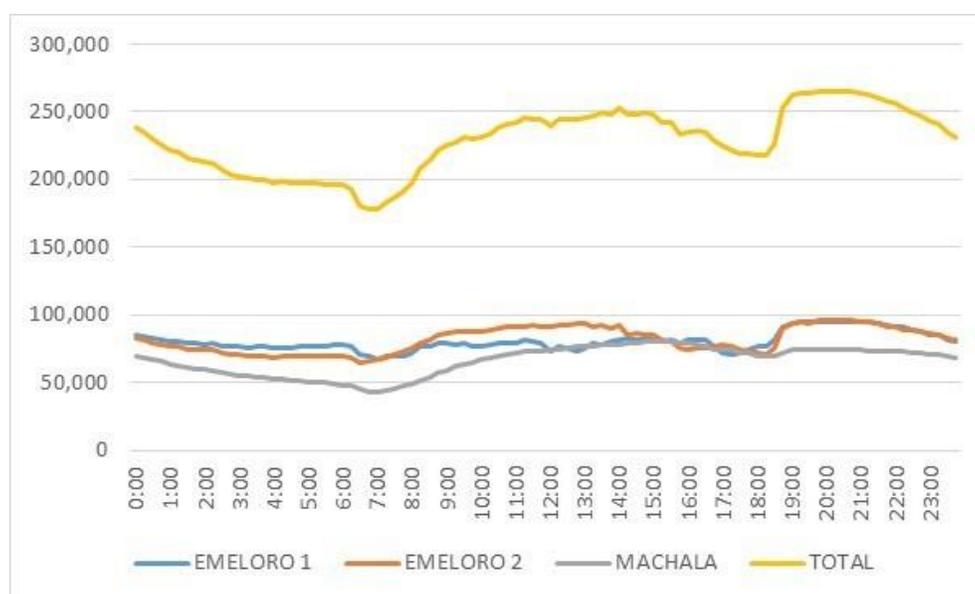


Figura 4.1: Curvas de Carga de la Subestación Machala.

En resumen, la capacidad de transporte del Sistema de Transmisión de la provincia de El Oro tiene una capacidad de 1052 MVA, en tanto que la capacidad instalada en generación de la zona se ubica en 518,2 MW, mientras que la

*4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*37

demanda de la zona se ubica en 280 MVA, por lo que existiría capacidad remanente para evacuar la producción renovable de la provincia de Loja detallada en la Tabla 1, abriendo la posibilidad de construir el Sistema de Transmisión El Naranjo – La Avanzada propuesto en el presente estudio.

4.2. Análisis técnico del funcionamiento del sistema de transmisión

Para corroborar la existencia de capacidad remanente del Sistema de Transmisión, con la incorporación de los proyectos de generación, subestaciones y LST propuestos en este trabajo, se desarrolló un modelo en el programa CYM-DIST, que permite simular flujos de potencia y establecer los principales parámetros eléctricos de funcionamiento del sistema como tensiones, corrientes, potencia activa y reactiva.

En la Figura 4.2, se puede observar el diagrama del ST de El Oro con la inserción de las obras propuestas así como de los generadores renovables con sus capacidades. Como se observa el modelo comprende el ST desde la Subestación Milagro en la barra de 230 kV, se observa también la interconexión del nuevo ST de la provincia de Loja a la Subestación La Avanzada a nivel de 230 kV. En el modelo se incluyen también las centrales de generación de Minas San Francisco, Termogas Machala, las centrales de los Ingenios San Carlos (36,5 MW), Coazucar (11 MW) y Ecoelectric (16 MW) que se interconectan directamente a la Subestación Milagro, con la finalidad de que se simule de la manera más exacta el funcionamiento del sistema.

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN38

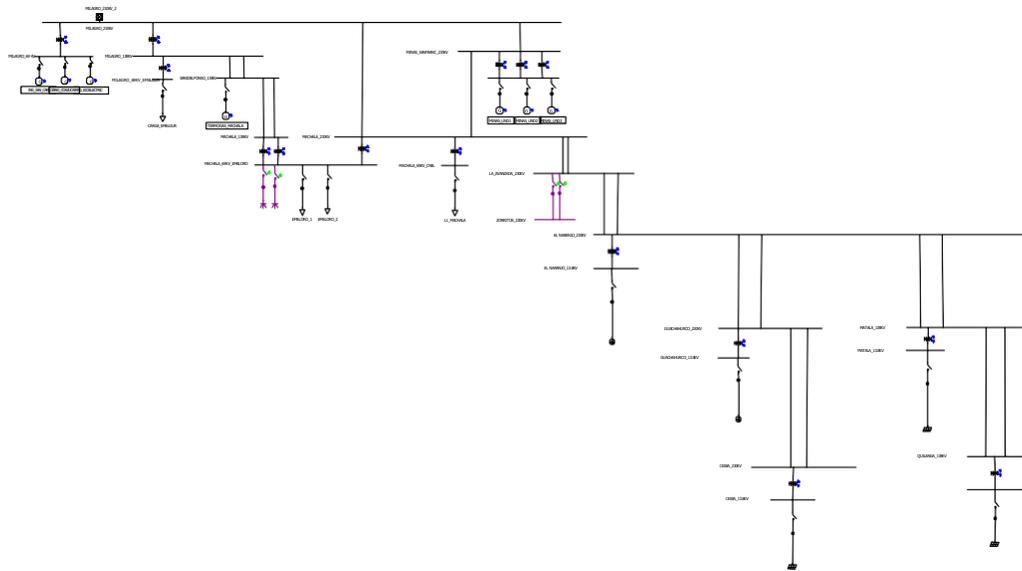


Figura 4.2: Simulación del ST existente de la zona sur del país con la incorporación del ST propuesto.

Se considera adecuado realizar la simulación del flujo de potencia en las condiciones operativas de demanda media, esto es a las 13:00 en las cuales se produce el pico de generación fotovoltaico para nuestro país. Para el efecto se consideran los siguientes valores de demanda:

- Posición EMELORO1: Demanda = 81,6 MW y FP = 92 %.
- Posición EMELORO2: Demanda = 93,1 y FP = 95 %
- Posición MACHALA: Demanda = 81,1 MW y FP 95

Las centrales de generación renovables consideradas en el modelo son:

- Eólica El Naranjo: 58,8 MW.
- Eólica Guachahurco: 42,2 MW.
- Fotovoltaica La Ceiba: 159,6 MWac.

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN³⁹

- Fotovoltaica Matala: 79,8 MWac.
- Eólica Quilanga: 54,6 MW.

4.2.1. Resultados del flujo de potencia sin los proyectos de la provincia de Loja

Inicialmente se realizó la corrida con el sistema de transmisión de la provincia de El Oro, sin conexión de las obras previstas en este trabajo, que se considera el “sistema original”, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4.1.

Resumen Total	kW	kvar	kVA	FP (%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	-182125.43	54937.89	190231.02	-95.74
Generadores	474049.35	48762.80	476550.73	99.48
Producción total	291923.92	103700.69	309795.76	94.23
Carga leída (no regulada)	282026.89	104035.66	300603.70	93.82
Carga utilizada (regulada)	286890.03	107973.55	306535.76	93.59
Condensadores shunt (regulados)	0.00	0.00	0.00	0.00
Reactancias shunt (reguladas)	0.00	0.00	0.00	0.00
Motores	0.00	0.00	0.00	0.00
Cargas totales	286890.03	107973.55	306535.76	93.59
Capacitancia del cable	0.00	0.00	0.00	0.00
Capacitancia de la línea	0.00	-70601.79	70601.79	0.00
Capacitancia shunt total	0.00	-70601.79	70601.79	0.00
Pérdidas en las líneas	5777.01	37076.43	37523.80	15.40
Pérdidas en los cables	0.00	0.00	0.00	0.00
Pérdidas de carga del transformador	2475.47	24789.33	24912.63	9.94
Pérdidas en vacío del transformador	98.48	0.00	98.48	100.00
Pérdidas totales	8350.96	61865.76	62426.84	13.38

Tabla 4.1: Reporte Sumario del CYMDIST para el sistema original.

Como se observa en demanda mínima, con las centrales Minas San Francisco y Termogas Machala operando, se registra un flujo inverso hacia el SNT de 182 MW (fuentes, potencia de equilibrio), que alimentaría la carga especialmente de Guayaquil. El balance de potencia arrojado por CYMDIST indica

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN40

que se tendría pérdidas de 8.35 MW que equivalen al 1,76 % de la generación de potencia de la zona.

De los resultados del CYMDIST no se registran barras con voltajes fuera del +/- 5% de regulación de tensión.

Nombre nodo	Tensión de base (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)
MILAGRO_230kV	230.00	1.00	0.00
MACHALA_230kV	230.00	0.98	0.90
MACHALA_69kV_EMELORO	69.00	0.95	-26.76
MACHALA_69kV_CNEL	69.00	0.96	-1.86
LA_AVANZADA_230kV	230.00	0.98	0.89
MINAS_SANFRANC_230kV	230.00	0.98	7.05
MINAS_SAN_FRANCISCO_13.8kV	13.80	1.02	-21.61
MILAGRO_69kV	69.00	1.01	-28.77
MILAGRO_138kV	138.00	0.99	-29.72
MILAGRO_69kV_EMELGUR	69.00	0.97	-62.08
SANIDELFONSO_138kV	138.00	0.98	-26.18
MACHALA_138kV	138.00	0.95	-24.58

Tabla 4.2: Voltajes en barras para el sistema original

Los resultados del CYMDIST indican un flujo de potencia por las LT adecuado; no se registran sobrecargas.

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN41

Nombre nodo	Tensión de base (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)
MILAGRO_230kV	230.00	1.00	0.00
MACHALA_230kV	230.00	0.98	0.90
MACHALA_69kV_EMELORO	69.00	0.95	-26.76
MACHALA_69kV_CNEL	69.00	0.96	-1.86
LA_AVANZADA_230kV	230.00	0.98	0.89
MINAS_SANFRANC_230kV	230.00	0.98	7.05
MINAS_SAN_FRANCISCO_13.8kV	13.80	1.02	-21.61
MILAGRO_69kV	69.00	1.01	-28.77
MILAGRO_138kV	138.00	0.99	-29.72
MILAGRO_69kV_EMELGUR	69.00	0.97	-62.08
SANIDELFONSO_138kV	138.00	0.98	-26.18
MACHALA_138kV	138.00	0.95	-24.58

Tabla 4.3: Flujo de potencia por LT para el sistema original.

A continuación se muestran las simulaciones con la operación de las obras previstas en este estudio y la inserción de las centrales de generación renovable de la Provincia de Loja. A este caso se le denomina *sistema con generación renovable*.

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 42

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio) Generadores	-574386,40 908010,80	140496,86 84840,31	591319,80 911965,73	-97,14 99,57
Producción total	333624.40	225337.17	402594.19	82.87
Carga leída (no regulada)	282026.89	104035.66	300603.70	93.82
Carga utilizada (regulada)	291590.56	106360.07	310382.86	93.95
Condensadores shunt (regulados)	0.00	0.00	0.00	0.00
Reactancias shunt (reguladas)	0.00	0.00	0.00	0.00
Motores	0.00	0.00	0.00	0.00
Cargas totales	291590.56	106360.07	310382.86	93.95
Capacitancia del cable	0.00	0.00	0.00	0.00
Capacitancia de la línea	0.00	-142785.34	142785.34	0.00
Capacitancia shunt total	0.00	-142785.34	142785.34	0.00
Pérdidas en las líneas	31299.17	222960.47	225146.64	13.90
Pérdidas en los cables	0.00	0.00	0.00	0.00
Pérdidas de carga del transformador	4239.48	42476.84	42687.88	9.93
Pérdidas en vacío del transformador	154.08	0.00	154.08	100.00
Pérdidas totales	35692.72	265437.32	267826.32	13.33

Tabla 4.4: Reporte Sumario del CYMDIST para el sistema con generación renovable

En este caso se observa, incremento en la potencia remanente que se inyectaría hacia el ST a través de la Subestación Milagro a 574,38 MW que serviría para cubrir la demanda eléctrica de Guayaquil. Este beneficio, sin embargo trae un incremento en el flujo de potencia por la LT y por ende en las pérdidas técnicas que se ubicarían en 35,7 MW (3,93 %), que son plenamente justificables debido a la disponibilidad de una gran cantidad de potencia para suplir la demanda nacional.

A pesar de las condiciones extremas de funcionamiento del ST, por la incorporación de las nuevas LST, subestaciones y generación renovable de alrededor 400 MW, las condiciones operativas de las barras del sistema se mantienen adecuadas sin que se registren barras con regulaciones de voltaje que excedan el +/- 5 %, tal como se puede observar en la Tabla 4.5.

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 43

Nombre nodo	Tensión de base (kVLL)	$i_{p.u.}^V \phi$	Desfase V (°)
MILAGRO 230kV	230.00	1.00	0.00
MACHALA 230kV	230.00	0.98	11.09
MACHALA 69kV _E MELORO	69.00	1.01	-22.77
MACHALA 69kV CNEL	69.00	0.96	8.29
LA AVANZADA 230kV	230.00	1.00	14.48
EL NARANJO 230kV	230.00	1.03	22.02
EL NARANJO 13.8kV	13.80	1.04	24.01
GUACHAHURCO 230kV	230.00	1.04	23.31
CEIBA 230kV	230.00	1.05	25.67
CEIBA 13.8kV	13.80	1.05	28.06
GUACHAHURCO 13.8kV	13.80	1.04	24.81
MATALA 138kV	230.00	1.04	23.07
MATALA 13.8kV	13.80	1.04	24.81
QUILANGA 138kV	230.00	1.04	23.29
QUILANGA 13.8kV	13.80	1.05	25.09
MINAS SANFRANC 230kV	230.00	0.98	14.51
MINAS SAN FRANCISCO 13.8 kV	13.80	1.00	-14.49
MILAGRO 69 kV	69.00	1.01	-28.77
MILAGRO 138kV	138.00	0.99	-28.88
MILAGRO 69kV EMELGUR	69.00	0.97	-61.23
SANIDELFONSO 138kV	138.00	0.99	-18.90
MACHALA 138kV	138.00	1.01	-21.41

Tabla 4.5: Voltajes en Barras para el sistema con generación renovable

De igual manera, los resultados de CYMDIST para el flujo de potencia por las LST indican que no se registran sobrecargas y, por lo tanto, su funcionamiento sería adecuado, como se indica en la Tabla 4.6.

4.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 44

Nro. equipo	Id equipo	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kVA)	Carga (%)
GUACHAHURCO LA CEIBA 1	1200 ACAR 230kV	230.00	57.35	90175.31	19.51
GUACHAHURCO LA CEIBA 2	1200 ACAR 230kV	230.00	57.35	81588.07	17.65
LA AVANZADA EL NARANJO 1	1200 ACAR 230kV	230.00	67.00	209140.80	47.13
LA AVANZADA EL NARANJO 2	1200 ACAR 230kV	230.00	67.00	210320.80	45.80
MACHALA LA AVANZADA 1	1200 ACAR 230kV	230.00	30.00	206929.45	47.21
MACHALA LA AVANZADA 2	1200 ACAR 230kV	230.00	30.00	202465.37	46.19
MATALA QUILANGA 1	1200 ACAR 230kV	230.00	16.98	28886.10	6.25
MATALA QUILANGA 2	1200 ACAR 230kV	230.00	16.98	30812.22	6.67
MILAGRO MACHALA TERNAL	750 ACAR 230kV 2	230.00	135.20	281655.88	42.95
MILAGRO MINAS ANFRANC	1200 ACAR 230kV	230.00	135.20	187821.45	42.17
MILAGRO SANIDELFONSO 1	397.5ACSR 138kV	138.00	112.80	48569.89	35.03
MILAGRO SANIDELFONSO 2	397.5ACSR 138kV	138.00	112.80	56728.10	40.92
MINAS MACHALA 1	1200 ACAR 230kV	230.00	60.40	70120.75	16.00
NARANJO GUACHAHURCO 1	1200 ACAR 230kV	230.00	24.83	111314.55	24.24
NARANJO GUACHAHURCO 2	1200 ACAR 230kV	230.00	24.83	105387.39	22.95
NARANJO MATALA 1	1200 ACAR 230kV	230.00	28.42	72591.28	15.81
NARANJO MATALA 2	1200 ACAR 230kV	230.00	28.42	73463.65	16.00
SANIDELFONSO MACHALA 1	397.5ACSR 138kV	138.00	21.00	34576.38	24.11
SANIDELFONSO MACHALA 2	397.5ACSR 138kV	138.00	21.00	28476.79	19.86

Tabla 4.6: Flujo de potencia por líneas de transmisión para el sistema con generación renovable.

Los resultados técnicos obtenidos nos indican que este caso sería factible desde el punto de vista técnico.

Capítulo 5

Análisis de factibilidad económica de la implementación del nuevo sistema de transmisión para la provincia de Loja

5.1. Determinación del costo de transporte de la electricidad

Como se indicó en el apartado 4.2, el monto de inversiones requerido para la ejecución de las obras previstas para implementar el nuevo ST para la provincia de Loja, que incluye estudios y diseños, construcción de subestaciones y de líneas de transmisión se estima en 137,78 Millones de USD, lo que involucra la determinación del costo por transporte de energía que deberá cobrarse con la finalidad de que se cubran dichas inversiones, así como los costos de explotación de la obras y los costos financieros que se deberá realizar.

Para el efecto aplicaremos la siguiente relación matemática:

$$c = \frac{I - V_R(1+r)^{-n} + \sum_{j=1}^n (OM_j + F_j)(1+r)^{-j}}{\sum_{j=1}^n E_j}$$

En donde:

c : costo unitario de transporte de energía en USS/kWh.

5.1. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE DE LA ELECTRICIDAD⁴⁶

n : número de años de vida operativa de la instalación.

I : inversión inicial en el año 0 (USD).

V_R : valor residual de la instalación al fin de su vida operativa (USD).

OM_j : costos de operación y mantenimiento en el año j (USD).

F_j : costos financieros correspondientes al año j (USD).

E_j : energía eléctrica transportada en el año j (kWh).

r : tasa unitaria de descuento.

Para realizar el cálculo se pueden realizar simplificaciones introduciendo los siguientes términos:

$$OMT = OM_0 \cdot \frac{i \cdot 1+z}{1+r} \cdot \frac{1 - \frac{1+z}{1+r}^n}{1 - \frac{1+z}{1+r}}$$

$$FM = i \cdot I \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right] \cdot \frac{1}{r}$$

En estas expresiones se tiene que:

FM : valor presente de los costos financieros (USD).

OMT : valor presente de los costos de explotación (USD).

OM_0 : son los costos operativos en el año 0 (USD).

z : tasa de aumento de costos de explotación (%).

i : tasa de interés simple.

En este caso el costo unitario de transporte de energía se calcularía con la expresión:

$$c = \frac{I - V_R(1+r)^{-n} + OMT + FT}{nE}$$

En donde se supone que la energía eléctrica transportada es constante en un valor E .

*5.1. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE DE LA ELECTRICIDAD*⁴⁷

Para la determinación del costo de transporte de energía se ha considerado una tasa de descuento real del 6 %, basada en el "Promedio ponderado de la tasa social de preferencia intertemporal y la tasa basada en el costo de oportunidad social del capital" [17], considerando un horizonte de 20 años para las LST y ST. Esta decisión se alinea con estudios que proponen tasas de descuento inferiores al 12 % tradicionalmente utilizado en la evaluación de proyectos públicos en Ecuador, sugiriendo niveles que fluctúan entre el 2 % y el 11 % dependiendo del horizonte temporal.

Este enfoque se justifica por la facilidad y el incentivo de impulsar la transición energética del país. Las tasas de interés o costos financieros bajos buscan asegurar que el país se beneficie del monto, aspectos considerados en préstamos similares de esta magnitud y con el mismo fin. Estas condiciones financieras favorables reflejan el compromiso internacional de incentivar proyectos energéticos en el país [18].

5.1. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE DE LA ELECTRICIDAD⁴⁸

Datos	
Tasa de descuento real (%) (r)	6.00%
Tasa de aumento anual de costos de explotación (%) (z)	3.00%
Costes financieros (%) (i)	2.50%
Vida útil Líneas de Transmisión (años)	45.00
Vida útil Subestaciones (años)	30.00
Vida útil Centrales Fotovoltaicas y Eólicas (años) (n)	25.00
Energía Transportada Anual (MWh) (E)	1,230,100.00
Inversión en Estudios (Millones USD)(I)	4.01
Inversión en Líneas de Transmisión (Millones USD) (I)	69.82
Inversión en Subestaciones (Millones USD) (I)	63.95
Inversión Total (Millones USD) (I)	137.78
Costos de Explotación Año 0 (Millones USD) (OM_0)	14.15
Cálculo de Depreciación y Valor Residual ST	
Depreciación Anual Líneas de Transmisión (Millones USD)	1.55
Depreciación Anual Subestaciones (Millones USD)	2.13
Valor Residual Líneas de Transmisión (Millones USD) (VR_{LT})	31.03
Valor Residual Subestaciones (Millones USD) (VR_S)	10.66
Valor Residual Total (Millones USD)(VR)	41.69
Cálculo de Costos Actualizados	
Valor Presente de Costos de Explotación (Millones USD) (OM_T)	248.74
Valor Presente de Costos Financieros (Millones USD) (F_T)	44.03
Cálculo de Costos de Transporte	
Costo Transporte de Energía (USD/MWh) (c)	15.74
Costo Transporte de Energía (USD/kWh) (c)	0.01574

Tabla 5.1: Cálculo del Costo de Transporte de Energía.

La aplicación de la formulación indicada y cuyo detalle se muestra en la Tabla 5.2, da como resultado un costo por transporte de energía de 15,74 USD/MWh o 1,57 cUSD/kWh.

5.2. Análisis económico

Para realizar el análisis económico del proyecto y en vista de que el monto de inversión es muy alto se consideran varios esquemas de financiamiento del proyecto con la finalidad de establecer cuál podría ser el mecanismo más adecuado para realizar el proyecto.

Para el efecto se consideran los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Financiamiento total de la inversión con recursos propios (Crédito 0 %).
- Escenario 2: Financiamiento del 50 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 3: Financiamiento del 75 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 4: Financiamiento del 80 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 5: Financiamiento del 83 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 6: Financiamiento del 84 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 7: Financiamiento del 85 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 8: Financiamiento del 86 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 9: Financiamiento del 90 % de la inversión mediante crédito.
- Escenario 10: Financiamiento del 95 % de la inversión mediante crédito.

El análisis económico contempla los siguientes aspectos:

- Cálculos de la anualidad del crédito y tabla de intereses y pago de principal.
- Estado de resultados proyectado para la vida útil de la planta (25 años).
- Flujo de Caja Proyectado para el mismo período.
- Determinación de la Tasa Interna de retorno.
- Cálculo del Valor Actual Neto.
- Establecimiento de la Relación Beneficio Costo.

Los cálculos efectuados arrojan los siguientes resultados, para los escenarios previstos:

DESCRIPCION	Porcentaje de Inversión Financiada con Crédito									
	0%	50%	75%	80%	83%	84%	85%	86%	90%	95%
Monto del Crédito (Miles USD)	0	68,891	103,336	110,226	114,359	115,737	117,115	118,492	124,004	130,893
Anualidad del Crédito (Miles USD)	0	4,419	6,629	7,071	7,336	7,424	7,513	7,601	7,954	8,396
Flujo de Caja Año 1 (Miles USD)	7,006	3,211	1,314	935	707	631	555	479	176	204
Flujo de Caja Año 2 (Miles USD)	7,006	3,187	1,277	895	666	590	514	437	132	250
Flujo de Caja Año 3 (Miles USD)	7,006	3,162	1,240	855	625	548	471	394	87	298
Flujo de Caja Año 4 (Miles USD)	7,006	3,136	1,201	814	582	505	427	350	40	-347
Flujo de Caja Año 5 (Miles USD)	7,006	3,110	1,162	772	538	460	383	305	-7	-397
Flujo de Caja Año 6 (Miles USD)	7,006	3,083	1,121	729	494	415	337	258	-56	-448
Flujo de Caja Año 7 (Miles USD)	7,006	3,055	1,080	685	448	369	290	211	-105	-501
Flujo de Caja Año 8 (Miles USD)	7,006	3,027	1,037	639	401	321	241	162	-156	-554
Flujo de Caja Año 9 (Miles USD)	7,006	2,998	994	593	352	272	192	112	-209	610
Flujo de Caja Año 10 (Miles USD)	7,006	2,968	949	545	303	222	141	61	-262	-666
Flujo de Caja Año 11 (Miles USD)	7,006	2,938	903	496	252	171	90	8	-317	-724
Flujo de Caja Año 12 (Miles USD)	7,006	2,906	856	446	200	118	36	-46	-374	-784
Flujo de Caja Año 13 (Miles USD)	7,006	2,874	808	395	147	65	-18	-101	-431	845
Flujo de Caja Año 14 (Miles USD)	7,006	2,841	759	342	93	9	-74	-157	-490	-907
Flujo de Caja Año 15 (Miles USD)	7,006	2,808	708	289	37	-47	-131	-215	-551	-971
Flujo de Caja Año 16 (Miles USD)	7,006	2,773	657	233	-21	-105	-190	-275	-613	-1,037
Flujo de Caja Año 17 (Miles USD)	7,006	2,738	604	177	-79	-165	-250	-336	-677	-1,104
Flujo de Caja Año 18 (Miles USD)	7,006	2,702	549	119	-140	-226	-312	-398	-742	-1,173
Flujo de Caja Año 19 (Miles USD)	7,006	2,664	493	59	-201	-288	-375	-462	-809	-1,243
Flujo de Caja Año 20 (Miles USD)	7,006	2,626	436	-2	-265	-352	-440	-527	-878	-1,316
Flujo de Caja Año 21 (Miles USD)	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006
Flujo de Caja Año 22 (Miles USD)	7,00	7,00	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006
Flujo de Caja Año 23 (Miles USD)	7,00	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006
Flujo de Caja Año 24 (Miles USD)	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006	7,006
Flujo de Caja Año 25 (Miles USD)	48,696	48,696	48,696	48,696	48,696	48,696	48,696	48,696	48,696	48,696
Tasa Interna de Retorno (%)	3.23 %	4.14 %	5.25 %	5.62 %	5.90 %	6.00 %	6.11 %	6.22 %	6.77 %	7.79 %
Valor Actual Neto (USD)	-36,325	-14,705	-3,895	-1,733	-436	-4	429	861	2,591	4,753
Relación Beneficio Costo	0.72	0.77	0.88	0.93	0.98	1.00	1.02	1.05	1.20	1.7

Tabla 5.2: Resultados del Análisis Económico para los diferentes escenarios de crédito.

De la información procesada se desprende que el proyecto sería viable a partir del financiamiento del 85 % del monto de inversión y conforme se incrementa el porcentaje de financiamiento con crédito se observa que se alcanzarían valores más altos de TIR, VAN y RBC, sin embargo el cálculo del flujo de caja proyectado indican que a medida que se incremente al porcentaje de crédito se registran muchos período de operación de la central con flujos de caja negativos debido al incremento en los costos por intereses y pago del capital lo que podría constituirse en un limitante para la gestión adecuada de la central.

Luego del análisis correspondiente se considera adecuado el financiamiento

del 85 % de la inversión mediante crédito, que equivale a 117,11 millones de USD, lo que permite calcular la siguiente tabla de amortización, considerando una tasa de interés anual del 2,5 %.

Inversión Miles de USD:	137,781.91
Porcentaje de Financiamiento:	85 %
Crédito Miles de USD:	117,114.62
Tasa de Interés en%:	2.50 %
Plazo en años:	20
Anualidad del Crédito	7,512.57

Tabla 5.3: Datos generales del Crédito.

AÑO	PAGO A PRINCIPAL	INTERESES	SALDO CAPITAL
0			117,114.62
1	4,584.70	2927.87	112,529.92
2	4,699.32	2813.25	107,830.60
3	4,816.80	2695.77	103,013.80
4	4,937.22	2575.35	98,076.58
5	5,060.65	2451.91	93,015.93
6	5,187.17	2325.40	87,828.76
7	5,316.85	2195.72	82,511.91
8	5,449.77	2062.80	77,062.14
9	5,586.01	1926.55	71,476.13
10	5,725.66	1786.90	65,750.46
11	5,868.81	1643.76	59,881.66
12	6,015.53	1497.04	53,866.13
13	6,165.91	1346.65	47,700.22
14	6,320.06	1192.51	41,380.16
15	6,478.06	1034.50	34,902.10
16	6,640.01	872.55	28,262.08
17	6,806.01	706.55	21,456.07
18	6,976.17	536.40	14,479.90
19	7,150.57	362.00	7,329.33
20	7,329.33	183.23	0.00
Totales	117,114.62	33,136.71	

Tabla 5.4: Cálculo de la Anualidad del Crédito.

Con base en la información procesada se realizó el cálculo del estado de resultado proyectados y del flujo de caja proyectado para 25 años, que se considera la vida útil de las centrales renovables, dando como resultado:

- Tasa interna de retorno (TIR): 6,1 %
- Valor Actual Neto (VAN): 429 miles de USD
- Relación Beneficio Costo (RBC): 1,02.

ANÁLISIS ECONÓMICO	
Vida útil del proyecto:	25 años
Tasa de descuento:	6,0 %
CONCEPTO	USD
Inversión	117.115.000
Gastos de Explotación	61.953.558
Utilidad neta	61.953.558
Depreciación	92.078.903
Tasa interna de retorno	6,1 %
Valor Presente Neto	\$428.791
Relación Beneficio-Costo	1,02

Tabla 5.5: Análisis económico del proyecto.

Capítulo 6

Materiales y Metodología

6.1. Materiales

Para el desarrollo del presente proyecto, se utilizaron los siguientes recursos:

- CYMDIST: Para la modelación del sistema de transmisión existente y el sistema de transmisión proyectado.
- Excel: Para la elaboración del análisis económico y estimación de costos.
- Fuentes de información técnica y normativa: se utilizaron recursos de revistas científicas, libros y documentos de las normativas de electricidad.
- Datos técnicos: Características técnicas del SNI y proyectos de generación previstos para la provincia de Loja.

6.2. Metodología

- Diagnóstico y recopilación de información: Se revisó el estado actual del SNI en el sur del Ecuador, considerando tanto la conexión a través de la provincia del Azuay como la de El Oro. Se identificó el potencial de generación renovable en la provincia de Loja y los proyectos previstos a futuro. Además, se recopilaron las características técnicas de los sistemas de generación, transmisión y demanda en la zona.
- Análisis técnico: Se plantean tres escenarios de interconexión para evaluar la viabilidad de cada uno, modelados en el software CYMDIST para

analizar la conexión de la generación al SNI, los resultados de flujo de potencia en las barras, las caídas de tensión en las líneas y, con ello, determinar el escenario más viable desde el punto de vista técnico.

- **Evaluación económica:** Se realiza el cálculo de los costos de inversión en subestaciones, líneas de transmisión y estudios, con el fin de estimar el costo de transporte de energía. Además, se elaboran modelos financieros considerando diferentes escenarios de crédito.

Capítulo 7

Resultados y discusión

Se determinó que el escenario de interconexión a 230 kV entre la Subestación El Naranjo y la Subestación La Avanzada es el más viable para evacuar la generación renovable de la provincia de Loja hacia el SNI. A través del programa CYMDIST se realizó la simulación del sistema de transmisión de propuesto tomando en consideración condiciones de demanda media y máxima generación renovable para observar el comportamiento del sistema ante el escenario más crítico, donde se pudo evidenciar los niveles de voltaje en los rangos operativos establecidos, a su vez los parámetros técnicos en las líneas de transmisión y en las barras, comprobando que se encuentran en operación sin sobrecarga. Obteniendo como resultado que la incorporación de los proyectos de generación renovable no presenta un problema técnico en el funcionamiento del SNI.

De esta manera, se estimó que la inversión total del sistema asciende a 137,78 millones de dólares, desglosados en 69,82 millones para líneas de transmisión, 63,95 millones para subestaciones y 4,01 millones destinados a estudios y diseños. Asimismo, se determinó un costo de transporte de energía de 15,74 USD/MWh.

Considerando la magnitud del proyecto, se aplicó una tasa de descuento real del 6,00 % y un costo financiero del 2,5 %. Con un horizonte de evaluación de 25 años y tomando en cuenta la vida útil de las centrales renovables, se obtuvo una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 6,1 %, un Valor Actual Neto (VAN) de 429 mil dólares y una Relación Beneficio/Costo de 1,02, lo que indica que el proyecto es marginalmente viable desde el punto de vista financiero.

Capítulo 8

Conclusiones

- Con base en la información procesada se pudo determinar que es factible técnica y económica la implementación de un nuevo sistema de transmisión de electricidad en la provincia de Loja con iniciativa privada.
- Del gran potencial de generación renovable existente en la provincia de Loja se determinó que de acuerdo a la configuración del Sistema Nacional de Transmisión que sirve a la parte sur de la zona costera, se puede hacer un enlace que podría permitir la evacuación de 455,4 MVA y 1'230.100 MWh anuales de energía tanto fotovoltaica como eólica.
- Se determinó que el nuevo sistema de transmisión propuesto deberá ser ejecutado a 230 kV, mediante la construcción de 194,6 km de Líneas de Transmisión a doble circuitos y 6 nuevas subestaciones, con una inversión total estimada de 137'781.908,398 USD.
- Se estableció que el costo por transporte de energía de 15,74 USD/MWh o 1,57 cUSD/kWh, que garantiza la viabilidad económica del proyecto, con una Tasa Interna de Retorno de 7,8 %, un Valor Actual Neto de 4.753.000 USD y una Relación Beneficio Costo de 1,73.

Bibliografía

- [1] CELEC EP Transelectric. (2025) Mapa del sistema nacional de transmisión por zonas operativas. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/mapa-del-sistema-nacional-de-transmision-por-zonas-operativas/>
- [2] “Plan maestro de electricidad pme 2023-2032.”
- [3] G. S. I. Yajamín, D. F. C. Carrión, D. F. V. Gualán, R. C. B. Zurita, and H. D. C. Carrion, “Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en ecuador: avances, desafíos y perspectivas,” *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 7, no. 3, pp. 9493–9509, 2023.
- [4] “Atlas solar del ecuador con fines de generación eléctrica.”
- [5] CELEC EP Gensur. (2025) Sitio web de celec ep gensur. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/gensur/>
- [6] B. Llanos and R. Alexis, “La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el ecuador a partir del uso de las energías renovables,” 2020.
- [7] F. P. Pino and L. C. Jemio, “Impacto del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica en la vertiente amazónica de ecuador.”
- [8] F. Vaca Aldas, “Análisis y determinación de las zonas óptimas para la instalación de un proyecto eólico en ecuador a través de métodos de toma de decisión multicriterio,” 2018.
- [9] I. E. Romero Fajardo and D. A. Jara Nieves, “Identificación de las barreras que obstaculizan la expansión de la energía eólica y solar fotovoltaica como fuentes de generación eléctrica en el ecuador,” B.S. thesis, 2020.

- [10] D. P. Ávila-Villavicencio, T. J. Gonzalez-Redrovan, and D. O. Icaza-Álvarez, “Análisis del potencial eólico y solar para la implementación de un sistema híbrido de generación eléctrica ubicadas en una comunidad rural oriental de la provincia de zamora chinchipe,” *Polo del conocimiento*, vol. 7, no. 1, pp. 674–685, 2022.
- [11] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. Lopez-Lezama, and N. M. Galeano, “Planeamiento de la expansión integrada generación-transmisión: una revisión del estado del arte,” *TecnoLógicas*, vol. 19, no. 37, pp. 79–92, 2016.
- [12] B. Burgholzer and H. Auer, “Cost/benefit analysis of transmission grid expansion to enable further integration of renewable electricity generation in austria,” *Renewable Energy*, vol. 97, pp. 189–196, 2016.
- [13] M. Moradi-Sepahvand and T. Amraee, “Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power generation,” *Applied energy*, vol. 298, p. 117137, 2021.
- [14] O. M. Akeyo, A. Patrick, and D. M. Ionel, “Study of renewable energy penetration on a benchmark generation and transmission system,” *Energies*, vol. 14, no. 1, p. 169, 2020.
- [15] Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (Loja, Ecuador) <https://www.eerssa.gob.ec/>.
- [16] J. C. Solano Jiménez, “Caracterización del recurso eólico en la provincia de loja, utilizando modelos computacionales.” 2013.
- [17] J. G. Castillo and D. Zhangallimbay, “La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el ecuador,” 2021.
- [18] Sociedad Suiza de Radio y Televisión SRG SSR. (2024) Srg ssr. [Online]. Available: <https://www.swissinfo.ch/spa/el-bid-aprueba-pr%C3%A9stamo-de-500-millones-de-d%C3%B3lares-para-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-en-ecuador/84968349>