

Escuela Superior Politécnica del Litoral
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Análisis de viabilidad técnica y económica ante la integración de generación de energía distribuida en puntos críticos de la red de distribución de Unidad de

Negocio El Oro.

INGE-2382

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Nombre de la titulación

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Ashly Valeria Garcia Pacheco

Frank Eduardo Macías Zambrano

Guayaquil - Ecuador

Año: 2223

Dedicatoria

Dedico este proyecto a mi familia y a mi enamorado, que ha sido mi sostén y pilar fundamental en mi vida, por inspirarme a continuar y seguir luchando hasta llegar a la meta. A mis mejores amigos por estar a mi lado y brindarme su apoyo incondicional.

Por último, pero no menos importante, a mi fiel compañero de cuatro patas, Santiago, por ser testigo de mi viaje académico, por compartir cada momento y por brindarme consuelo cuando más lo necesitaba.

Dedicatoria

Este Proyecto se lo dedico a mi madre, por ser ejemplo de lucha y superación, por enseñarme a que lo logrado desde el esfuerzo, dedicación y perseverancia tiene un gusto diferente. A mi padre por forjar mi carácter y enseñarme que hay que actuar para que las cosas sucedan y no simplemente esperar a que algo ocurra. Finalmente, se lo dedico a mi abuela por brindarme su amor incondicional, con una sonrisa que disipa cualquier posibilidad de enojo, sin ustedes no habría completado este viaje.

Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios, nuestro creador, por ser mi motor y guiarme en cada paso que doy.

Quiero agradecer a mi familia, mi enamorado y mejores amigos, personas a las que llevo en mi corazón y que son parte importante en esta historia.

Por último, a mis educadores y a los colaboradores del departamento de planificación de CNELEP, por contribuir a mi desarrollo profesional

Agradecimientos

A mis padres por ser mi sustento, mi guía; especialmente a mi madre por no haberme soltado la mano nunca.

A mi abuela y hermanos, que me acompañan desde siempre; por ser mi hogar y mi refugio.

A mis compañeros de universidad y profesores que ayudaron a mi formación profesional.

A mis amigos cercanos, con los que comparto mil historias y anécdotas hermosas.

No fue una travesía sencilla, pero estoy contento de la forma en la que se dio, algo de todos ustedes se queda conmigo para siempre y por eso estoy inmensamente agradecido.

Declaración Expresa

Nosotros Ashly Valeria Garcia Pacheco y Frank Eduardo Macías Zambrano acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 15 febrero de del 2024.

Ashly Valeria García

Pacheco

Frank Eduardo Macías

Zambrano

Evaluadores

Iván David Endara Vélez

Profesor de Materia

Síxifo Daniel Falcones Zambrano

Tutor de proyecto

Resumen

La generación distribuida es un modelo descentralizado que modifica la producción eléctrica a pequeña escala, que puede estar cerca de áreas urbanas y/o de la carga, tiene varios impactos, tanto positivos como desafíos. Hasta finales de diciembre del 2022, en Ecuador se han procesado 566 proyectos de generación distribuida de diferentes fuentes de energía; tales como solar, viento, agua, desechos sólidos, entre otros; este número es relativamente pequeño ya que el país posee un elevado potencial en energía renovable. No obstante, CNEL EP está interesado en el desarrollo de un estudio viable en términos técnicos y financieros ante el incremento de bloques de energía renovable en la red.

El propósito del presente proyecto fue determinar la viabilidad de la integración de bloques de generación distribuida en puntos críticos del sistema de distribución de CNEL EP El Oro mediante un análisis técnico y económico. Para realizar esto se utilizó el software CYME, donde se identificó los puntos críticos, al tiempo que se tienen en cuenta tres franjas horarias, así como también fuentes de generación: eólica, solar e hidroeléctrica. Descartando las zonas que son reservas naturales y apoyados en las regulaciones vigentes.

En conclusión, el presente trabajo de investigación aporta al entendimiento y fomento de la generación distribuida como una opción sostenible y eficaz en el actual escenario energético, resaltando su función esencial en el proceso de transición hacia un sistema eléctrico más resistente y equitativo.

Palabras claves: Modelo Descentralizado, Cyme, Fuentes De Generación, Reservas Naturales

Abstract

Distributed generation is a decentralized model that modifies small-scale electrical production, which can be located near urban areas and/or the load. It has various impacts, both positive and challenging. Until the end of December 2022, 566 distributed generation projects from different energy sources have been processed in Ecuador, such as solar, wind, water, solid waste, among others. This number is relatively small considering the country's high potential in renewable energy. However, CNEL EP is interested in developing a viable study in technical and financial terms due to the increasing presence of renewable energy blocks in the grid.

The purpose of this project was to determine the feasibility of integrating distributed generation blocks at critical points in the distribution system of CNEL EP El Oro through a technical and economic analysis. The CYME software was used for this purpose, identifying critical points while considering three time zones, as well as generation sources: wind, solar, and hydroelectric. Excluding areas designated as natural reserves and adhering to current regulations.

In conclusion, this research contributes to the understanding and promotion of distributed generation as a sustainable and effective option in the current energy scenario, highlighting its essential role in the transition towards a more resilient and equitable electrical system.

Keywords: Decentralized, CYME, Generation Sources, Natural Reserves

Índice general

Evaluadores.....	7
Resumen.....	I
Abstract.....	II
Índice general.....	III
Abreviaturas.....	VI
Simbología.....	VII
Índice de figuras.....	VIII
Índice de tablas.....	IX
CAPÍTULO 1.....	10
1. Introducción.....	11
1.1. Descripción del Problema.....	12
1.2. Justificación.....	13
1.3. Objetivos.....	13
1.3.1. <i>Objetivo General</i>	13
1.3.2. <i>Objetivos Específicos</i>	14
1.4. Marco teórico.....	14
1.4.1. <i>Sistemas de generación</i>	14
1.4.2. <i>Beneficios de la generación distribuida</i>	15
1.4.3. <i>Energía solar y fotovoltaica</i>	15

1.4.4.	<i>Energía hidráulica en Ecuador</i>	16
1.4.5.	<i>Energía eólica en Ecuador</i>	16
1.4.6.	<i>Inventario de recursos energéticos del Ecuador</i>	17
1.4.7.	<i>Regulaciones y políticas</i>	18
1.4.8.	<i>Impacto ambiental</i>	20
1.4.9.	<i>Beneficios ambientales</i>	21
1.4.10.	<i>Contribución a la sostenibilidad</i>	21
CAPÍTULO 2.....		22
2.	Metodología.....	23
2.1.	Enfoque investigativo.....	23
2.2.	Tipos de investigación.....	23
2.2.1.	<i>Investigación cuantitativa</i>	24
2.2.2.	<i>Investigación experimental</i>	24
2.3.	Desarrollo de la propuesta.....	24
2.3.1.	<i>Softwares para la integración de bloques de generación distribuida</i>	24
2.3.2.	<i>Identificación de puntos críticos</i>	25
2.3.3.	<i>Integración de centrales hidroeléctricas</i>	28
2.3.4.	<i>Integración de centrales fotovoltaicas</i>	29
2.3.5.	<i>Integración de centrales eólicas</i>	30
CAPÍTULO 3.....		31

3.	Resultados y análisis	32
3.1.	Resultados	32
3.1.1.	<i>Técnicos</i>	32
3.1.2.	<i>Financiero</i>	35
3.2.	Análisis	37
CAPÍTULO 4.....		41
4.	Conclusiones y recomendaciones	42
4.1.	Conclusiones.....	42
4.2.	Recomendaciones	43
Referencias.....		44
Apéndices.....		47
6.	Apéndice A	47

Abreviaturas

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
WECS	Sistemas de Conversión de Energía Eólica
GD	Generación Distribuida
O&M	Operaciones y Mantenimiento
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
UN	Unidad de Negocio
CO ₂	Dióxido de Carbono
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables

Simbología

m ²	metros
kM	Kilometro
V	Volteos
A	Amperios
USD	dólar estadounidense
kW	kilo Watts
kWh	kilo Watts hora
kWp	kilo Watts pico
kVA	kilo Volts Amperios
MW	Mega Watts
MWh	Mega Watts hora
GWh	Giga Watts hora

Índice de figuras

Figura 2.1 Zonas protegidas de la provincia de El Oro	28
Figura 3.1 Alimentadores	32
Figura 3.2 Sistemas agregados de la red	33
Figura 3.3 Red de distribución de la UN de El Oro.....	34
Figura 6.1 Información de alimentadores.	47
Figura 6.2 Red de distribución (antes).....	48
Figura 6.3 Catálogo de Productos	48
Figura 6.4 Unidad de Negocio El Oro	49
Figura 6.5 Área de servicio eléctrico	50
Figura 6.6 Atlas solar.....	50
Figura 6.7 Atlas de viento.....	51
Figura 6.8 Relieve del terreno.....	51
Figura 6.9 Flujo de carga - Reporte sumario (antes).....	52
Figura 6.10 Flujo de carga - Reporte sumario (después)	53
Figura 6.11 Evaluación financiera hidroeléctricos	54
Figura 6.12 Evaluación financiera eólica.....	55
Figura 6.13 Evaluación financiera solar	55

Índice de tablas

Tabla 1.1 Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad	18
Tabla 2.1 Puntos críticos	27
Tabla 3.1 Condiciones anormales	35
Tabla 3.2 Número de barras, cables y líneas.....	35
Tabla 3.3 Producción de energía y pérdidas totales	35
Tabla 3.4 Energía ahorrada por tecnología	36
Tabla 3.5 Ahorro en energía comprada.....	36
Tabla 3.6 Costos y multas	37
Tabla 3.7 Valores de VAN y TIR	37

CAPÍTULO 1

1. Introducción

El interés por la generación distribuida ha aumentado considerablemente en los últimos años, esto en virtud de aprovechar diferentes formas de energía primaria, así como también con el alcance de mayores avances tecnológicos y una mayor concientización por el cambio climático han fomentado este interés [1]. La generación distribuida es un enfoque reciente en la industria energética y se ha convertido en una estrategia clave para muchas empresas permitiéndoles avanzar hacia modelos de consumo y producción más sostenible al tiempo que aplican estrategias modernas de gestión inteligentes de recursos.

Sin embargo, la integración de este tipo de tecnología en las redes de distribución requiere a menudo de estudios de viabilidad técnica y económica ya que frecuentemente la variabilidad del recurso primario de este tipo de fuentes es un aspecto no presente de manera convencional, así como también resulta de interés ponderar que efecto tiene esta integración en la reducción de las pérdidas técnicas. De igual forma la ubicación estratégica de los generadores distribuidos representa un desafío ya que las variables meteorológicas tienen distintos valores dependiendo de la zona. En consecuencia, de lo mencionado resulta pertinente el desarrollo de estudios considerando datos reales con los cuales trabajan las empresas distribuidoras.

En el presente documento se realizó un estudio para la empresa CNEL EP con el fin de identificar cuantos alimentadores de la Unidad de Negocios El Oro se encontraban operando con condiciones anormales e integrar bloques de generación distribuida a la red con el objetivo de mitigar los efectos que causan dichas alteraciones, sustentados desde un enfoque técnico y económico. Esto implicó analizar costos de inversión, beneficios operativos y otros indicadores que se detallan en el desarrollo de este documento.

Este tipo de trabajos no se han realizado anteriormente para la Unidad de Negocios El Oro, pero existen trabajos similares desarrollados en otros sectores del país, tal es el caso del Estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de generación distribuida en la red de distribución de Unidad de Negocios Sucumbíos [2] y Estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de generación distribuida en la red de distribución UN Milagro [3].

Para la elaboración de este proyecto fue necesario software CYME ya que la empresa distribuidora tenía implementada la red en este programa constituyéndose dicho caso como un escenario sin generación distribuida y en donde se desarrollaron las simulaciones que fueron la base de este estudio. Adicionalmente, contribuimos con los Objetivos de Desarrollo Sostenible que son el 7 y el 11 de la agenda 2030 ya que al plantear la utilización de generación distribuida contribuyen a garantizar energía asequible y no contaminante, también brinda perspectivas sobre ciudades y comunidades sostenibles.

1.1. Descripción del Problema

La UN El Oro presta servicio a toda la provincia de El Oro y parte de la zona sur de la provincia del Guayas. El sistema de distribución de CNEL EP UN El Oro está abastecido por 18 subestaciones, 26 transformadores de potencia y 1 punto de entrega del SNT. Debido a la lejanía de puntos de carga con respecto a las subestaciones y al alto porcentaje de cargabilidad de los alimentadores, se tienen equipos en condiciones anormales tal como sobrecargas, subtensiones, sobretensión, esto provoca inconvenientes de excedente de flujo de corriente que no puede soportar el conductor, aumento y/o caída de tensión de larga duración. Por tal razón, estos puntos son considerados críticos y deben ser analizados de tal manera que se busque una alternativa para mejorar sus indicadores técnicos.

En Ecuador, hasta el momento, se ha observado un progreso limitado en la implementación de la Generación Distribuida, lo cual no ha generado impactos significativos en las redes de distribución. No obstante, con el constante avance de las tecnologías de energías renovables, su disminución de costos y la implementación de políticas que fomentan la transición energética en el país, se anticipa un aumento en la demanda de instalaciones de estas tecnologías [5]. Esto podría tener un impacto considerable en los sistemas de distribución eléctrica del país.

1.2. Justificación

La mejora del sistema de distribución de la UN El Oro permite que los alimentadores existentes no estén sobrecargados, disminuye las caídas de voltaje, índice de cargabilidad y pérdidas, reduce los tiempos de interrupción, entre otros. Por lo tanto, estos beneficios impulsaron la realización de este proyecto a través de la investigación del impacto que la generación distribuida tiene en las redes de distribución de la UN El Oro.

Por este motivo se plantea la integración de bloques de generación de energía renovable; tal como: fotovoltaica, eólica e hidráulica; en los puntos críticos de la red de distribución, sustentado con un análisis comparativo de carácter técnico y económico con la finalidad de determinar si es viable.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Determinar la viabilidad de la integración de bloques de generación distribuida en puntos críticos del sistema de distribución de CNEL EP Unidad de Negocio (UN) El Oro con el fin de mejorar la fiabilidad y la calidad de servicio a través de un análisis técnico y económico.

1.3.2. *Objetivos Específicos*

- Realizar el análisis ponderativo de los indicadores técnico a nivel de alimentadores de distribución de medio voltaje para la identificación de los puntos críticos de la red de CNEL EP UN El Oro.
- Simular los flujos de carga considerando la demanda energética del alimentador y la generación distribuida; eólica, hidráulica y fotovoltaica; para el dimensionamiento y ubicación.
- Evaluar costos asociados, inversiones y multas mediante un análisis de VAN y TIR.

1.4. Marco teórico

En la presente sección se detalla conceptos que sirven de base para el desarrollo de este proyecto, así como también se revisaron algunos estudios relacionados tal como se detalla a continuación:

1.4.1. *Sistemas de generación*

El sistema de generación es el conjunto de instalaciones, conductores y tecnología necesaria para generar, transportar y distribuir la energía eléctrica. Tienen diferentes materias primas; renovables y no renovables; y pueden ser clasificada en generación centralizada y distribuida.

La generación distribuida es aquella que está conectado al sistema de distribución; red de baja y media tensión; y cerca del consumidor. Es una alternativa apreciable ya que aumenta la confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica ya sea a corto o mediano plazo. Se destaca las tecnologías basadas en energías renovables tales como: turbinas eólicas, instalaciones fotovoltaicas, solar térmica, entre otras.

El rol y aporte de esta generación depende de las políticas y normativas del sector energético. Estos elementos trabajan en conjunto para establecer un ambiente propicio para el crecimiento económico, la equidad social, la protección del medio ambiente y el uso de los recursos energéticos renovables [1].

1.4.2. Beneficios de la generación distribuida

En el mercado eléctrico, la generación distribuida tiene múltiples beneficios ya que está conectado al sistema de distribución. Dichos beneficios son económicos, técnicos y ambientales-sociales [2]. A continuación, se detalla los más importantes:

- Reduce de costos en la construcción y/o ampliación de redes de transmisión.
- Mitiga el desbalance entre oferta y demanda eléctrica a largo, mediano y corto plazo.
- Disminuye las pérdidas técnicas ya que suministra electricidad a la red de distribución de manera directa.
- Integración de nuevas tecnologías renovables en reemplazo de la generación basadas en combustible fósil.

Con estos beneficios el país ahorra recursos para los desafíos del presente y las aspiraciones hacia un futuro energético más eficiente, sostenible, accesible para todos y ayuda a preservar el medio ambiente. Ecuador tiene un constante compromiso de incentivar a inversiones privada para ampliar la matriz energética basadas en políticas de energía renovable. [3]

1.4.3. Energía solar y fotovoltaica

En Ecuador la generación de energía de fuentes no convencional tal como biomasa, fotovoltaicas, eólica, entre otras; no supera el 2%. De noviembre 2021 a octubre 2022, la generación fotovoltaica es aproximadamente de 37.81 GWh lo que representa el 0.14% de la producción de energía renovable [4]. El país cuenta con una alta radiación solar, lo cual lo hace

privilegiado con un gran potencial fotovoltaico. La energía fotovoltaica se considera la más simple y menos contaminante ya que no requiere de combustible o turbina para convertir el calor en electricidad.

1.4.4. Energía hidráulica en Ecuador

La generación hidráulica en Ecuador tiene antecedentes históricos significativos. Desde 1992, el país ha enfrentado crisis cíclicas de energía eléctrica debido a déficits en la generación, principalmente por la falta de infraestructura. En respuesta, se priorizó el desarrollo de la matriz productiva, y a partir de 2007 se inició la implementación de mega infraestructuras en diferentes partes del país para aprovechar el recurso natural del agua en la creación de numerosas plantas hidroeléctricas [5]. Estos proyectos han contribuido a la sostenibilidad y al cambio de la matriz energética del país, con el objetivo a mediano y largo plazo de lograr autonomía energética y reducir las emisiones de CO₂.

La energía hidráulica funciona mediante la conversión de la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica. Este proceso se lleva a cabo en una central hidroeléctrica, donde el agua en movimiento hace girar las turbinas, que a su vez activan un generador para producir electricidad. El agua es controlada a través de compuertas y embalses para regular su flujo y garantizar un suministro constante de energía. Este método de generación de energía es considerado limpio y renovable, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero y utiliza un recurso natural renovable como el agua [6].

1.4.5. Energía eólica en Ecuador

La producción de energía eólica en Ecuador ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. En 2007, se inauguró el primer parque eólico en las Islas Galápagos, con una potencia instalada de 2,4 MW. Desde entonces, se han desarrollado nuevos proyectos, como el

Parque Eólico Villonaco en la provincia de Loja y el proyecto en la parroquia Salinas en la provincia de Imbabura. Estos proyectos, junto con otros en desarrollo, han contribuido a aumentar la capacidad eólica instalada en Ecuador a 27,4 MW para finales de 2019, con el objetivo del gobierno de alcanzar los 200 MW en un plazo de 5 años.

Además, se ha observado un impulso significativo por parte del gobierno ecuatoriano para promover el uso de tecnologías ambientales limpias y energías renovables, con el fin de reducir las emisiones de CO₂ y fomentar la eficiencia energética a todos los niveles. La producción de energía eólica en Ecuador ha experimentado un crecimiento notable en los últimos años, con la implementación de varios proyectos y el respaldo del gobierno para promover las energías renovables [7].

La energía eólica se produce mediante el aprovechamiento de la fuerza del viento para generar electricidad a través de aerogeneradores conectados a las redes de distribución de energía eléctrica. Los aerogeneradores capturan la energía cinética del viento y la convierten en energía mecánica, la cual es transformada en energía eléctrica a través de un generador. Este proceso se basa en la rotación de las aspas del aerogenerador, que al girar generan movimiento en el eje del generador, produciendo así electricidad.

1.4.6. Inventario de recursos energéticos del Ecuador

Este documento tiene 10 carpetas que contienen información sobre proyectos hidroeléctricos, atlas eólico y solar, atlas bioenergético, entre otros. Además, se destaca que este inventario fue elaborado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y contiene información recabada y procesada de varios organismos e instituciones relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano. [8]

De este documento tomamos la carpeta No. 3 y No. 9: Proyectos Hidroeléctricos De Pequeña Capacidad (potencia entre 1 Y 9,99 MW) de la provincia El Oro y Proyectos Adicionales Con Fuentes De Energía Renovable en la provincia de El Oro:

Tabla 1.1 *Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad*

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Rio	Potencia (MW)	Cantón
Casacay	Casacay	6,10	Pasaje
Balsas	Moro-Moro	0,72	Balsas
Ayapamba	Calera	0,52	Zaruma
Chilla	Chillayacu	0,25	Zaruma
Las Lajas	Las Lajas	0,16	Las Lajas
La Bocana	Piedras	0.07	Piñas
La Victoria	Las Lajas	0.04	Las Lajas

Nota. Datos tomados del Inventario De Recursos Energéticos Del Ecuador Con Fines De Producción Eléctrica – 2015 (2023)

1.4.7. Regulaciones y políticas

Las regulaciones y políticas relacionadas con la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica en Ecuador son las siguientes:

Decreto Ejecutivo Nro. 1036 de 6 de mayo de 2020: Este decreto fusiona la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables".

Decreto Ejecutivo Nro. 1204 de 4 de diciembre de 2020: Este decreto declara la mejora regulatoria como política de Estado y establece como fines de la mejora regulatoria la mejora de la calidad de las regulaciones para favorecer el clima de negocios e inversiones, promover la

innovación e impulsar el emprendimiento de pequeñas y medianas empresas, reduciendo los costos de cumplimiento.

Resolución Nro. ARCERNNR-014/21 y regulación Nro. ARCERNNR-002/21: Esta resolución establece que las Empresas de Generación Distribuida (EGD) no podrán desarrollar Centrales de Generación Distribuida (CGD) que se ubiquen a una distancia menor o igual a 1 kilómetro entre sí, en caso de que la suma de sus capacidades nominales sea igual o mayor a 1 MW. Asimismo, una EGD no podrá desarrollar CGDs de capacidad nominal menor a 1 MW que se ubiquen a una distancia menor o igual a 1 kilómetro de CGDs de capacidad menor a 1 MW de propiedad de otra EGD con la que tengan en común.

Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023: Esta resolución declara el incumplimiento de índices de calidad a Consumidores en Alto Voltaje (AV) conlleva a la imposición de sanciones a la distribuidora por cada índice incumplido, estableciendo una sanción de 20 Salarios Básicos Unificados (SBU) por consumidor y por índice incumplido. Además, la distribuidora debe implementar acciones para subsanar los incumplimientos en los puntos de medición en AV, y estas acciones no podrán exceder un término máximo de ciento veinte (120) días contados desde la notificación de la resolución de la sanción.

El incumplimiento de los índices de calidad a Consumidores en Bajo Voltaje (BV), Medio Voltaje (MV), barras de salida de subestaciones y transformadores de distribución conlleva a la imposición de sanciones a la distribuidora por cada índice incumplido, estableciendo una sanción de 20 SBU por consumidor y por índice incumplido. Además, la distribuidora debe implementar acciones para subsanar los incumplimientos en los puntos de medición en BV, MV, barras de salida de subestaciones y transformadores de distribución, y estas acciones no podrán exceder un

término máximo de ciento veinte (120) días contados desde la notificación de la resolución de la sanción.

El incumplimiento reiterado de los índices de calidad de servicio conlleva a la imposición de sanciones más severas. En el caso de incumplimientos reincidentes, la sanción puede llegar a ser de 30 SBU. En el caso de la reincidencia, la sanción puede llegar al máximo de 40 SBU. Además, en caso de reincidencia, la distribuidora deberá implementar nuevamente acciones para subsanar los incumplimientos, conforme a lo establecido en la regulación correspondiente.

1.4.8. Impacto ambiental

El impacto ambiental de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica en Ecuador puede variar dependiendo de la tecnología utilizada y las prácticas de operación y mantenimiento. Sin embargo, en general, se considera que la generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable tiene un menor impacto ambiental en comparación con la generación centralizada a partir de combustibles fósiles.

Las tecnologías de generación distribuida más comunes en Ecuador incluyen la generación fotovoltaica (energía solar), la generación eólica (energía eólica), la generación de biogás y la generación de biomasa. Estas tecnologías utilizan recursos naturales renovables y no emiten gases de efecto invernadero durante la generación de electricidad.

Además, la generación distribuida puede reducir las pérdidas de transmisión y distribución de electricidad, lo que contribuye a una mayor eficiencia energética y a la reducción de emisiones de gases contaminantes. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la implementación de la generación distribuida también puede tener impactos ambientales negativos si no se lleva a cabo de manera adecuada. Por ejemplo, la construcción de infraestructuras para la generación distribuida puede tener un impacto en los ecosistemas locales y la biodiversidad [9]. Por lo tanto,

es fundamental que se implementen medidas adecuadas de mitigación y seguimiento ambiental para minimizar cualquier impacto negativo.

1.4.9. Beneficios ambientales

Al utilizar fuentes de energía renovable, como la energía solar o eólica, la generación distribuida reduce la dependencia de combustibles fósiles y disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que contribuye a la mitigación del cambio climático y a la reducción de la contaminación ambiental. Por ejemplo, los sistemas de energía fotovoltaico no necesitan de agua durante su funcionamiento, a diferencia de las centrales eléctricas convencionales que normalmente requieren de grandes cantidades de agua para la generación de vapor y enfriamiento, lo que ayuda a conservar este recurso vital.

1.4.10. Contribución a la sostenibilidad

La generación distribuida puede ayudar a mejorar la resiliencia y la estabilidad de la red eléctrica al diversificar las fuentes de generación y reducir la carga en las líneas de transmisión y distribución. Al generar electricidad cerca del punto de consumo, se reducen las pérdidas de energía en la transmisión y se mejora la eficiencia del sistema.

Asimismo, la generación distribuida puede fomentar la participación de las empresas, comunidades y consumidores en la gestión de la energía, promoviendo la eficiencia energética y la reducción del consumo. Se estimula a la innovación tanto tecnológica como económica e impulsa a un mercado más diverso y competitivo.

En resumen, al integrar generación distribuida se contribuye a la sostenibilidad de la red eléctrica ya que se promueve una mayor eficiencia energética, reduce las emisiones de gases contaminantes y fortalece la resiliencia del sistema frente a eventos climáticos extremos o interrupciones en la red.

CAPÍTULO 2

2. Metodología

Este trabajo tiene como finalidad mejorar el sistema de distribución de la UN El Oro a través de generación distribuida, utilizando principalmente tres fuentes de energías renovables, la energía solar, eólica e hidráulica, según sea el caso. Además, determinar si es técnica y económicamente viable para la empresa eléctrica se detallan a continuación el método de trabajo usado.

2.1. Enfoque investigativo

En el sistema de distribución de la UN El Oro se tiene puntos críticos, a los cuales se debe hacer un seguimiento continuo para la correcta integración de bloques de generación distribuida. Para plantear la propuesta es necesario el uso de métodos de investigación cuantitativa y experimental, con el fin de recopilar, analizar datos numéricos y establecer las relaciones causa-efecto expuestas por el representante del departamento de planificación de CNEL, de manera que esta información nos ayude a implementar la mejor solución posible.

A lo largo de este proyecto se debe tener presente factores importantes, tales como: la demanda máxima de los alimentadores, área del terreno, entre otras; esto debe ir de la mano de las necesidades existentes de la UN El Oro como lo son las condiciones anormales; sobrecargas, subtensiones, sobretensiones; lo que hace evidente que la integración de la generación distribuida puede proporcionar apoyo adicional durante periodos de demanda pico, reduciendo la presión sobre la red eléctrica.

2.2. Tipos de investigación

Para el desarrollo del proyecto se requiere dos tipos de investigación, cuantitativo y experimental lo cual se detallan a continuación:

2.2.1. Investigación cuantitativa

En esta investigación se tiene como objetivo la recopilación y el análisis de los datos numéricos tal como la demanda pico, capacidad de corrientes, entre otras, con el fin de determinar los puntos críticos de la red. Para esto se tuvo el acceso los flujos de potencia del mes de mayo del año 2023, en donde se detallan las subestación, código e información de los alimentadores y de los transformadores.

2.2.2. Investigación experimental

En esta investigación se establece relación causa-efecto mediante la manipulación controlada de variables independiente atreves de simulaciones de flujos de carga con el fin de mejorar la eficiencia de la red, además de reducir las condiciones anormales en los puntos críticos.

2.3. Desarrollo de la propuesta

Para realizar la integración de bloques de generación distribuida se ha decidido usar tres fuentes de energía renovable, la cual son: solar, eólica e hidráulica; además también hay restricciones que se detallan a continuación:

- La suma total de la generación distribuida, GD, agregada debe ser menor o igual a la demanda pico del alimentador.
- La GD de la misma fuente de energía debe estar ubicada a una distancia mayor o igual a 1 kilómetro entre sí.
- La potencia instalada debe ser menor o igual a 3 MW.

A continuación, se describe los softwares y el proceso que se usa para la integración de bloques de GD.

2.3.1. Softwares para la integración de bloques de generación distribuida

Para este proyecto se ha usado los siguientes programas:

- CYME: Es un programa utilizado para el análisis y diseño de sistemas eléctricos de potencia. Además, permite realizar análisis de flujos de carga con el fin de evaluar la distribución de la carga y la tensión en diferentes partes de la red.
- Google maps: Este servicio en línea permite explorar mapas, ver imágenes satelitales e información geográfica tal como coordenadas, área de superficie de un terreno, entre otras.
- Atlas global solar: Esta aplicación permite calcular la producción de energía solar en la ubicación deseada. Posee diferentes capas de mapas tal como erradicación horizontal, irradiación directa, temperatura, entre otras.
- Atlas global del viento: Esta aplicación permite calcular la producción de energía solar en la ubicación deseada. Posee diferentes capas de mapas tal como velocidad media del viento y densidad de potencia eólica, calculadora de rendimiento energéticos entre otras.
- ArcGis (Ministerio de energía y minas Ecuador): Es una plataforma en línea para la implementación de servicios web geoespaciales, lo cual permite publicar mapas, datos y herramientas de análisis.
- GeoPortal (CNEL Ecuador): Es una plataforma en línea para la implementación de servicios web geoespaciales, lo cual permite publicar mapas, datos y herramientas de análisis para facilitar el acceso a los usuarios.

2.3.2. Identificación de puntos críticos

En la información de los alimentadores, la demanda se clasifica en media, base y máxima, su franja horaria es de 22:00 - 6:00, 6:00 - 18:00 y 18:00 – 22:00 respectivamente. Cabe recalcar

que estos valores vienen dados en MW, para nuestro análisis se determinó la corriente alterna trifásica en base a las demandas de los alimentadores con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V_u * f_p} \quad (2.1)$$

La capacidad del conductor de los alimentadores se analiza mediante el código y el calibre del cable, esta información se encuentra registrada en el GeoPortal CNEL EP. Para el análisis determinamos la capacidad con la corriente del conductor que se multiplica por un factor x, el cual es 0.66 si el tramo tiene más de dos ramales conectados caso contrario es 0.55. Para definir el factor multiplicativo se observa todo el tramo y nodos del alimentador.

Por otro lado, los puntos críticos son indicadores que sugiere si el conductor del alimentador tiene o no un exceso de consumo eléctrico; en otras palabras, la capacidad de corriente circulante es mayor a la corriente máxima; los indicadores se determinaron mediante la relación de la corriente de mayor demanda entre la capacidad del conductor.

Este procedimiento se replicó para los todos los alimentadores y se encontró que 29 de los 83 alimentadores operan con exceso de consumo eléctrico, mismos que se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 2.1 Puntos críticos

Subestación	Alimentadores		
	Código	Nombre	Demanda
La Peaña	07PE010T12	Pasaje	Media
	07PE010T21	Malecón	Máxima
El Cambio	07CA030T13	Expreso 1	Media
Machala	07MA040T21	Madero Vargas	Media
Los Pinos	07PI060T11	Puerto Bolívar	Base
	07PI060T12	Aut. Portuoria	Máxima
	07PI060T13	Barrios del Sur	Máxima
Santa Rosa	07SR070T13	Bolívar	Media
	07SR070T21	Bellavista – La Avanzada	Máxima
	07SR070T16	El Porvenir	Base
Machala centro	07MC080T11	Sucre	Media
	07MC080T11	El Telégrafo	Base
Arenillas	07AR090T16	Jambelí 2	Base
Portovelo	07PO100T21	Piñas	Máxima
	07PO100T24	Osorio	Media
Huaquillas	07HU110T13	Hualtaco	Máxima
	07HU110T21	Huaquillas	Media
	07HU110T22	Cabo Minacho	Media
Pagua	07PA120T11	Ponce Enrique	Media
	07PA120T14	La López	Media
	07PA120T21	La Cadena	Media
Sacaray	07SA140T11	Balsas	Media
La Iberia	07IB150T14	Loma	Media
La Primavera	07PR170T11	Sauces	Máxima
	07PR170T13	El Aguador	Media
	07PR170T14	Puerto Grande	Máxima
	07PR170T15	Vela	Media
El Bosque	07BO180T11	Florida	Base
	07BO180T13	Las Brisas	Máxima

Nota. La tabla muestra los puntos críticos identificados en el sistema de distribución de

CNEL EP UN El Oro. Datos tomados de Demandas De Alimentadores Mes Marzo De

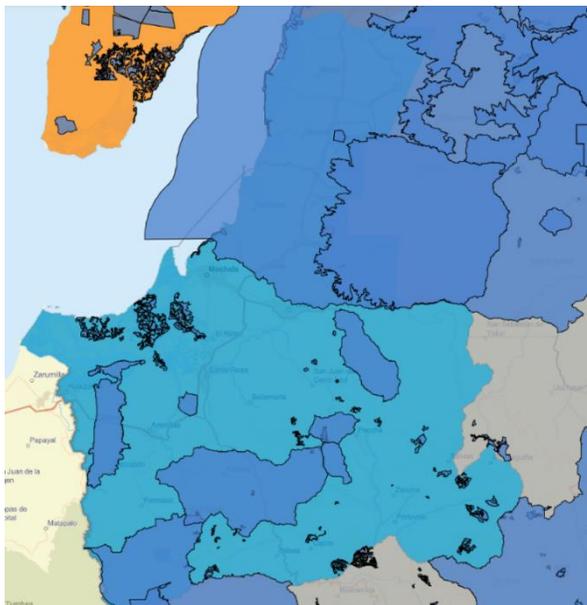
2023 Y Cargabilidad De Transformadores De Potencia – 2023

Con respecto a la identificación de la fuente de energía renovable que usamos para la integración de los boques de generación distribuida a la red, lo determinamos con la franja horaria

de mayor demanda del alimentador, como, por ejemplo, para la demanda media, el recurso renovable usado es la solar.

Para la integración de los bloques de generación distribuida, identificamos lotes vacíos, con dimensiones mayores a 500 m², se evaluó el potencial del recurso renovable; ya se en el atlas global o en el inventario de recursos energéticos según corresponda; y se verifica que no se encuentre situado en zonas protegidas; tales como áreas protegidas, bajo conservación y humedales. En muchos casos, se busca equilibrar la necesidad de generar energía protegiendo el medio ambiente, esto requiere de evaluaciones de impacto ambiental exhaustivas y de tecnologías de generación amigables con el entorno para no comprometer su integridad.

Figura 2.1 *Zonas protegidas de la provincia de El Oro*



Nota. La figura muestra las áreas protegidas, bajo conservación, humedales. ArGis CNEL EP.

2.3.3. Integración de centrales hidroeléctricas

En la información de los proyectos hidroeléctricos, se presentó el cantón, el río y la potencia instalable de las 7 centrales que se encuentran en la provincia de El Oro. Para la integración de

bloques de generación distribuida simulamos el flujo de carga de todos los alimentadores, seleccionamos un nodo del tramo del alimentador más cercano al cantón y río del proyecto, agregamos la microturbina al nodo, desplazamos la central a un lugar apropiado tomando en cuenta las zonas protegidas y áreas urbanas. Modificamos la potencia de salida tanto de la microturbina como del ondulator y el tipo de control del último componente mencionado. Replicamos el proceso para todos los proyectos hidroeléctricos.

Para finalizar, sumamos la potencia de salida de los sistemas agregados en el tramo del alimentador, calculamos la distancia entre las centrales de la misma fuente de energía y verificamos que se cumplan las restricciones. Cabe destacar que la potencia instable no siempre es la misma que la potencia de salida del sistema.

2.3.4. Integración de centrales fotovoltaicas

Para la integración de centrales fotovoltaicas modificamos la demanda y simulamos el flujo de carga del alimentador, seleccionamos un nodo del tramo más cercano al terreno vacío identificado. Calculamos la potencia fotovoltaica instalable, que es la multiplicación del área por la relación entre la irradiación horizontal global y la potencia fotovoltaica específica, ver la ecuación (2.2).

$$Watts_{agg\ pv} = \text{área}[m^2] * \frac{GHI \left[\frac{kWh}{kWh} \right]}{PVOUT \left[\frac{kWh}{m^2} \right]} \quad (2.2)$$

Agregamos el sistema fotovoltaico al nodo seleccionado, desplazamos la central a un lugar apropiado tomando en cuenta las zonas protegidas y áreas urbanas, modificamos la potencia de salida tanto del sistema como del ondulator y el tipo de control del último componente mencionado. Replicamos el proceso a los alimentadores cuyo recurso renovable sea el sol.

Para finalizar, sumamos la potencia de salida de los sistemas agregados en el tramo del alimentador, calculamos la distancia entre las centrales de la misma fuente de energía y

verificamos que cumplan las restricciones. Cabe destacar que la potencia instable no siempre es la misma que la potencia de salida del sistema.

2.3.5. Integración de centrales eólicas

Para la integración de centrales eólicas modificamos la demanda y simulamos el flujo de carga del alimentador, seleccionamos un nodo del tramo más cercano al terreno vacío identificado. Calculamos la potencia eólica instalable, que es la multiplicación del área por la densidad media de potencia, ver la ecuación (2.3).

$$Watts_{agg\ wind} = Densidad\ media\ de\ potencia\ \frac{W}{m^2} * \acute{a}rea[m^2] \quad (2.3)$$

Agregamos el sistema de conversión de energía eólica, WECS, al nodo seleccionado, desplazamos la central a un lugar apropiado tomando en cuenta las zonas protegidas y áreas urbanas, modificamos la potencia de salida tanto de sistema como del ondulator y el tipo de control del último componente mencionado. Replicamos el proceso a los alimentadores cuyo recurso renovable sea el viento.

Para finalizar, se suma la potencia de salida de los sistemas agregados en el tramo del alimentador, calculamos la distancia entre las centrales de la misma fuente de energía y verificamos que cumplan las restricciones. Cabe destacar que la potencia instable no siempre es la misma que la potencia de salida del sistema.

CAPÍTULO 3

3. Resultados y análisis

Después de una breve explicación de la metodología, es indispensable continuar con la descripción de los resultados obtenidos para ello simulamos los flujos de carga y evaluaciones financieras con la finalidad de proporcionar información valiosa para el análisis y la toma de decisión.

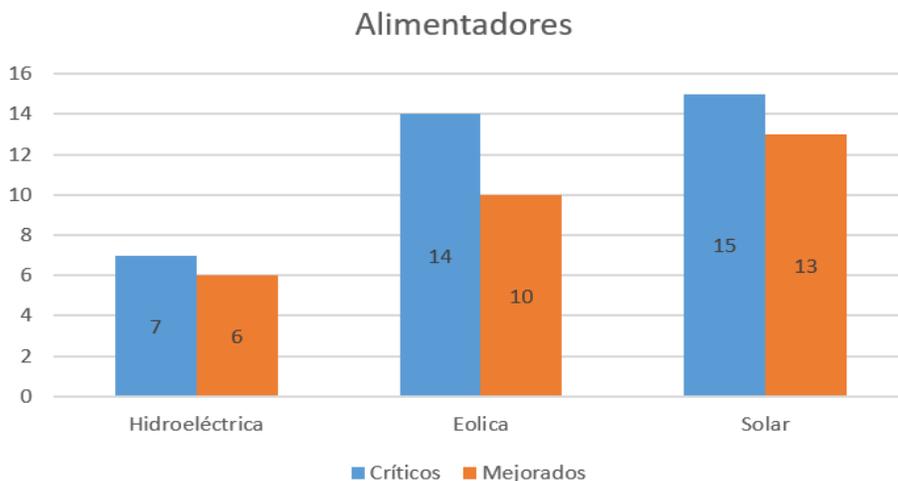
3.1. Resultados

A continuación, se detallan los resultados técnicos y financiero del proyecto:

3.1.1. Técnicos

Se muestra la cantidad de alimentadores que con estados críticos y mejorados clasificados por las centrales agregadas.

Figura 3.1 Alimentadores



Alimentadores mejorados



Nota. La figura muestra la cantidad de alimentadores mejores antes (azul) y después (naranja) de la integración de bloques de generación distribuida.

Adicionalmente, se muestra la cantidad de sistemas por tecnologías agregados a la red de distribución de CNEL EP El Oro.

Figura 3.2 *Sistemas agregados de la red*



Nota. La figura muestra la cantidad de sistemas agregados por tecnología a la red de distribución de CNEL EP El Oro.

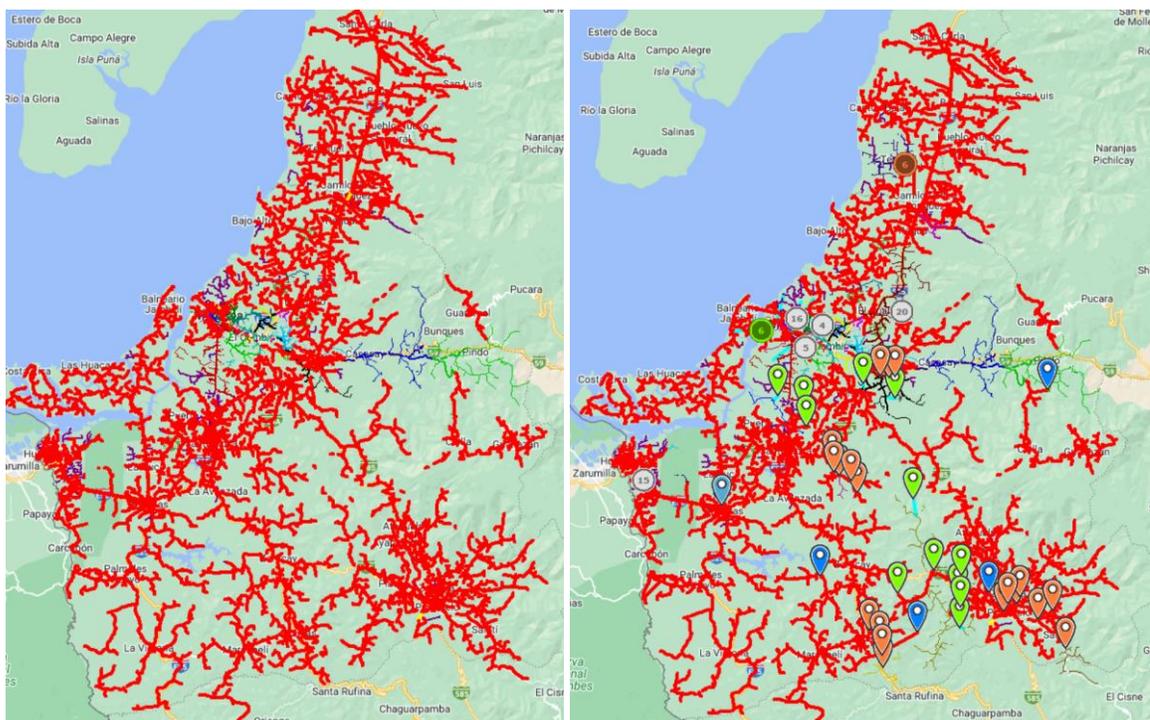
De los 7 proyectos hidroeléctricos agregados, solo 6 de ellos dejamos en estado conectado, puesto que la potencia de la central del proyecto Casacay es 6.1 MW, lo cual incumple con las restricciones. Además, al simular el flujo de carga denotamos que todo el tramo operaba con sobretensión, es decir que existe aumento de voltaje por encima de los valores máximos establecidos. Por otro lado, se detalla la integración de los sistemas agregados en los 29 alimentadores que determinamos que encuentran operando con exceso de consumo eléctrico q con exceso de consumo eléctrico

De 14 alimentadores cuya fuente de recurso es el viento, en los 10 alimentadores agregamos un total de 30 WECS, que fueron situados en los nodos de las líneas áreas trifásicas y monofásicas; lo cual inyecta potencia con el fin de mejorar el tramo de los alimentadores, es decir que reducimos el valor de las condiciones anormales, tal como sobrecarga, subtesión y sobretensión. Los 4 alimentadores restantes, denotamos que en 3 alimentador al agregar WECS y simular el flujo de carga, las condiciones anormales aumentaban por ende tomamos la decisión de eliminar los sistemas. Por otro lado, en el tramo del alimentador Aut. Portuaria, observamos que no se necesitaba agregar sistemas ya que las líneas operaban sin condiciones anormales.

De 15 alimentadores cuya fuente de recurso es el solar, en los 10 alimentadores agregamos un total de 70 sistemas fotovoltaicos, que fueron situados en los nodos de las líneas áreas trifásicas y monofásicas; lo cual inyecta potencia con el fin de mejorar el tramo de los alimentadores, es decir que reducimos el valor de las condiciones anormales, tal como sobrecarga, subtensión y sobretensión. Por otro lado, los 2 alimentadores restantes en el tramo observamos que no se necesitaba agregar sistemas ya que las líneas operaban sin condiciones anormales.

A continuación, mostramos la red de distribución de CNEL EP El Oro.

Figura 3.3 Red de distribución de la UN de El Oro



Nota. La figura muestra el antes (lado izq.) y después (lado der.) de la integración de bloques de generación distribuida.

Presentamos las condiciones anormales de los componentes de la red, tal como cable, fuentes, transformadores, entre otros junto el número de barras fuera de límite junto con cable y líneas sobrecargas de antes y después de la integración de bloques de generación distribuida.

Tabla 3.1 *Condiciones anormales*

	Antes	Después
Sobrecarga	6463	6420
Subtensión	153533	131782

Nota. La tabla muestra las condiciones anormales antes y después de la integración de los bloques de generación distribuida.

Tabla 3.2 *Número de barras, cables y líneas*

	Antes	Después
Barras fuera de límites	58771	50505
Cables y líneas sobrecargadas	2894	2741

Nota. La tabla muestra el número de barras fuera de límite junto con cables y líneas sobrecargadas antes y después de la integración de bloques de generación distribuida.

Adjuntamos la producción de energía y pérdidas de totales.

Tabla 3.3 *Producción de energía y pérdidas totales*

	Antes [kW]	Después [kW]
Fuente	284388,83	195192,53
Generadores	0	91609,88
Pérdidas totales	16049,45	14929,71

Nota. La tabla muestra producción y pérdidas antes y después de la integración de bloques de generación distribuida.

3.1.2. Financiero

Para el análisis financiero se consideró los valores correspondientes a energía anual ahorrada en (MWh) de las centrales agregadas y ahorro de energía comprada (USD) para un periodo de 20 años. A continuación, se muestran las respectivas tablas.

Tabla 3.4 *Energía ahorrada por tecnología*

Tecnología	Generación instalada (MW)	Energía anual (MWh)	Energía ahorrada (MWh)
Hidroeléctrica	1,76	7.015,01	7.417,46
Eólica	28,85	28.305,31	29.929,20
Solar	63,12	77.410,37	81.851,43
Total	93,73	112.730,69	119.198,08

Nota. La tabla muestra la energía ahorrada por tecnología después de la integración de bloques de generación distribuida.

Tabla 3.5 *Ahorro en energía comprada*

Año	Energía ahorrada (MWh)	Ahorro en energía comprada (USD)
0	0	0
1	119.198,08	5.815.208,44
2	118.006,10	5.757.056,35
3	116.826,04	5.699.485,79
4	115.657,78	5.642.490,93
5	114.501,20	5.586.066,02
6	113.356,19	5.530.205,36
7	112.222,63	5.474.903,31
8	111.100,40	5.420.154,28
9	109.989,40	5.365.952,73
10	108.889,51	5.312.293,21
11	107.800,61	5.259.170,27
12	106.722,60	5.206.578,57
13	105.655,38	5.154.512,78
14	104.598,83	5.102.967,66
15	103.552,84	5.051.937,98
16	102.517,31	5.001.418,60
17	101.492,14	4.951.404,41
18	100.477,21	4.901.890,37
19	99.472,44	4.852.871,47
20	98.477,72	4.804.342,75

Nota. La tabla muestra ahorro en energía comprada después de la integración de bloques de generación distribuida.

Además, adjuntamos los costos tanto de inversión como de operación y manteniendo anual de los bloques de generación distribuida. También se incluye el ahorro de sanciones por incumplimiento de la calidad de servicio.

Tabla 3.6 Costos y multas

Tecnología	Costo de inversión (USD/MWp)	Costo anual O&M (USD/MWp)	Multas (USD/año)
Hidroeléctrica	8.201.600,00	56.056,00	662.400,00
Eólica	36.062.500,00	148.635,20	1.104.000,00
Solar	44.184.000,00	220.920,00	1.435.200,00
Total	88.448.100,00	425.611,20	3.201.600,00

Nota. La tabla muestra costos de inversión total, anual de O&M y penalización por incumplimiento por voltaje después de la integración de bloques de generación distribuida.

Por último, la evaluación financiera de cada tecnología integrada a la red de distribución CNEL EP El Oro se obtiene a partir de los datos previamente simulados y calculados. Debe señalarse que el VAN y el TIR son indicadores financieros que muestra la viabilidad de un proyecto en función del tiempo y rentabilidad respectivamente.

Tabla 3.7 Valores de VAN y TIR

Tecnología	VAN (USD)	TIR %
Hidroeléctrica	38.099.476,2	77,38
Eólica	8.793.815,6	16,14
Solar	2.424.036,6	12,72

Nota. La tabla muestra valores de VAN y TIR después de la integración de bloques de generación distribuida.

3.2. Análisis

. En la **Figura 3.1** observamos que de 39 alimentadores que se encuentran en estado crítico solo fueron 29 mejorados, los 10 faltante denotamos mediante la simulación de flujo de carga que aumentaba las condiciones anormales al agregar sistemas al tramo o no presentaba dichas condiciones. Adicionalmente, En la **Figura 3.2** se observa la cantidad total de sistemas agregados

fueron 107, 1 de ellos operan en estado desconectado debido a que no cumple con las restricciones ya mencionadas.

En la **Figura 3.3** se muestra la red de distribución de la provincia de El Oro el antes y después de la integración de bloques de generación distribuida; los iconos de ubicación de color azul representan a las microturbinas, amarillo a los sistemas fotovoltaicos y el verde a los WECS. El impacto que se visualiza en la producción de energía con GD es que minimiza las pérdidas totales, tales como técnicas y no técnicas; de la red.

La **Tabla 3.1** muestra las condiciones anormales de los componentes. El termino sobrecarga y subtension hace referencia a los problemas de exceso de carga y bajadas de tensión respectivamente. Operar bajo estas condiciones puede ocasionar averías permanentes y/o riesgos en los equipos. Después de integración de los sistemas denotamos que las subtensiones se redujo, es decir que aproximadamente 21 mil componentes de la red dejaron de operar bajo esta condición, los componentes pueden ser, transformadores, líneas áreas, fuentes, protección entre otras.

Además, ejecutamos el flujo de carga de la red dando como respuesta el reporte Sumario, Barras fuera de límite y Cables y líneas sobrecargadas. En el reporte sumario detalla los parámetros del estudio, el resumen total y los peores casos en que se opera en condiciones anormales. en la Tabla 3.2 observamos que hay una disminución significativa en las barras, cables y líneas que están fuera del límite y sobrecargada. Asimismo, en la Tabla 3.3 observamos que valor de la fuente se redujo un 31% lo cual representa la suma total de la potencia agregada de GD; con respecto a las pérdidas totales se evidencia una reducción de 7% lo cual es una ganancia de energía efectiva vendida.

En la

Tabla 3.4 se realiza el análisis financiero por tecnologías, cuantificando el valor en MW que aportaron al proyecto, el valor de factor de carga junto con el de planta son datos referenciales tomados del último Informe Anual 2022 publicado por la CENACE el 18 de abril del 2023. El valor de factor de carga es del 71,70% para las centrales eléctricas y el factor planta depende de la tecnología que se está utilizando. Además, se debe de considerar el factor de expansión de pérdidas que es la relación entre las pérdidas de potencia promedio y potencia pico. La energía anual que entrega cada tecnología es el producto entre la energía que se generó durante las 8760 horas y los tres factores antes mencionados.

En la **Tabla 3.5** se presentan los valores correspondientes a energía ahorrada en (MWh) y ahorro de energía comprada (USD) para un periodo de 20 años; es decir que durante ese periodo CNEL EP no comprará energía a las empresas generadoras gracias a la generación distribuida; hay que aclarar que el ahorro de energía comprada va a disminuir gradualmente porque los equipos van perdiendo eficiencia conforme pasan los años. En este caso se utilizó un factor de pérdida de eficiencia correspondiente al 99%, valor entregado por el departamento de planificación de CNEL EP en Ceibos.

En la **Tabla 3.6** se detallan los costos de inversión, para esto se tomaron datos referenciales de proyectos similares ejecutados en Ecuador y que son de conocimiento público. Para las centrales eólicas nos basamos en el proyecto Minas de Huaschaca (PEMH) con una potencia de 50 (MW), tuvo un costo aproximado de 90 millones de dólares. Por otro lado, para las hidroeléctricas nos basamos en los datos entregados en el informe anual 2022, en donde se indica que Coca Codo Sinclair generó 6.828,15 GWh, considerando investigaciones periodísticas se sostiene que el costo fue de 2.7 mil millones de dólares. Con el objetivo de obtener valores de inversión (USD/W pico) para las centrales antes mencionadas, tomamos los costos y la generación para estimar el costo de

inversión. De manera simulada obtuvimos los costos anuales de operación y mantenimiento, O&M. Finalmente, el precio de una planta solar dependerá principalmente del tipo de placas empleadas, entre otros factores, específicamente para este proyecto se tomó el valor mínimo del mercado ecuatoriano que es de 0,70 (USD/W pico). Además, se detalla el ahorro el ahorro de multas; sanciones por incumplimiento de la calidad de servicio que pueden ser por: nivel de voltaje, perturbación rápida de voltaje, distorsión armónica de voltaje, entre otros parámetros. Para este proyecto solo se estimó el valor de penalización por nivel de voltaje; USD/año; según el tipo de tecnologías.

Con los datos que obtuvimos anteriormente, realizamos el análisis financiero de las centrales. En la **Tabla 3.7** se usaron los valores de inversión previamente calculados y proyectados para un periodo de 20 años lo cual es la vida útil de una central hidroeléctrica, que se estima estaría en funcionamiento la central, conociendo que la tasa de descuento de CNELEP es del 11,69% obtuvimos el VAN y el TIR, teniendo presente que un VAN positivo significa que los beneficios netos esperados superan los costos. Para esta central el VAN y TIR tiene un valor de 38.099.476,2 (USD) y es de 77.38% respectivamente. Se realizó el mismo proceso para las demás centrales, con la única diferencia que el periodo de tiempo es de 15 años. Para las centrales eólicas obtuvimos que el VAN es de 8.793.815,6 (USD) y el TIR del 16.14% y para las centrales solares los valores de VAN y TIR es de 43.263,9 y 12.7% respectivamente, véase todos estos valores en la **¡Error!**
No se encuentra el origen de la referencia.

CAPÍTULO 4

4. Conclusiones y recomendaciones

Un detalle importante de este trabajo es que integramos diversas fuentes de energía primaria para la generación distribuida, a comparación de trabajos previos que solo utilizaban energía solar, esto tiene un impacto significativo en la red de distribución ya que ofrece seguridad energética al no depender exclusivamente de una única fuente de energía.

En función de lo antes mencionado, se detallan a continuación las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron al desarrollar el proyecto:

4.1. Conclusiones

- Mediante el análisis ponderativo de los indicadores técnicos se identificó que 29 de los 83 alimentadores estaban operando con una capacidad circundante mayor a la corriente máxima que soporta el conductor, lo cual ocasiona daños permanentes y/o riesgos en los equipos, en virtud de aquello mediante la integración de la generación distribuida, se logró mejorar en un 81% este aspecto
- Con la ayuda de los flujos de carga se concluye que el proyecto es técnicamente viable ya que se obtiene una reducción de pérdidas totales de un 6.98% lo cual se interpreta como una mayor disponibilidad de capacidad instalada, mejor rendimiento, menor gastos de operación, entre otros beneficios. Con respecto a la producción total se observa una reducción de 2.4 MW, lo cual son pérdidas técnicas y eso se traduce en una ganancia de energía efectiva vendida.
- Es importante destacar que la evaluación está en orden de mayor a menor con respecto al retorno de la inversión. Los valores del TIR de las tres centrales mencionadas se observaron que es mayor a la tasa de descuento de CNEL EP, lo cual indicó que el tiempo de recuperación de la inversión le resulta económicamente viable a la empresa

distribuidora, esta conclusión se vio reforzada por los valores encontrados del VAN, los cuales, al ser positivos, generan ganancias.

4.2. Recomendaciones

- Teniendo en cuenta que las fuentes de generación, tanto eólica como solar, la variabilidad de los parámetros meteorológicos tiene un impacto significativo en la producción de electricidad de estas, se puede considerar la incidencia que tendría en el análisis propuesto en este trabajo y de cómo afectarían los resultados de lo observado.
- Los costos de la tecnología solar y eólica han disminuido y la eficiencia ha ido aumentando a lo largo del tiempo por lo que los beneficios obtenidos pueden ser mucho mayores, considerando los factores de planta relativamente conservadores que se presente en el informe; un estudio más pormenorizado de este tópico puede resultar de interés en un futuro. Así como también se podría incluir un análisis de payback, con el fin de determinar los años que tardaría en retornar la inversión.
- Si se tiene en cuenta que lo propuesto aquí, fue considerado sólo para una unidad de negocio, sería de interés ver la escalabilidad de esto en otras unidades distribuidoras, así como también al aumentar la complejidad del modelo al incluir lo correspondiente a un análisis de factibilidad, como puede ser el caso de la infraestructura y tecnología específica que debería utilizarse para poder implementarse con éxito un proyecto de esta naturaleza. Es importante destacar que los datos utilizados de los alimentadores fueron los realmente existente en dicho circuito, por lo que complementar este estudio con detalles técnicos de lo antes mencionado, podría resultar de mucha enjundia.

Referencias

- [1] Ministerio de Energía y Minas, «ECUADOR CONSOLIDA LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES,» Gobierno Nacional, [En línea]. Available: [https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-consolida-la-produccion-electrica-a-partir-de-fuentes-renovables/#:~:text=Bajo%20este%20precepto%2C%20es%20importante,%2C%20geotermia%2C%20entre%20otras\)..](https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-consolida-la-produccion-electrica-a-partir-de-fuentes-renovables/#:~:text=Bajo%20este%20precepto%2C%20es%20importante,%2C%20geotermia%2C%20entre%20otras)..) [Último acceso: 2023 10 25].
- [2] E. Ramos, «La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación,» Forseti, Lima, 2020.
- [3] B. I. d. D. -. BID, «Panorama eléctrico,» Edición 14, Quito - Ecuador, Enero 2023.
- [4] K. P. A. S. A. G. Á. V. F. Z. César Quinaluisa, «Energía hídrica en el Ecuador,» Ciencia Digital, 2019.
- [5] S. I. E. V. V. C. N. M. Ángel Germán, «Producción de energía eólica en Ecuador,» Ciencia Digital, 2019.
- [6] A. d. R. y. C. d. Electricidad, «INVENTARIO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DEL ECUADOR CON FINES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA,» Quito, 2015.
- [7] A. D. R. Y. C. D. E. Y. R. N. N. RENOVABLES, «Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,» Quito, 2021.

- [8] C. EP, «Informe de diagnóstico del sistema de distribución - IIT 2023,» 2023.
- [9] A. Colmenar, D. Borge, E. Collado y M. Castro, Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes, Madrid, 2015.
- [10] L. M. Zhumi, «DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA ii ETSARI,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2012.
- [11] V. G. Zamora, «TECNOLOGÍA DE INVERSORES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS,» Silicon Technology, Ancón, Lima - Perú.
- [12] J. Plaza, «EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA FOTOVOLTAICA EN ECUADOR RESPECTO A LATINOAMÉRICA EN LA ÚLTIMA DÉCADA,» Unidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, Guayaquil, 2018.
- [13] Ministerio de Turismo, «Primer aeropuerto ecológico del mundo está en Galápagos,» Galapagos, 2018.
- [14] Genera Renovable, «Paneles solares en Ecuador,» Genera, 2023. [En línea]. Available: <https://generarenovables.com/paneles-solares/>. [Último acceso: 28 10 2023].
- [15] «Bog SEAS,» 4 octubre 2021. [En línea]. Available: https://www.seas.es/blog/energias_renovables/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-solar-diferentes-tecnologias/. [Último acceso: 1 noviembre 2023].

[16] G. D. I. XUÉ, «ASPECTOS GENERALES DE LAS REDES ELECTRICAS INTELIGENTES EN COLOMBIA,» RAPE, Bogota , 2020.

[17] «Informe Anual 2022,» CENACE, Quito, 2022.

Apéndices

6. Apéndice A

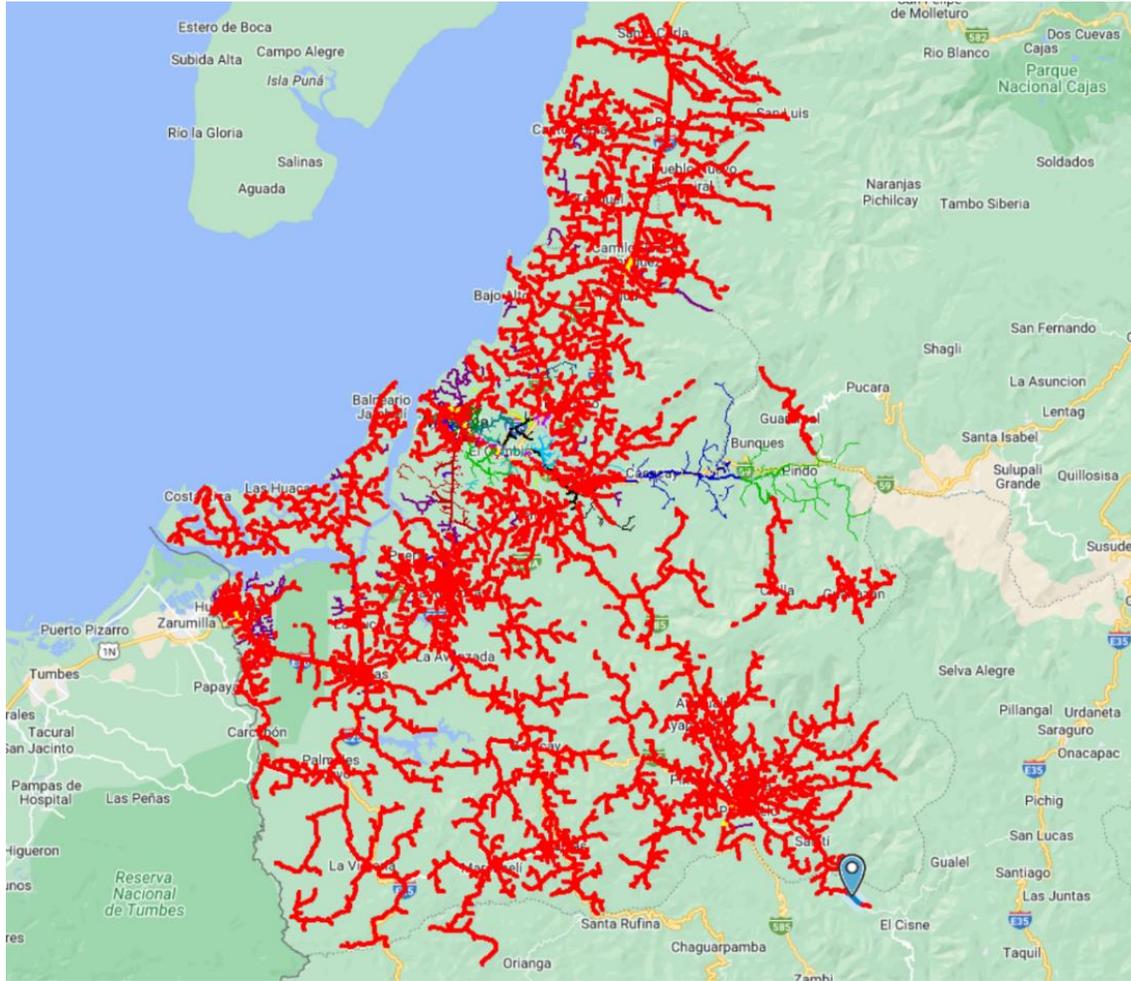
A continuación, se detalla los anexos que fueron proporcionados por el departamento de planificación CNEL EP el proyecto:

Figura 6.1 Información de alimentadores.

		CNEL EP													INFORMACION DEL SISTEMA			
		DEMANDAS DE ALIMENTADORES MES MARZO DE 2023 Y CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA																
		INFORMACION DEL ALIMENTADOR					INFORMACION DEL TRANSFORMADOR								Fecha y hora de la Dosis del Sistema			
No.	UNIDAD DE NEGOCIO	SUBESTACION	CODIGO DEL ALIMENTADOR (ID SIS)	NOMBRE DEL ALIMENTADOR	Demanda Base (kW)	Demanda Media (kW)	Demanda Máxima (kW)	FACTOR DE POTENCIA	Transformador	(BVA) OA	(BVA) FOA	DEMANDA MÁX REGISTRADA (kW)	FACTOR DE POTENCIA	CARGABILIDAD OA %	CARGABILIDAD FOA %	2020023 19:30	DEMANDA CORRIENTE DEL SISTEMA (MW)	
7	EL ORO	EL CAMBIO	07CA00111	EL CAMBIO	1,45	2,29	1,74	-0,94	T1	20,00	24,00	12,07	0,96	62,86%	52,39%	10,73		
8			07CA00112	SANTA ROSA	2,75	3,29	2,97	-0,90										
9			07CA00113	EXPRESO 1	3,70	4,74	3,85	-0,89										
10	EL ORO	MACHALA	07MA00111	LA UNION	2,42	2,30	2,23	-0,88	T1 T2	40,00	48,00	20,30	0,96	52,86%	44,05%	5,14	17,76	
11			07MA00112	MADERO VARGAS	6,17	6,29	6,21	-0,88										
12			07MA00113	UNORO	2,97	2,22	2,99	-0,80										
13			07MA00114	EXPRESO 2	2,53	3,29	2,97	-0,88										
14			07MA00115	EUPBORO	2,70	3,89	3,14	-0,97										
15	EL ORO	LA AVANZADA	07AV00111	CONDADO	2,66	2,24	2,58	-0,88	T1	5,00			1,43	0,93	30,75%	0,00%	1,20	
16			07AV00112	CIUDAD DEL SOL	2,91	3,45	3,09	-0,88										
17	EL ORO	LOS PINOS	07PI00111	QUITUMBE	0,72	0,51	0,78	-0,93	T1	18,00	20,00	18,85	0,96	109,70%	87,76%	16,44		
18			07PI00112	FLAVON	0,85	0,82	0,75	-0,86										
19			07PI00113	PUERTO BOLIVAR	5,27	5,04	5,20	-0,95										
20			07PI00114	AUT PORTUARIA	3,81	3,97	3,95	-0,95										
21			07PI00115	BARRIOS DEL SUR	4,46	3,66	4,50	-0,86										
22			07PI00116	CETEORO	0,52	1,50	0,94	-0,97										
23			07PI00117	18 DE OCTUBRE	2,91	2,77	2,88	-0,89										
24			07PI00118	LINE	1,50	2,22	1,75	-0,89										
25			07PI00119	OLMEDO	3,57	3,47	3,66	-0,89										
26			07PI00120	PUERTO JELY	2,94	2,14	2,74	-0,85										
27	EL ORO	SANTA ROSA	07SR00111	BOLIVAR	4,83	4,86	4,82	-0,88	T1 T2	32,00	40,00	22,91	0,97	73,81%	59,05%	22,31		
28			07SR00112	BELLAVISTA- LA AVANZADA	4,48	3,96	4,53	-0,97										
29			07SR00113	JURON	3,81	3,49	4,03	-0,95										
30			07SR00114	EL PORVENIR	3,99	3,73	3,96	-0,92										
31	EL ORO	MACHALA CENTRO	07MC00111	SUCRE	1,82	4,21	3,42	-0,89	T1	10,00	12,50	9,02	0,99	91,11%	72,89%	4,89		
32			07MC00112	ARIZAGA	4,00	4,07	3,35	-0,88										
33			07MC00113	HOSPITAL TEOFILO DAVILA	0,67	0,83	0,87	-0,92										
34			07MC00114	EVBECA	2,89	2,88	3,04	-0,84										
35	EL ORO	ARENILLAS	07AR00111	ARENILLAS	2,32	2,15	2,45	-0,84	T1	24,00	32,00	16,84	0,91	77,11%	57,83%	14,87		
36			07AR00112	CUCA LA PITAHAYA	2,95	2,09	2,93	-0,93										
37			07AR00113	CORDON FRONTERIZO	2,56	2,35	2,85	-0,91										
38			07AR00114	EL TELEGRANO	6,04	6,45	6,03	-0,92										
39			07AR00115	JAMBELI	1,63	1,49	1,42	-0,92										
40			07AR00116	JAMBELI 2	3,29	2,91	3,10	-0,85										
41			07AR00117	CHARUMA	4,58	4,23	3,75	-0,88										
42			07AR00118	LIMONCITO	2,64	3,29	3,28	-0,91										
43			07AR00119	ATAHUALPA	1,81	2,09	1,88	-0,85										
44			07AR00120	PINAS	4,01	4,03	4,09	-0,89										
45	EL ORO	PORTOVELO	07PO10111	OSORIO	4,97	5,84	5,11	-0,88	T1	16,00	20,00	11,24	0,95	73,85%	59,16%	8,66		
46			07PO10112	PINDO	3,07	3,17	3,08	-0,88										
47			07PO10113	PUENTE NEGRO	5,71	6,19	5,80	-0,89										
48			07PO10114	OSORIO	4,97	5,84	5,11	-0,88										
49			07PO10115	HOSPITAL DE PINAS	0,17	0,20	0,18	-0,98										
50	EL ORO	HUAGULLAS	07HU10111	TEHENTE CORDOVEZ	3,25	2,77	3,34	-0,88	T1	10,00	12,50	10,21	0,96	106,35%	85,08%	9,36		
51			07HU10112	CHACRAS	2,54	2,52	2,74	-0,88										
52			07HU10113	HUALTACO	3,04	2,81	3,04	-0,88										
53			07HU10114	HUADA	1,30	1,11	1,37	-0,89										
54			07HU10115	HUAGULLAS	4,52	5,41	4,87	-0,87										
55			07HU10116	CABO MINACHO	11,61	12,83	11,74	-0,98										
56	EL ORO	PAGUA	07PA12011	PONCE ENRIQUEZ	0,07	6,56	6,44	-0,92	T1	20,00	24,00	18,89	0,94	99,41%	82,85%	17,42		
57			07PA12012	BELLA RICA	2,71	2,72	2,73	-0,98										
58			07PA12013	RIO BONITO	1,14	0,96	1,09	-0,91										
59			07PA12014	LA LOPEZ	4,30	4,97	4,97	-0,94										
60	EL ORO	BALAO	07BA13011	PAMBL	4,51	5,24	4,67	-0,88	T2	10,00	12,50	7,51	0,93	80,75%	64,00%	5,97		
61			07BA13012	LA CADENA	3,84	6,25	5,24	-0,89										
62			07BA13013	MIRADOR	3,14	2,80	2,41	-0,91										
63			07BA13014	TENGUEL	2,89	2,83	2,72	-0,87										
64	EL ORO	SARACAY	07SA14011	CEN FAMILIAS	1,94	1,78	2,02	-0,89	T1	24,00	32,00	8,76	0,90	31,30%	23,47%	5,13		
65			07SA14012	BALAO	2,41	2,33	2,27	-0,94										
66			07SA14013	BALSAS	1,89	2,83	2,25	-0,98										
67	EL ORO	LA IBERIA	07IB15011	TORATA	0,82	0,87	0,72	-0,92	T1	5,00	6,25	4,00	0,96	83,33%	66,87%	3,48		
68			07IB15012	LA PRIMAVERA	1,53	1,81	1,60	-0,98										
69			07IB15013	TILIALES	0,59	0,35	0,39	-0,90										
70	EL ORO	POROTILLO	07PR16011	ANDINA	1,62	1,48	1,51	-0,94	T1	10,00	12,50	7,74	0,95	91,47%	65,18%	7,31		
71			07PR16012	LOJA	4,21	4,55	4,47	-0,93										
72	EL ORO	LA PRIMAVERA	07PR17011	CHILLA	0,97	0,87	1,11	-0,89	T1	10,00	12,00	2,50	0,89	28,09%	23,41%	2,40		
73			07PR17012	SAUCES	6,79	4,84	5,93	-0,95										
74			07PR17013	10 DE SEPTIEMBRE	0,97	0,75	1,02	-0,92										
75			07PR17014	EL AGUADOR	3,19	3,89	3,45	-0,88										
76			07PR17015	PUERTO GRANDE	6,44	4,43	5,50	-0,95										
77	EL ORO	EL BOSQUE	07BO18011	VEJA	2,52	3,62	2,88	-0,97	T1	20,00	24,00	9,57	0,97	49,33%	41,11%	9,20		
78			07BO18012	FLORDA	4,33	4,30	4,50	-0,95										
79			07BO18013	PAJONAL	0,66	0,77	0,67	-0,97										
80			07BO18014	LAS BRISAS	4,09	3,66	4,09	-0,95										
81	EL ORO	PASEO SHOPPING	07PS09011	ISS	0,84	1,02	0,96	-0,97	T1	20,00	22,50	0,10	0,88	0,51%	0,45%	0,10		
82	EL ORO	AUTORIDAD PORTUARIA	07AP09011	PASEO SHOPPING 89 kV	1,72	2,37	2,31	-0,70	T1	5,00		2,31	0,90	81,33%	0,00%	2,30		
83	EL ORO	GOLDEN VALLEY	07GV09011	AUTORIDAD PORTUARIA 89 kV	4,77	4,71	4,45	-0,92	T1	13,00	15,00	4,67	0,91	25,00%	20,83%	2,55		
84	EL ORO	PETRODECLUADOR	07PD09011	GOLDEN VALLEY 69 kV					T1					0,00%	0,00%			
85	EL ORO	ENERJUBONES	07EN09011	PETRODECLUADOR 89 kV	3,20	3,40	3,07	-0,95	T1	10,00	12,00	3,40	0,94	36,11%	30,14%	2,87		
86	EL ORO	ENERJUBONES	07EN09012	ENERJUBONES 89 kV	0,10	0,10	0,10	-0,89	T1	20,00	22,50	0,10	0,88	0,51%	0,45%	0,10		
TOTAL GENERAL										381,75	459,50	253,90	0,90	73,90%	61,40%	238,73		

Nota. La figura muestra información de los alimentadores y la cargabilidad de transformadores de potencia

Figura 6.2 Red de distribución (antes)



Nota. La figura muestra red de distribución de la UN EL Oro.

Figura 6.3 Catálogo de Productos

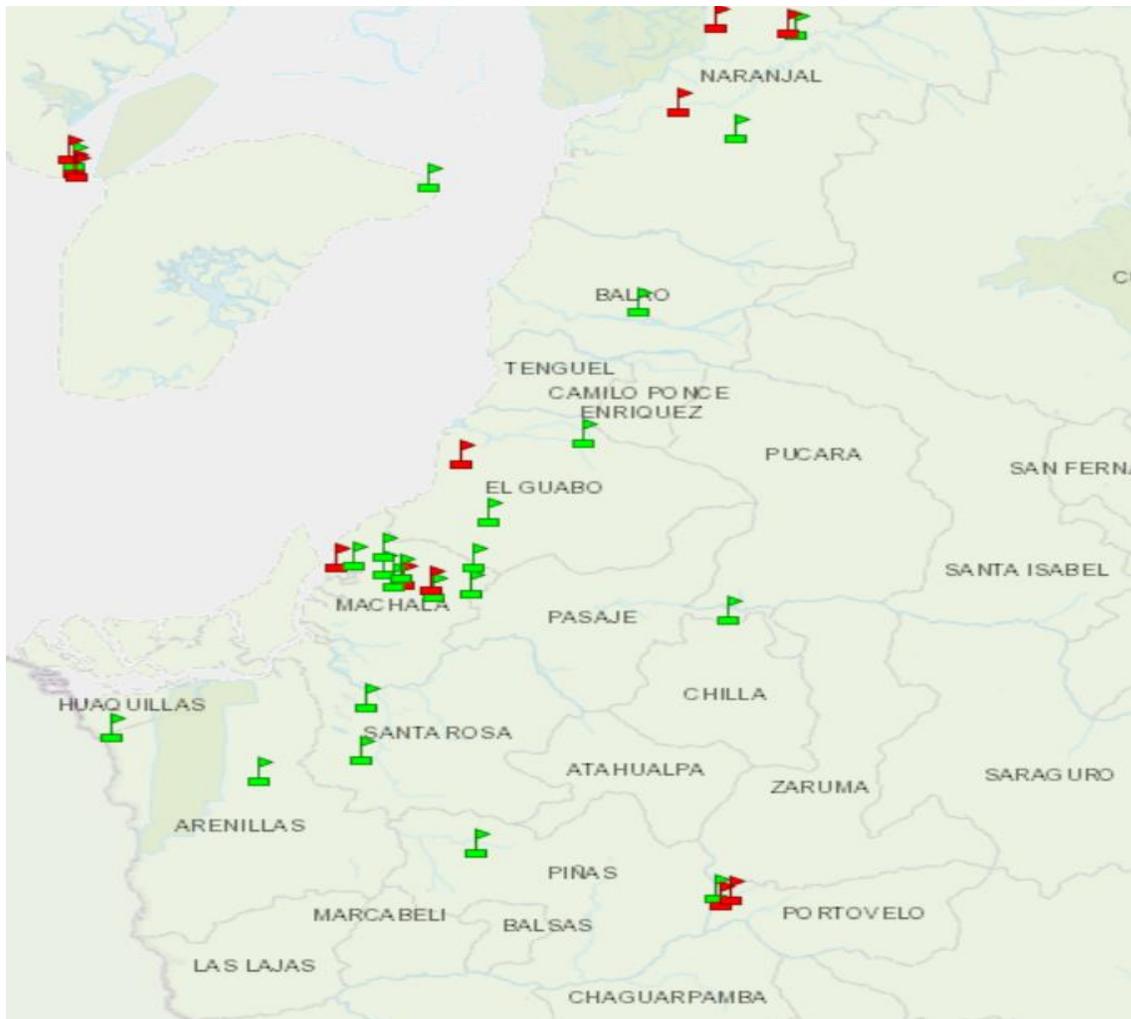


CÓDIGO	Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total (kg / km)	Carga de Ruptura (kg)	Resistencia a C.C. a 20°C ohm/km	Capacidad de Corriente (Amp.)
			No. Hilos		Diámetros Hilos (mm)						
			Aluminio	Acero	Aluminio	Acero					
Turkey	6	13,3	6	1	1,680	1,680	5,04	54,01	540	2,1065	105
Swan	4	21,15	6	1	2,120	2,120	6,36	85,93	843	1,3232	140
Sparrow	2	33,62	6	1	2,672	2,672	8,021	36,56	1292	0,8316	184
Raven	1/0	53,49	6	1	3,370	3,370	10,11	217,25	1986	0,5227	242
Quai	12/0	67,43	6	1	3,782	3,782	11,35	273,79	2408	0,4151	276
Pigeon	3/0	85,01	6	1	4,250	4,250	12,75	345,35	3002	0,3292	315
Penguin	4/0	107,2	6	1	4,770	4,770	14,31	435,35	3786	0,2610	357

Nota. La figura muestra información de los conductores, Electrocables C.A. (2023)

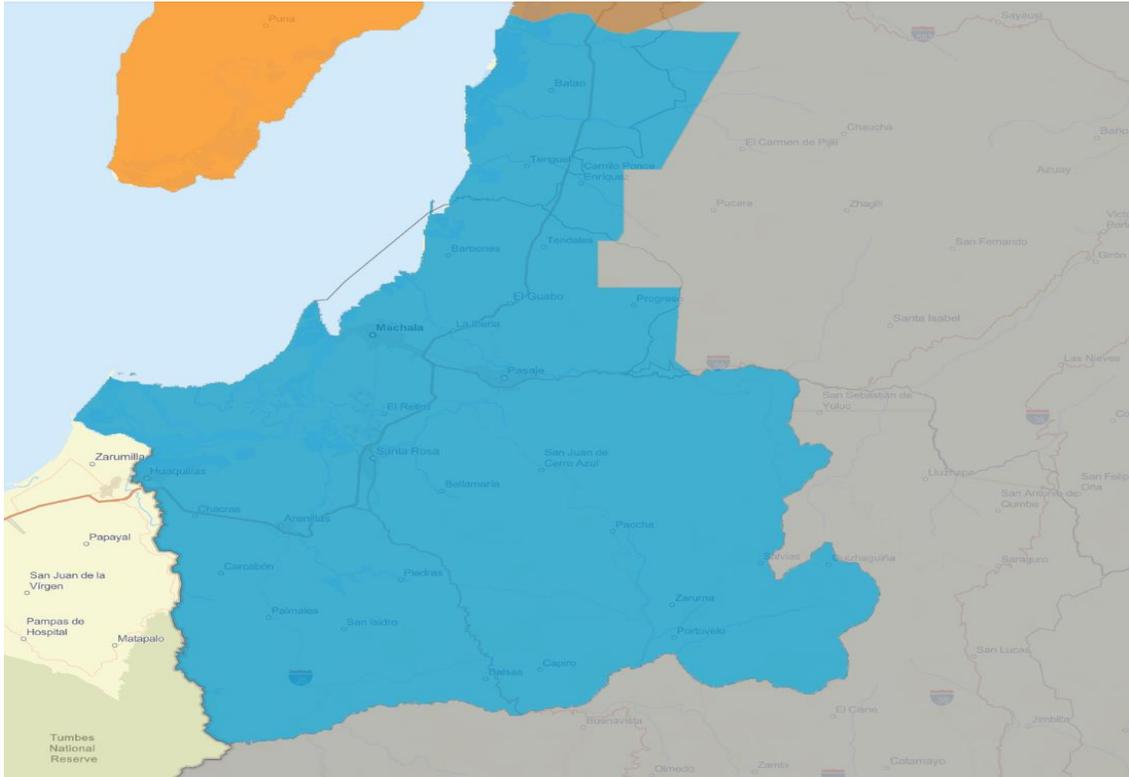
Además, se detalla información que fueron proporcionadas por las herramientas utilizadas:

Figura 6.4 Unidad de Negocio El Oro



Nota. La figura muestra información de las subestaciones de CNEL EP de la Unidad de Negocios El Oro. Google. GeoPortal (2023)

Figura 6.5 Área de servicio eléctrico



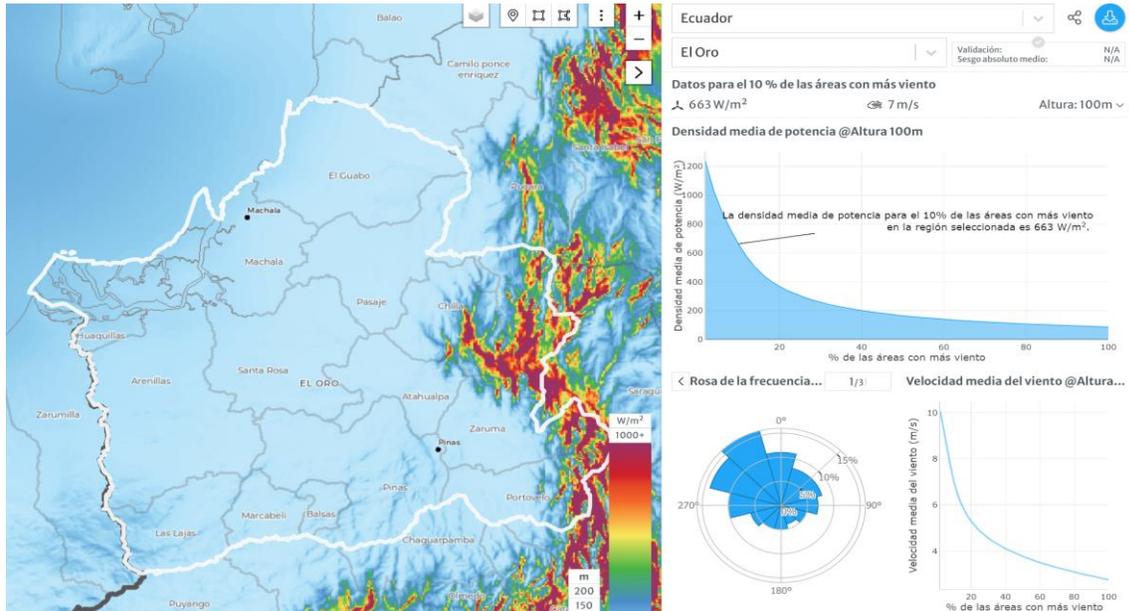
Nota. La figura muestra el área de servicio de la UN El Oro. Arcgis (2023)

Figura 6.6 Atlas solar



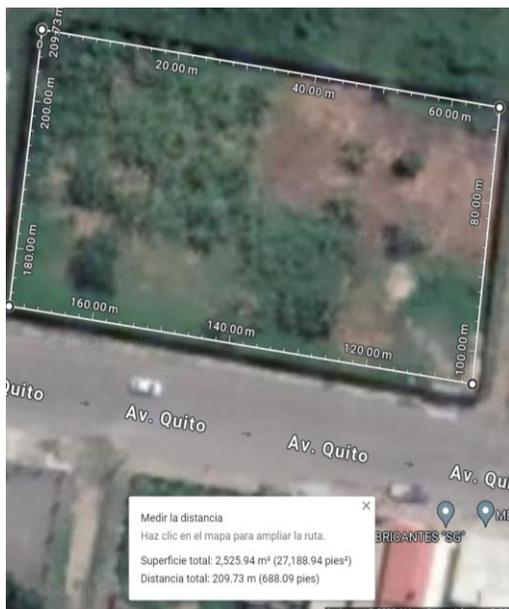
Nota. La figura muestra información de la potencia fotovoltaica específica de la provincia de El Oro. Atlas solar global (2023)

Figura 6.7 Atlas de viento



Nota. La figura muestra información de la densidad media de potencia de la provincia de El Oro. Atlas viento global (2023)

Figura 6.8 Relieve del terreno



Nota. La figura muestra información de superficie de terrenos de la provincia de El Oro. Google Maps (2023)

Figura 6.9 Flujo de carga - Reporte sumario (antes)

Flujo de carga - Reporte sumario

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Red_Distribución_mayo2023_EOR.sxst
Fecha	Wed Jan 31 2024
Tiempo	04h12m07s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada
Precisión	0,01 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	284388,83	86727,23	297319,05	95,65
Generadores	0,00	0,00	0,00	0,00
Producción total	284388,83	86727,23	297319,05	95,65
Carga leída (no regulada)	301761,89	86913,88	314029,08	96,09
Carga utilizada (regulada)	268339,39	76106,35	278923,29	96,21
Condensadores shunt (regulados)	0,00	-18258,13	18258,13	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	268339,39	57848,22	274503,99	97,75
Capacitancia del cable	0,00	-673,86	673,86	0,00
Capacitancia de la línea	0,00	-1521,39	1521,39	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-2195,24	2195,24	0,00
Pérdidas en las líneas	11104,40	17255,71	20519,92	54,12
Pérdidas en los cables	201,92	114,07	231,91	87,07
Pérdidas de carga del transformador	3243,38	13704,47	14083,04	23,03
Pérdidas en vacío del transformador	1488,46	0,00	1488,46	100,00
Pérdidas en el condensador shunt	11,29	0,00	11,29	100,00
Pérdidas totales	16049,45	31074,25	34974,19	45,89

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	2542	512652_MTA	45986,82 %
	B	2587	512652_MTA	45986,81 %
	C	2717	512652_MTA	45986,80 %
Subtensión	A	70001	IMTA_L_92918	61,09 %
	B	73286	IMTA_L_320554	57,42 %
	C	68947	IMTA_L_308092	65,45 %
Sobretensión	A	20	MTA_L_167490	108,53 %
	B	0	IMTA_L_314896	107,71 %
	C	0	IMTA_L_309422	106,99 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	11104,40	97274,58	9727,46
Pérdidas en los cables	201,92	1768,78	176,88
Pérdidas de carga del transformador	3243,38	28412,05	2841,21
Pérdidas en vacío del transformador	1488,46	13038,89	1303,89
Pérdidas en el condensador shunt	11,29	98,87	9,89
Pérdidas totales	16049,45	140593,16	14059,32

Nota. La figura muestra información detallada del flujo de carga antes de la integración de bloques de generación distribuida. CYME (2023)

Figura 6.10 Flujo de carga - Reporte sumario (después)

Flujo de carga - Reporte sumario				
Parámetros del estudio				
Nombre del estudio	Red_Distribución_mayo2023_EOR.xsst			
Fecha	Wed Jan 31 2024			
Tiempo	03h51m25s			
Nombre del proyecto	Nuevo			
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada			
Precisión	0,01 %			
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)			
Factores de motor	Como definido			
Factores de generador	Como definido			
Condensadores shunt	On			
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca			
Resumen total				
	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	195192,53	85507,53	213100,12	91,80
Generadores	91609,88	0,06	91609,88	100,00
Producción total	286802,41	85507,58	299277,74	95,83
Carga leída (no regulada)	301761,89	86913,88	314029,08	96,09
Carga utilizada (regulada)	271872,70	77016,15	282570,79	96,21
Condensadores shunt (regulados)	0,00	-18466,40	18466,40	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	271872,70	58549,74	278105,80	97,76
Capacitancia del cable	0,00	-679,92	679,92	0,00
Capacitancia de la línea	0,00	-1575,36	1575,36	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-2255,28	2255,28	0,00
Pérdidas en las líneas	9931,36	15188,72	18147,43	54,73
Pérdidas en los cables	161,71	90,98	185,54	87,15
Pérdidas de carga del transformador	3290,65	13933,42	14316,72	22,98
Pérdidas en vacío del transformador	1534,58	0,00	1534,58	100,00
Pérdidas en el condensador shunt	11,41	0,00	11,41	100,00
Pérdidas totales	14929,71	29213,12	32807,05	45,51
Condiciones anormales				
	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	2601	512852_MTA	45986,82 %
	B	2611	512852_MTA	45986,81 %
	C	2644	512852_MTA	45986,80 %
Subtensión	A	61423	IMTA_L_92918	61,09 %
	B	58435	IMTA_L_320554	57,80 %
	C	61681	IMTA_L_454930	65,61 %
Sobretensión	A	26	MTA_L_167490	109,18 %
	B	0	IMTA_L_315886	107,22 %
	C	14	IMTA_L_310174	108,45 %
Costo anual de las pérdidas del sistema				
	kW	MW-h/año	k\$/año	
Pérdidas en las líneas	9931,36	86998,74	8699,87	
Pérdidas en los cables	161,71	1416,56	141,66	
Pérdidas de carga del transformador	3290,65	28826,07	2882,61	
Pérdidas en vacío del transformador	1534,58	13442,94	1344,29	
Pérdidas en el condensador shunt	11,41	99,94	9,99	
Pérdidas totales	14929,71	130784,25	13078,43	

Nota. La figura muestra información detallada del flujo de carga después de la integración de bloques de generación distribuida. CYME (2023)

Finalmente, se detalla la evaluación financiera después de la integración de bloques de generación distribuida:

Figura 6.11 Evaluación financiera hidroeléctricos

Hidroeléctrica - Evaluación Financiera						
tasa dcto CNELEP Hidroeléctrica		11,69% \$ 2.640.000,00		TIR VAN		77,38% 38.099.476
Año	Inversión (USD)	Ahorro en energía comprada (USD)	Ahorro por multas (USD)	Costos de O&M (USD)	Flujo de efectivo CNELEP (USD)	
0	\$ 8.201.600,00	\$ -	\$ -		\$ -8.201.600,00	
1		\$ 5.815.208,44	\$ 662.400,00	\$ 56.056,00	\$ 6.421.552,44	
2		\$ 5.757.056,35	\$ 662.400,00	\$ 56.930,47	\$ 6.362.525,88	
3		\$ 5.699.485,79	\$ 662.400,00	\$ 57.818,59	\$ 6.304.067,20	
4		\$ 5.642.490,93	\$ 662.400,00	\$ 58.720,56	\$ 6.246.170,37	
5		\$ 5.586.066,02	\$ 662.400,00	\$ 59.636,60	\$ 6.188.829,42	
6		\$ 5.530.205,36	\$ 662.400,00	\$ 60.566,93	\$ 6.132.038,43	
7		\$ 5.474.903,31	\$ 662.400,00	\$ 61.511,77	\$ 6.075.791,53	
8		\$ 5.420.154,28	\$ 662.400,00	\$ 62.471,36	\$ 6.020.082,92	
9		\$ 5.365.952,73	\$ 662.400,00	\$ 63.445,91	\$ 5.964.906,82	
10		\$ 5.312.293,21	\$ 662.400,00	\$ 64.435,67	\$ 5.910.257,54	
11		\$ 5.259.170,27	\$ 662.400,00	\$ 65.440,86	\$ 5.856.129,41	
12		\$ 5.206.578,57	\$ 662.400,00	\$ 66.461,74	\$ 5.802.516,83	
13		\$ 5.154.512,78	\$ 662.400,00	\$ 67.498,54	\$ 5.749.414,24	
14		\$ 5.102.967,66	\$ 662.400,00	\$ 68.551,52	\$ 5.696.816,13	
15		\$ 5.051.937,98	\$ 662.400,00	\$ 69.620,93	\$ 5.644.717,05	
16		\$ 5.001.418,60	\$ 662.400,00	\$ 70.707,01	\$ 5.593.111,59	
17		\$ 4.951.404,41	\$ 662.400,00	\$ 71.810,04	\$ 5.541.994,37	
18		\$ 4.901.890,37	\$ 662.400,00	\$ 72.930,28	\$ 5.491.360,09	
19		\$ 4.852.871,47	\$ 662.400,00	\$ 74.067,99	\$ 5.441.203,48	
20		\$ 4.804.342,75	\$ 662.400,00	\$ 75.223,45	\$ 5.391.519,30	

Nota. La figura muestra información detallada de la evaluación financiera después de la integración de bloques de las centrales hidroeléctricas.

Figura 6.12 Evaluación financiera eólica

Eólica - Evaluación Financiera							
tasa dcto CNELEP Eólica		11,69% \$36.062.500,00		TIR VAN		16,14% 8.793.816	
Año	Inversión (USD)	Ahorro en energía comprada	Ahorro por multas	Costos de O&M (US\$)	Flujo de efectivo CNELEP (USD)		
0	\$36.062.500,00	\$ -	\$ -		\$ -36.062.500,00		
1		\$ 5.815.208,44	\$ 1.104.000,00	\$ 148.635,20	\$ 6.770.573,24		
2		\$ 5.757.056,35	\$ 1.104.000,00	\$ 150.953,91	\$ 6.710.102,44		
3		\$ 5.699.485,79	\$ 1.104.000,00	\$ 153.308,79	\$ 6.650.177,00		
4		\$ 5.642.490,93	\$ 1.104.000,00	\$ 155.700,41	\$ 6.590.790,52		
5		\$ 5.586.066,02	\$ 1.104.000,00	\$ 158.129,33	\$ 6.531.936,69		
6		\$ 5.530.205,36	\$ 1.104.000,00	\$ 160.596,15	\$ 6.473.609,21		
7		\$ 5.474.903,31	\$ 1.104.000,00	\$ 163.101,45	\$ 6.415.801,86		
8		\$ 5.420.154,28	\$ 1.104.000,00	\$ 165.645,83	\$ 6.358.508,44		
9		\$ 5.365.952,73	\$ 1.104.000,00	\$ 168.229,91	\$ 6.301.722,82		
10		\$ 5.312.293,21	\$ 1.104.000,00	\$ 170.854,30	\$ 6.245.438,91		
11		\$ 5.259.170,27	\$ 1.104.000,00	\$ 173.519,62	\$ 6.189.650,65		
12		\$ 5.206.578,57	\$ 1.104.000,00	\$ 176.226,53	\$ 6.134.352,04		
13		\$ 5.154.512,78	\$ 1.104.000,00	\$ 178.975,66	\$ 6.079.537,12		
14		\$ 5.102.967,66	\$ 1.104.000,00	\$ 181.767,68	\$ 6.025.199,97		
15		\$ 5.051.937,98	\$ 1.104.000,00	\$ 184.603,26	\$ 5.971.334,72		

Nota. La figura muestra información detallada de la evaluación financiera después de la integración de bloques de las centrales eólicas.

Figura 6.13 Evaluación financiera solar

Solar - Evaluación Financiera							
tasa dcto CNELEP Solar		11,69% \$43.552.800,00		TIR VAN		12,72% 2.424.037	
Año	Inversión (USD)	Ahorro en energía comprada	Ahorro por multas	Costos de O&M (US\$)	Flujo de efectivo CNELEP (USD)		
0	\$44.184.000,00	\$ -	\$ -		\$ -44.184.000,00		
1		\$ 5.815.208,44	\$ 1.435.200,00	\$ 220.920,00	\$ 7.029.488,44		
2		\$ 5.757.056,35	\$ 1.435.200,00	\$ 224.366,35	\$ 6.967.890,00		
3		\$ 5.699.485,79	\$ 1.435.200,00	\$ 227.866,47	\$ 6.906.819,32		
4		\$ 5.642.490,93	\$ 1.435.200,00	\$ 231.421,18	\$ 6.846.269,75		
5		\$ 5.586.066,02	\$ 1.435.200,00	\$ 235.031,35	\$ 6.786.234,67		
6		\$ 5.530.205,36	\$ 1.435.200,00	\$ 238.697,84	\$ 6.726.707,52		
7		\$ 5.474.903,31	\$ 1.435.200,00	\$ 242.421,53	\$ 6.667.681,78		
8		\$ 5.420.154,28	\$ 1.435.200,00	\$ 246.203,31	\$ 6.609.150,97		
9		\$ 5.365.952,73	\$ 1.435.200,00	\$ 250.044,08	\$ 6.551.108,66		
10		\$ 5.312.293,21	\$ 1.435.200,00	\$ 253.944,76	\$ 6.493.548,44		
11		\$ 5.259.170,27	\$ 1.435.200,00	\$ 257.906,30	\$ 6.436.463,97		
12		\$ 5.206.578,57	\$ 1.435.200,00	\$ 261.929,64	\$ 6.379.848,93		
13		\$ 5.154.512,78	\$ 1.435.200,00	\$ 266.015,74	\$ 6.323.697,04		
14		\$ 5.102.967,66	\$ 1.435.200,00	\$ 270.165,59	\$ 6.268.002,07		
15		\$ 5.051.937,98	\$ 1.435.200,00	\$ 274.380,17	\$ 6.212.757,81		

Nota. La figura muestra información detallada de la evaluación financiera después de la integración de bloques de las centrales solares.