

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Interconexión optimizada de cuatro empresas distribuidoras incorporando

generación solar

INGE - 2825

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Eléctrico

Presentado por:

Paulette Denisse Rios Rios

Melida Madeline Morales Anguieta

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

A mis padres, Carlos Morales Escalera y Elsa Anguieta Gordon, por su amor, confianza y compañía en cada desvelo, curso y proyecto. A mis hermanos, Joselyn, Enrique, Patricio y Darío que con sus risas y apoyo incondicional hicieron más ligera esta etapa, y a mi sobrina, Samara Morales, quien con su ternura fue mi luz para culminar mis últimos semestres. A mi familia entera, a mis docentes y a amigos, en especial a Mabel, Billy, Félix, porque con su compañía hicieron de mi vida universitaria un camino lleno de alegrías, aprendizaje y esperanza.

Melida Morales Anguieta

Dedicatoria

A mi madre Gina Elizabeth Ríos Zúñiga,
por su constante apoyo y amor
incondicional en cada etapa de mi vida,
por creer de lo que soy capaz incluso en
momentos de incertidumbre, a mis
abuelos, Fanny María Zúñiga Mora y José
Vicente Ríos Guillén, por ser mis figuras
de autoridad, amor y complicidad, gracias
a ustedes me convertí en la persona que
soy hoy en día. A mi tío, José Orlando Ríos
Zúñiga, por estar siempre presente en mis
logros y derrotas. Este logro no es solo
mío, es de ustedes.

Paulette Denisse Ríos

Agradecimientos

A Dios, por darme la fuerza y la claridad para culminar esta etapa con orgullo. A mis padres, por ser mi ejemplo, mi guía y mi mayor inspiración; gracias por acompañarme y por confiar siempre en mí.

A mi familia, por su cariño constante, y los consejos que han sido el pilar de mi formación.

A mis docentes y tutores, por su orientación y exigencia, que me ayudaron a crecer no solo como profesional, sino también como persona.

A mis compañeros y amigos de camino, gracias por los recuerdos imborrables, por las risas y por estar presentes en cada etapa; con ustedes aprendí que los logros son más valiosos cuando se celebran en compañía, y a quien, con su presencia, me recordó que siempre hay motivos para creer y alcanzar lo que uno sueña.

Melida Morales Anguieta

Agradecimientos

A Dios, por brindarme siempre fuerza,
inteligencia y sabiduría para enfrentarme a los
retos en mi vida profesional, académica y
personal.

A mi familia, por siempre estar conmigo en cada
etapa de mi vida, por su amor y apoyo
incondicional, por enseñarme a ser resiliente y
perseverante para cumplir todos los objetivos que
me proponga.

Un agradecimiento especial a mi abuela, Fanny,
o mejor dicho Mima, gracias por criarme, por tu
amor, complicidad y enseñanzas, por ser mi
compañía constante en mis días de colegio,
universidad y vida laboral, en mis momentos de
felicidad, tristeza e incertidumbre.

A mis docentes, amigos y a Sebastián por su
confianza, enseñanzas y apoyo que han ido
forjando mi camino profesional y personal.

Paulette Denisse Ríos

Declaración Expresa

Nosotros, Melida Madeline Morales Anguieta y Paulette Denisse Ríos Ríos acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá a los autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plano 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 de los 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 a 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, 31 de mayo del 2025.

Melida Madeline Morales Anguieta

Paulette Denisse Ríos Ríos

Evaluadores

Mgtr. Patricia Isabel Pasmay Bohórquez

Profesor de Materia

PhD. Miguel Alberto Torres Rodríguez

Tutor de proyecto

Resumen

El presente proyecto aborda la problemática energética del Ecuador mediante la propuesta de una planta fotovoltaica de 10 MW y su interconexión optimizada a la red de transmisión, con el objetivo de diversificar la matriz energética, reducir la cargabilidad de los nodos críticos y fortalecer la confiabilidad del sistema, bajo la hipótesis de que la incorporación de generación solar distribuida junto con la planificación estratégica de interconexión mejora la seguridad energética del país. Para su desarrollo se utilizó el software PVsyst para el dimensionamiento de la planta considerando parámetros climáticos de la zona, AMPL para la formulación matemática del modelo de optimización y DLTCAD para la simulación preliminar de las rutas de transmisión, siguiendo normativas internacionales (IEC) y nacionales. Los resultados demostraron que la planta genera aproximadamente 13.6 GWh anuales y que, bajo el modelo optimizado, es posible evacuar hasta 27.5 MW en escenarios de alta demanda reduciendo la cargabilidad de líneas estratégicas, mientras que las simulaciones de transmisión identificaron rutas factibles priorizando la conexión PV – Pascuales por su menor longitud y costo. En conclusión, el proyecto evidencia que la integración de generación fotovoltaica con métodos de optimización mejora la resiliencia de la red y constituye un aporte a la transición energética del país.

Palabras Clave: energía fotovoltaica, optimización, interconexión eléctrica, resiliencia energética

Abstract

This project addresses Ecuador's energy challenges through the design of 10 MW photovoltaic plant and its optimized interconnection to the transmission grid, aiming to diversify the energy matrix, reduce loading on critical nodes, and strengthen system reliability, under the hypothesis that integrating distributed solar generation with strategic interconnection planning enhances national energy security. For the development, PVsyst software was used for plant sizing considering local climatic parameters, AMPL was applied for the mathematical formulation of the optimization model, and DLTCAD was employed for the preliminary simulation of transmission routes, all under international (IEC) and national standards. The results showed that the plant generates approximately 13.6 GWh per year and that, under the optimized model, it is possible to evacuate up to 27.5 MW in high demand scenarios while reducing the loading of strategic transmission lines, whereas the transmission simulations identified feasible routes prioritizing the PV – Pascuales connection due to its shorter length and lower cost. In conclusion, the project demonstrates that integrating photovoltaic generation with optimization methods improves grid resilience and represents a valuable contribution to the country's energy transition.

Keywords: photovoltaic energy, optimization, power interconnection, energy resilience.

Índice General

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.3. OBJETIVOS.....	5
1.3.1. <i>Objetivo General</i>	5
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i>	5
1.4. MARCO TEÓRICO	6
1.4.1. <i>Matriz energética</i>	6
1.4.2. <i>Planificación energética</i>	6
1.4.3. <i>Cargabilidad del sistema</i>	6
1.4.4. <i>Crisis energética</i>	6
1.4.5. <i>Energías renovables no convencionales</i>	7
1.4.6. <i>Cargabilidad de las Unidades de Negocio</i>	7
1.4.7. <i>Energía Solar Fotovoltaica</i>	8
1.4.8. <i>Software PVSyst</i>	10
1.4.9. <i>Optimización</i>	10
1.4.10. <i>Software DLTCAD</i>	11

CAPÍTULO 2	11
2. METODOLOGÍA	12
2.1. DIAGRAMA DE PROCESOS – DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA	12
2.1.1. Diseño de la planta fotovoltaica	13
2.1.2. Selección de equipos y potencia de la planta solar fotovoltaico	14
2.1.3. Especificaciones técnicas y cálculos requeridos para el diseño de la planta solar fotovoltaica.	16
2.2. DIAGRAMA DE PROCESOS – OPTIMIZACIÓN DE INTERCONEXIÓN	21
2.2.1. Lenguaje y naturaleza del modelo	22
2.2.2. Formulación del modelo.....	23
2.2.3. Estrategia de identificación causal	24
2.2.4. Modelo de optimización en AMPL.....	25
2.2.5. Flujo de ejecución.....	27
2.3. DIAGRAMA DE PROCESOS – DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN POR DLTCAD.....	28
2.3.1. Trazado preliminar y viabilidad.....	29
CAPÍTULO 3	29
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	30
3.1. RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR	30
3.1.1. Análisis de irradiación y condiciones climáticas	30
3.1.2. Cálculo y configuración del sistema fotovoltaico	32
3.1.3. Selección de los equipos de protección y conductores.....	33
3.2. RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN	34
3.2.1. Caracterización del sistema eléctrico considerado	36
3.2.2. Resultados del modelo matemático	39
3.3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN EN DLTCAD	44
3.3.1. Configuración de estructuras para la distribución automática de las líneas de transmisión ..	44
3.3.2. Ruta preliminar 1	45

3.3.3. Ruta preliminar 2	47
3.3.4. Comparación de las rutas preliminares	48
CAPÍTULO 4	56
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
4.1. CONCLUSIONES	57
4.2. RECOMENDACIONES	58
REFERENCIAS	59
APÉNDICE A	65
APÉNDICE B	73

Abreviaturas

AMPL A Mathematical Programming Language

CNEL Corporación Nacional de Electricidad

DLTCAD Software de diseño de líneas de transmisión y distribución eléctrica

HSP Horas Solar Pico

IEC International Electrotechnical Commission

MCM Mil Circular Mils

MILP Mixed Integer Linear Programming (Programación Lineal Entera Mixta)

MPPT Maximum Power Point Tracking

PV Planta Solar Fotovoltaica

PVsyst Software de simulación y diseño de sistemas fotovoltaicos

SIN Sistema Nacional Interconectado

VAN Valor Actual Neto

TIR Tasa Interna de Retorno

CAPEX Capital Expenditure

OPEX Operational Expenditure

LCOE Levelized Cost of Energy

Simbología

°C	Grado Celsius
%	Porcentaje
A	Amperio
AC	Corriente Alterna
AWG	American Wire Gauge
DC	Corriente Continua
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio – hora
MVA	Megavoltio – Amperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio – hora
Ω	Ohmio
p.u.	Por Unidad
V	Voltio
VDC	Voltio Corriente Continua
Wp	Vatio pico

Índice de figuras

Figura 1.1	<i>Evolución histórica de potencia nominal de fuentes de energías renovables</i>	2
Figura 2.1	<i>Diagrama de procesos para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica</i>	12
Figura 2.2	<i>Ubicación geográfica seleccionada para la implementación de la planta seleccionada</i> ..	13
Figura 2.3	<i>Proyección de la demanda de energía de las unidades de negocios</i>	14
Figura 2.4	<i>Componentes del sistema fotovoltaico</i>	15
Figura 2.5	<i>Diagrama de procesos para la optimización de interconexión de las cuatro unidades de negocios</i>	21
Figura 2.6	<i>Sistema de anillo de las cuatro unidades de negocio</i>	24
Figura 2.7	<i>Diagrama de procesos para el diseño de las líneas de transmisión interconectadas al sistema fotovoltaico</i>	28
Figura 3.1	<i>Sistema anillo de 230 kV de las tres unidades de negocio</i>	35
Figura 3.2	<i>Proyección de la demanda de potencia para las unidades de negocio</i>	35
Figura 3.3	<i>Resultados del primer escenario de prueba</i>	39
Figura 3.4	<i>Resultados del segundo escenario de prueba</i>	40
Figura 3.5	<i>Resultados del tercer escenario de prueba</i>	41
Figura 3.6	<i>Resultados del tercer escenario de prueba</i>	43
Figura 3.7	<i>Parámetros estructurales definidos para las torres de 230 kV</i>	44
Figura 3.8	<i>Ejemplo de configuración estructural: Torre tipo B</i>	45
Figura 3.9	<i>Ruta de línea de transmisión preliminar para conexión de la PV a S/E Pascuales</i>	46
Figura 3.10	<i>Distribución automática de torres de transmisión para el tramo 1</i>	47
Figura 3.11	<i>Ruta de línea de transmisión preliminar para conexión de la PV a S/E Trinitaria</i>	47
Figura 3.12	<i>Distribución automática de torres de transmisión para el tramo 2</i>	48

Índice de tablas

Tabla 1.1	<i>Tipos de sistemas fotovoltaicos</i>	9
Tabla 1.2	<i>Componentes básicos de un sistema fotovoltaico</i>	9
Tabla 1.3	<i>Tipos de modelos de optimización</i>	10
Tabla 1.4	<i>Resumen de métodos de optimización aplicados en sistemas eléctricos</i>	11
Tabla 2.1	<i>Características técnicas de los componentes principales del sistema fotovoltaico</i>	15
Tabla 2.2	<i>Especificaciones técnicas del panel solar</i>	16
Tabla 2.3	<i>Especificaciones técnicas del inversor</i>	17
Tabla 2.4	<i>Especificaciones generales de la planta solar fotovoltaica y parámetros meteorológicos</i>	17
Tabla 2.5	<i>Restricciones normativas según la regulación eléctrica nacional</i>	29
Tabla 2.6	<i>Configuraciones generales para las estructuras en DLTCAD</i>	30
Tabla 3.1	<i>Irradiación y condiciones climáticas de la ubicación seleccionada</i>	30
Tabla 3.2	<i>Configuración inicial del sistema fotovoltaico</i>	32
Tabla 3.3	<i>Voltaje de circuito abierto del sistema</i>	32
Tabla 3.4	<i>Configuración final del sistema fotovoltaico</i>	33
Tabla 3.5	<i>Voltaje de circuito abierto del sistema</i>	33
Tabla 3.6	<i>Protecciones en DC</i>	33
Tabla 3.7	<i>Protecciones en AC</i>	33
Tabla 3.8		33
Tabla 3.9	<i>Selección de las protecciones en AC</i>	34
Tabla 3.10	<i>Selección de los conductores</i>	34
Tabla 3.11	<i>Resumen de la proyección de demanda de potencia y energía por unidad de negocio (2025 – 2045)</i>	36
Tabla 3.12	<i>Protección de demanda por nodo en p.u. para los años de estudio</i>	37
Tabla 3.13	<i>Características técnicas de las líneas de transmisión existentes a nivel de 230 kV</i>	37

Tabla 3.14	<i>Parámetros eléctricos de líneas de transmisión en 230 kV</i>	38
Tabla 3.15	<i>Estimación de parámetros de líneas de transmisión 230 kV</i>	38
Tabla 3.16	<i>Parámetros de las líneas de transmisión en base al datasheet</i>	39
Tabla 3.17	<i>Comparación de parámetros topográfico y estructurales entre los tramos simulados en DLTCAD</i>	48

Capítulo 1

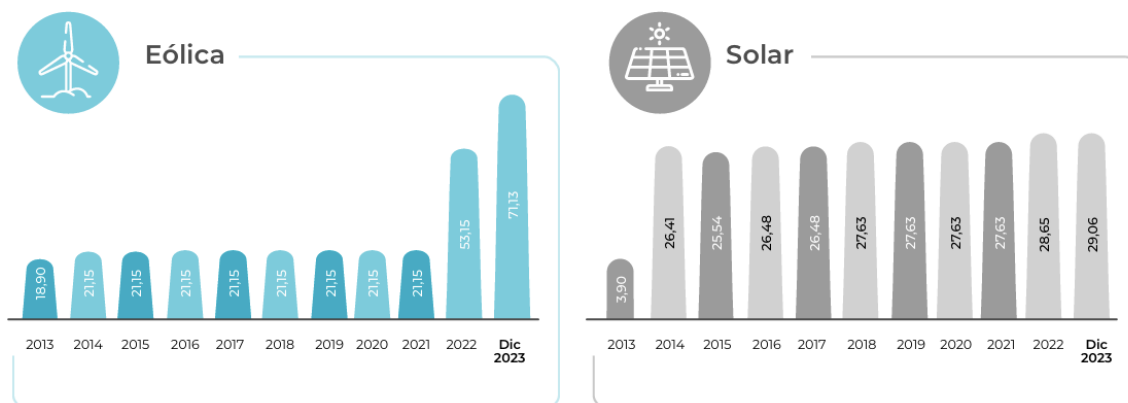
1. Introducción

En el año 2024, Ecuador enfrentó una de la crisis energética más severa en los últimos diez años debido al déficit de energía que varía entre los 1000 a 1400 megavatios [1] especialmente durante los periodos de sequía donde la crisis se agudiza ya que afecta la generación hidroeléctrica teniendo como resultado pérdidas económicas valoradas en \$12 millones de dólares por cada hora de racionamiento energético que afectan a los 17 millones de ecuatorianos [2].

La crisis energética que atraviesa el país constituye un patrón recurrente que inicia en la década de 1990, a consecuencia de esto, en el año 2009 se implementó el proyecto “Cambio de la matriz energética” [3] con el propósito de reducir la dependencia de generación termoeléctrica, se impulsó el aprovechamiento de los recursos hídricos facilitando el crecimiento económico al exportar excedentes de energía a países vecinos. Sin embargo, a pesar de estos esfuerzos, se presenta un periodo de estancamiento en su transición energética en lo que respecta a la integración de energías renovables no convencionales (ERNC). De hecho, el Balance Energético Nacional de 2023 señala que el índice de renovabilidad apenas alcanzó el 15,9% [4].

Figura 1.1

Evolución histórica de potencia nominal de fuentes de energías renovables



Nota. Panorama eléctrico 2024 – Marzo [5].

Finalmente, debido a la falta de infraestructura redundante y topologías limitadas se compromete la confiabilidad del sistema, evidenciando la falta de garantía a la continuidad del servicio de energía eléctrica y dificultando la transferencia eficiente desde los centros de generación hacia las zonas de mayor consumo.

1.1. Descripción del Problema

Durante el año 2024, la demanda energética del país alcanzó un pico de 5.500 MW, mientras que la capacidad efectiva de generación mostró un desfase crítico de 3.100 MW, evidenciando un desequilibrio que ha derivado la ejecución de racionamientos eléctricos prolongados, afectando de forma directa a sectores estratégicos del país.

Las consecuencias de este escenario se traducen en pérdidas económicas de alta magnitud y en la paralización temporal de actividades tanto en instituciones como empresas que requieren un suministro eléctrico constante para operar. La falta de generación suficiente, sumada a las limitaciones de la infraestructura de subtransmisión por el congestionamiento progresivo de las líneas que ha dificultado la transferencia eficiente de energía desde la zona de generación hacia los centros de mayor consumo, y además ha evidenciado la fragilidad del sistema ante eventos de alta demanda o condiciones climáticas adversas, como las sequías que afectan a las hidroeléctricas, principal fuente de generación eléctrica en el país.

Se trata además de un estancamiento en la diversificación de la matriz energética sin presentar un aprovechamiento de fuentes de energía renovables no convencionales para evitar el desbalance entre la capacidad de suministro y el consumo del servicio.

1.2. Justificación del Problema

El presente proyecto se plantea como una respuesta directa a la crisis energética que atraviesa el país, manifestada desde el año 2023 a través de un déficit sostenido en la capacidad de abastecimiento eléctrico y una creciente sobrecarga en los sistemas de subtransmisión. Frente a este escenario crítico, se propone el aprovechamiento de energía solar a través de un esquema optimizado de ubicación e interconexión próxima a centros de carga que permitirá la reducción significativa de cargabilidad en nodos estratégicos, por lo tanto, el proyecto responde como una estrategia de generación distribuida que contribuye a descentralizar la producción de energía e incorporar fuentes renovables no convencionales para minimizar el impacto de futuros eventos climáticos o picos de demanda lo cual contribuirá la transición energética para equilibrar la matriz energética.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Diseñar la interconexión de una planta fotovoltaica usando métodos de optimización que consideren el análisis de la demanda, y ruta óptima de interconexión que permita la reducción de la cargabilidad de las unidades de negocios seleccionadas mejorando la gestión energética.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Analizar la demanda eléctrica proyectada de las cuatro unidades de negocio, determinando la capacidad óptima de la planta fotovoltaica y la selección estratégica de las unidades beneficiadas.
2. Diseñar mediante un modelo de optimización la interconexión de las unidades de negocio que recibirán el suministro de la planta fotovoltaica.
3. Diseñar la ruta de interconexión eléctrica entre la planta fotovoltaica y las unidades de negocio garantizando un flujo energético eficiente, así como la reducción de pérdidas técnicas mediante el uso del programa DLTCAD.

1.4. Marco Teórico

1.4.1. Matriz energética

Es la representación cuantitativa de las fuentes de energía primaria utilizadas en un país o región para suministrar la demanda de energía eléctrica, puede incluir fuentes basadas en combustibles fósiles, como también fuentes basadas en recurso renovable, como hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica [6], por lo que una matriz energética diversificada y equilibrada es esencial para reducir la vulnerabilidad del sector eléctrico [7].

1.4.2. Planificación energética

Es la operación y optimización de la utilización de los recursos energéticos disponibles con el fin de satisfacer la demanda de manera continua y equilibrar la demanda y oferta de la energía eléctrica, esta actividad cubre los sistemas de generación, transmisión y distribución, con estrategias que minimicen pérdidas y costos [8].

1.4.3. Cargabilidad del sistema

Es la capacidad máxima que posee un sistema eléctrico para transportar y distribuir energía eléctrica desde la generación hasta los consumidores, esto debe realizarse sin superar los límites técnicos los cuales son: [9] La capacidad térmica máxima de los conductores, las caídas de tensión, y la estabilidad del sistema [10].

1.4.4. Crisis energética

Desequilibrio transitorio entre la oferta y demanda de energía eléctrica, en donde la reserva energética no se encuentra disponible en cantidades suficientes para suministrar la demanda de energía [11]. Este desajuste puede traer como consecuencia

afectaciones económicas y sociales, como recesiones, inflación y pérdidas de confianza del consumidor [12].

Desequilibrio transitorio entre la oferta y demanda de energía eléctrica, en donde la reserva energética no se encuentra disponible en cantidades suficientes para suministrar la demanda de energía [11]. Este desajuste puede traer como consecuencia afectaciones económicas y sociales, como recesiones, inflación y pérdidas de confianza del consumidor [12].

1.4.5. Energías renovables no convencionales

Son fuentes de energía primaria que provienen de recursos naturales que son capaces de regenerarse de forma continua o son inagotables en escalas de tiempo humanas; permiten la descentralización de la distribución de energía eléctrica, pudiendo abarcar centros de carga en zonas rurales o aisladas [13].

1.4.6. Cargabilidad de las Unidades de Negocio

De acuerdo con los reportes post-operativos proporcionados por CNEL, se observa que las unidades de negocio: Guayaquil, Guayas – Los Ríos, Milagro y Santa Elena presentan un nivel alto de cargabilidad en sus puntos de entrega:

- **Unidad de negocios CNEL Guayaquil**

Las líneas de transmisión asociadas a Policentro alcanzan una cargabilidad del 93%, mientras que en Trinitaria presenta un valor del 72%, reflejando una alta congestión en las rutas que alimentan a las zonas urbanas que poseen un mayor consumo [14] [15].

- **Unidad de negocio CNEL Guayas – Los Ríos**

La línea de transmisión Dos Cerritos se encuentra operando al 87% de su límite, junto con Quevedo, que funciona al 73% de su capacidad máxima, evidenciando que este último se encuentra próximo a saturarse [14] [15].

- **Unidad de negocio CNEL Milagro**

La línea de transmisión que interconecta a la subestación Milagro se encuentra al 81% de su capacidad máxima, limitando la posibilidad de admitir incrementos de carga o generación. Esta unidad de negocio presenta el caso más crítico, debido a la sobrecarga presente de sus alimentadores, como Milagro 1, el cual opera al 113% de su capacidad, comprometiendo la seguridad operativa [14] [15].

- **Unidad de negocio CNEL Santa Elena**

La línea de transmisión perteneciente a la subestación Santa Elena registra una cargabilidad del 73%, a pesar de presentar menores valores que el resto de las unidades de negocio, su riesgo es mayor debido a la configuración radial de su sistema eléctrico, careciendo de interconexiones robustas dentro del sistema de transmisión a 230kV [14] [15].

1.4.7. Energía Solar Fotovoltaica

Es la transformación de la fuente de energía primaria proveniente de la irradiación solar en energía eléctrica, esto se realiza a partir del efecto fotovoltaico, en donde los fotones al incidir en semiconductores, generalmente silicio, generan corriente continua la cual se convierte en alterna mediante la utilización de inversores [16].

- ***Tipos de sistemas fotovoltaicos.***

Tabla 1.1

Tipos de sistemas fotovoltaicos

Tipo de sistema	Descripción general	Interacción con la red
Conectados a la red (On Grid)	La energía generada se inyecta directamente a la red pública, En ausencia de radiación, la carga es abastecida por la red pública.	Totalmente conectado por lo que no utiliza almacenamiento
Híbridos	Combinan generación solar, red eléctrica y posibles sistemas de respaldo. Permite operar tanto conectado como desconectado	Interconectado con posibilidad de operar en modo aislado; posee sistemas de almacenamiento de respaldo.
Desconectados de la red (Off Grid)	Funcionan de forma independiente de la red eléctrica. Diseñados para autoconsumo en zonas no conectadas al sistema eléctrico	Sin conexión a la red pública; requiere de alta capacidad de almacenamiento.

Nota. Elaboración propia con base en [17] [18] [19].

- ***Componentes del sistema fotovoltaico***

Tabla 1.2

Componentes básicos de un sistema fotovoltaico

Panel Solar Fotovoltaico	Inversores
Convierte la irradiación solar en energía eléctrica mediante células de silicio, produciendo corriente continua. Se forman en grupos según la potencia, permitiendo adaptarse a distintas demandas en sistemas fotovoltaicos	Es un dispositivo basado en electrónica de potencia, que se encarga de transformar corriente continua en corriente alterna, teniendo entre sus características, ajuste de tensión y frecuencia dependiendo la red eléctrica, optimización de la generación de energía

Nota. Elaboración propia con base en [17] [18] [19].

1.4.8. Software PVSyst

Es un software especializado que permite diseñar, simular y analizar sistemas fotovoltaicos tanto conectados a la red como autónomos. Facilita el dimensionamiento de la potencia, almacenamiento y otros componentes mediante el ingreso de parámetros técnicos y el uso de base de datos meteorológicas y de fabricantes lo que ayuda a la selección precisa de los elementos de la instalación. Sus herramientas permiten generar reportes comparativos, gráficos, de desempeño y análisis económicos [20].

1.4.9. Optimización

El objetivo de la optimización global es encontrar la mejor solución de modelos de decisiones difíciles frente a las múltiples soluciones locales [21]. Por lo tanto, se presenta a continuación los diferentes tipos de optimización.

Tabla 1.3

Tipos de modelos de optimización

Técnicas de Programación Matemática	Técnicas de procesos Estocásticos	Métodos Estadísticos
Métodos de cálculo	Teoría de decisión estadística	Análisis de regresión
Cálculos de variaciones	Procesos de Markov	Cluster análisis, pattern recognition
Programación no lineal	Queueling Theory	Experimentos de diseños
Programación cuadrática	Métodos de simulación	
Programación lineal	Teoría de fiabilidad	
Programación dinámica		
Programación de variables enteras		
Programación estocástica		

Nota. Fuente: [22].

A fin de comprender los métodos de optimización aplicados en los sistemas eléctricos, en la tabla 1.4 se presenta un resumen de las principales técnicas, objetivos y principios de funcionamiento.

Tabla 1.4

Resumen de métodos de optimización aplicados en sistemas eléctricos

Método de Optimización	de	Objetivo	Funcionamiento
Programación Lineal (PL)		Maximizar o minimizar una función objetivo lineal sujeta a restricciones lineales de igualdad o desigualdad	Se define una función objetivo lineal, restricciones lineales y se resuelve mediante métodos como Simplex o método de punto inferior.
Programación Lineal (PNL)	No	Optimizar problemas donde la función objetivo y/o las restricciones tienen comportamientos no lineales	Utiliza algoritmos iterativos. Puede tener múltiples óptimos locales, por lo que es más complejo
Programación Entera o Entera Mixta		Tomar decisiones donde las variables son enteras	Combinación de programación lineal con restricciones de integridad.
Metaheurísticas		Buscar soluciones cercanas al óptimo en problemas complejos, no lineales o con múltiples objetivos	Basados en inteligencia evolutiva o procesos naturales.

Nota. Elaboración propia con base en [22].

1.4.10. Software DLTCAD

Es un software especializado que permite desarrollar proyectos de líneas eléctricas de manera automatizada para distribución y transmisión. A partir de datos topográficos, permite modelar el trazado de las líneas y realizar los cálculos mecánicos y eléctricos necesarios considerando además las condiciones ambientales, deformaciones y márgenes de seguridad. Además, automatiza la generación de reportes, cálculos de esfuerzo y planos técnicos [23].

Capítulo 2

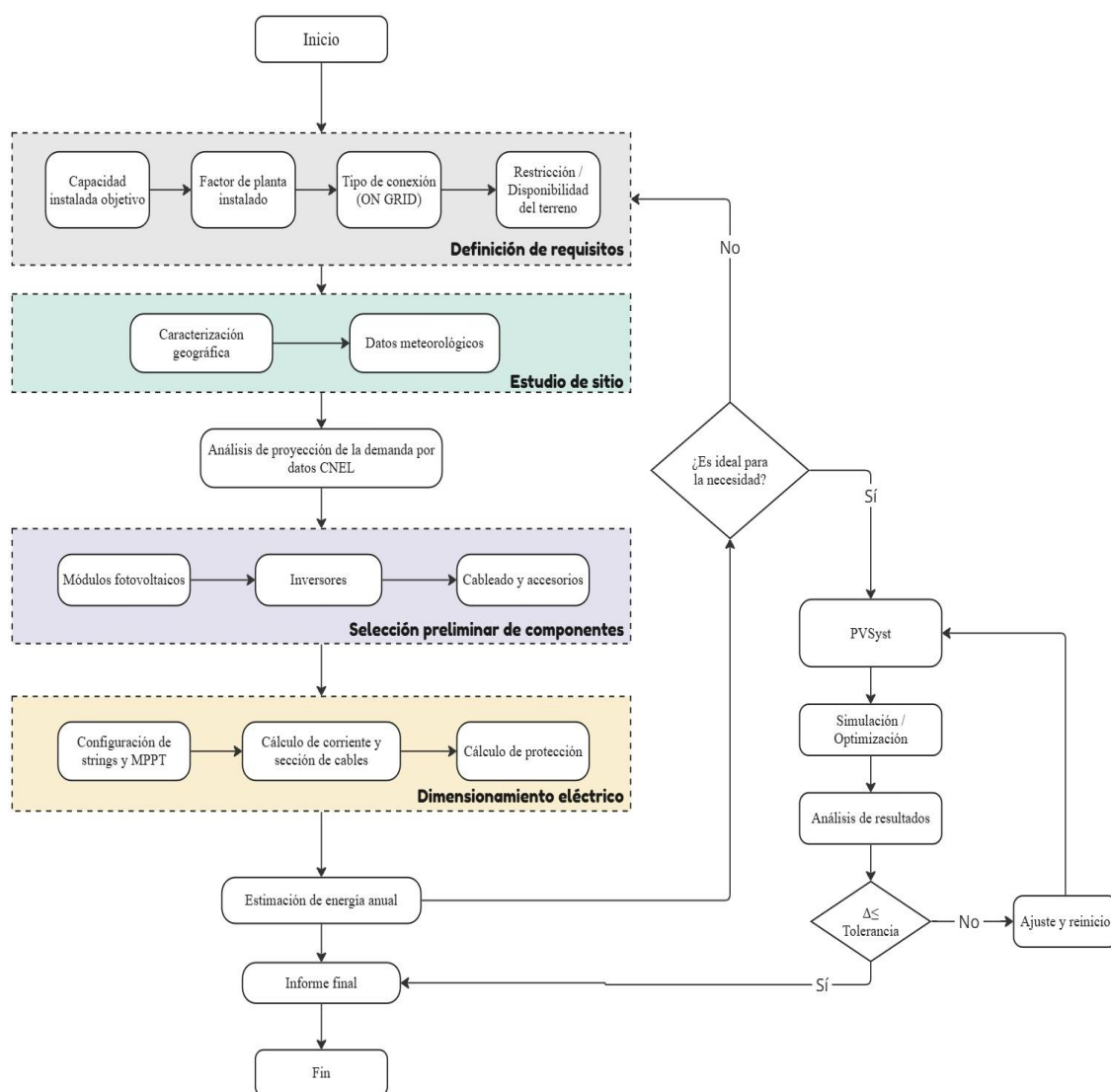
2. Metodología

2.1. Diagrama de procesos – Dimensionamiento de planta fotovoltaica

La metodología se estructuró en tres fases principales: (1) diseño y dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica, (2) optimización de la interconexión mediante programación matemática y (3) diseño de la línea de transmisión.

Figura 2.1

Diagrama de procesos para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica



2.1.1. Diseño de la planta fotovoltaica

- **Ubicación geográfica**

Para esta primera etapa, se realizó la identificación de la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico con el fin de determinar las condiciones meteorológicas del sitio. Para esto, se empleó el software PVsyst junto con la base meteorológica Meteonorm 8.2, permitiendo obtener parámetros climáticos relevantes como irradiación solar global anual y temperatura ambiente anual.

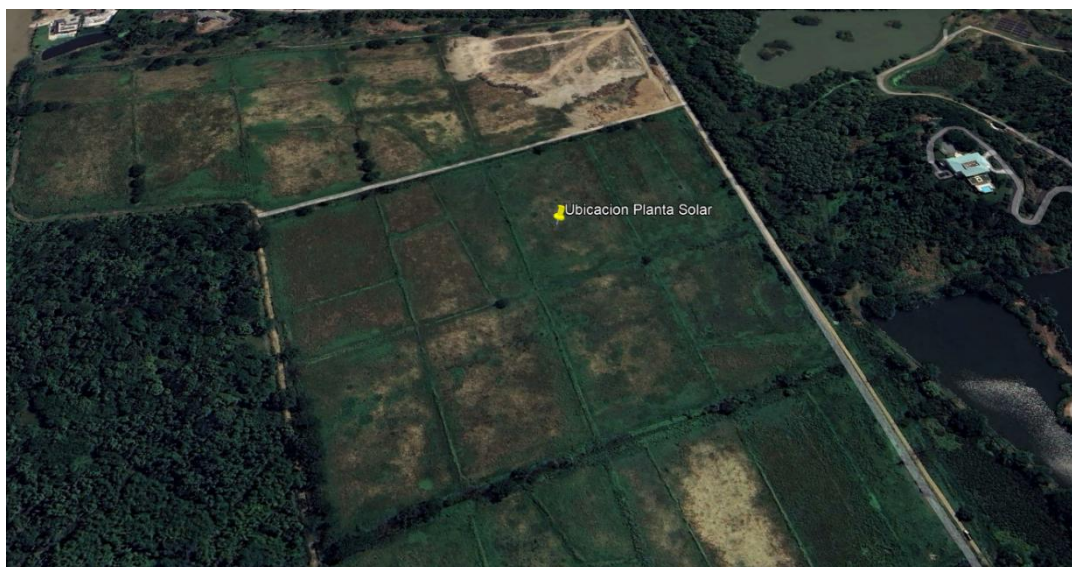
Se seleccionó el lugar de implementación de la planta solar el cual posee las siguientes coordenadas de longitud y latitud obtenidas del software Google Earth:

- **Longitud:** -2.082246
- **Latitud:** -79.885547

Estas coordenadas geográficas representan la ubicación de la localidad San Miguel en el cantón Samborondón, en base a esta información se determinaron las condiciones geográficas del sitio mediante el software PVsyst.

Figura 2.2

Ubicación geográfica seleccionada para la implementación de la planta seleccionada



Nota. Figura obtenida por Google Earth.

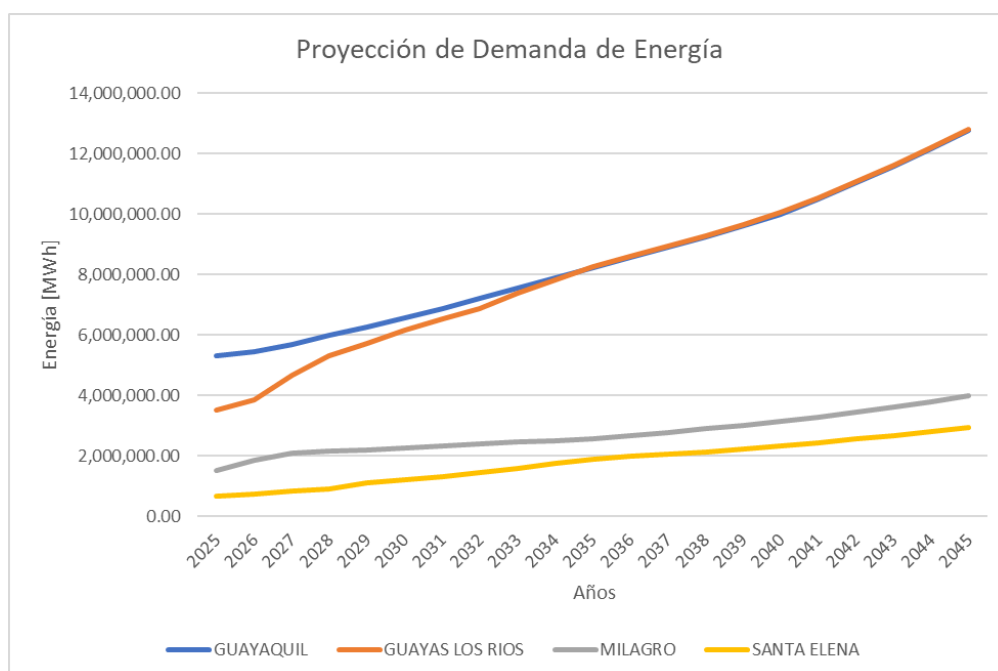
2.1.2. Selección de equipos y potencia de la planta solar fotovoltaico

- *Selección de la potencia de la planta solar fotovoltaico*

Para esta etapa, se realizó una proyección de la demanda de energía de cada una de las unidades de negocio; CNEL- Guayaquil, CNEL- Guayas Los Ríos, CNEL – Milagro y CNEL – Santa Elena, considerando un plazo de 20 años. De acuerdo con la figura 2.3 se realiza la estimación que se basó en los datos históricos proporcionados por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL).

Figura 2.3

Proyección de la demanda de energía de las unidades de negocios



Nota. Análisis fundamentado por datos CNEL

La proyección reveló un crecimiento en la energía demandada para todas las unidades de negocio evaluadas, obteniendo valores que alcanzan los 12000 [MWh] aproximadamente. A partir de este análisis se propuso la implementación de una planta solar fotovoltaica de 10 [MW] considerando que la energía generada por este sistema

sea suficiente para satisfacer la demanda de determinadas unidades de negocio que serían seleccionadas durante el desarrollo del presente proyecto.

- ***Selección de los componentes de la planta solar fotovoltaica***

En función de la potencia establecida para la planta solar fotovoltaica se determinaron los siguientes componentes.:

Tabla 2.1

Características técnicas de los componentes principales del sistema fotovoltaico

	Panel Solar	Inversor
Marca	Trina Solar	Huawei
Modelo	SM-NEG21C.20 695-720W	SUN2000-330KTL-H1
Potencia Pico	720 [Wp]	
Potencia activa nominal AC		300 [kW]

Figura 2.4

Componentes del sistema fotovoltaico



2.1.3. Especificaciones técnicas y cálculos requeridos para el diseño de la planta solar fotovoltaica.

- *Especificaciones técnicas aplicadas al diseño de la planta solar fotovoltaica.*

Las siguientes especificaciones técnicas fueron obtenidas de las hojas de datos oficiales de cada fabricante de los componentes seleccionados para el sistema:

Tabla 2.2

Especificaciones técnicas del panel solar

Datos del panel solar	
Potencia pico del panel [Wp]	720
Corriente de cortocircuito	18.49
(Isc) [A]	
Voltaje de circuito abierto	49.4
(Voc) [V]	
Coefficiente de temperatura	-0.24
de voltaje de circuito	
abierto	(α_{VCO})
[%/°C]	

Nota. Especificaciones técnicas del panel solar [24].

Tabla 2.3*Especificaciones técnicas del inversor*

Datos del panel solar	
Potencia activa en AC [W]	300000
Número de entradas MPPT	6
Voltaje máximo operativo por cada entrada MPPT [VDC]	1500
Corriente máxima soportada en DC por cada entrada MPPT [A]	65
Corriente nominal del inversor en AC [A]	216.6

Nota. Especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante [25].

Además, dentro de la tabla 2.3. se muestra la utilización de datos generales y parámetros meteorológicos correspondientes a la ubicación geográfica seleccionada:

Tabla 2.4

Especificaciones generales de la planta solar fotovoltaica y parámetros meteorológicos

Datos del panel solar	
Horas solar pico (HSP)	4
Eficiencia	8

Potencia requerida del sistema [W]	10000000
Temperatura mínima ambiental del lugar [°C]	20

Nota. Temperatura mínima ambiental seleccionada en base a [26].

- ***Cálculos aplicados al dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica***

Se presentan las fórmulas aplicadas en el diseño de la planta solar fotovoltaica, así como el cálculo de las protecciones eléctricas requeridas para el funcionamiento confiable y seguro del sistema:

Número de paneles del sistema

$$\#Paneles_{sistema} = \frac{Potencia\ del\ sistema\ requerido}{Potencia\ pico\ de\ los\ paneles} \{ 2.1 \}$$

Número de inversores

$$\#Inversores = \frac{Potencia\ del\ sistema\ requerido}{Potencia\ activa\ de\ inversor} \{ 2.2 \}$$

Número de paneles en serie

$$\#Paneles_{serie} = \frac{Vmax\ operativo\ por\ cada\ entrada\ MPPT}{Voltaje\ circuito\ abierto\ del\ panel} \{ 2.3 \}$$

Número de cadenas por cada inversor

$$\#Cadena_{porinversor} = \#CadenasPorMPPT * \#EntradasMPPTInversor \{ 2.4 \}$$

Estimación de generación anual

$$\#Cadenas_{porInversor} = \#CadenasPorMPPT * \#EntradasMPPTInversor \{ 2.5 \}$$

- **Dimensionamiento de las protecciones AC y DC de la planta solar**

Protecciones DC

El dimensionamiento de las protecciones DC de la planta solar se realizó en base a lo propuesto por la normativa IEC 60364-7-712:2017: Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems [27].

De acuerdo con lo mencionado se presentan las expresiones matemáticas utilizadas:

Voltaje de circuito abierto por cadena

$$VOC_{cadena} = Paneles_{serie} * VOC_{panel} \{ 2.6 \}$$

Corrección del voltaje de circuito abierto

La normativa establece que el voltaje de circuito abierto de un módulo fotovoltaico debe de corregirse a partir de la utilización del factor K_U , esto fue realizado en base a la siguiente expresión:

Factor de corrección K_U

$$K_U = 1 + \frac{\alpha_{vco}}{100} * (T_{min} - 25) \{ 2.7 \}$$

Voltaje de circuito abierto corregido

$$VOC_{corregido} = K_U * VOC_{cadena} \{ 2.8 \}$$

Fusibles DC por cadena

$$I_{fusible} = 1.25 * ISC_{panel} \{ 2.9 \}$$

Dispositivo de protección contra sobretensiones

$$UC \geq 1,2 * VOC_{nuevo\ corregido} \{ 2 . 10 \}$$

Seccionador para cada entrada MPPT / Protecciones AC

$$I_{seccionador} = CadenasPorMPPT * ISC_{panel} \{ 2 . 11 \}$$

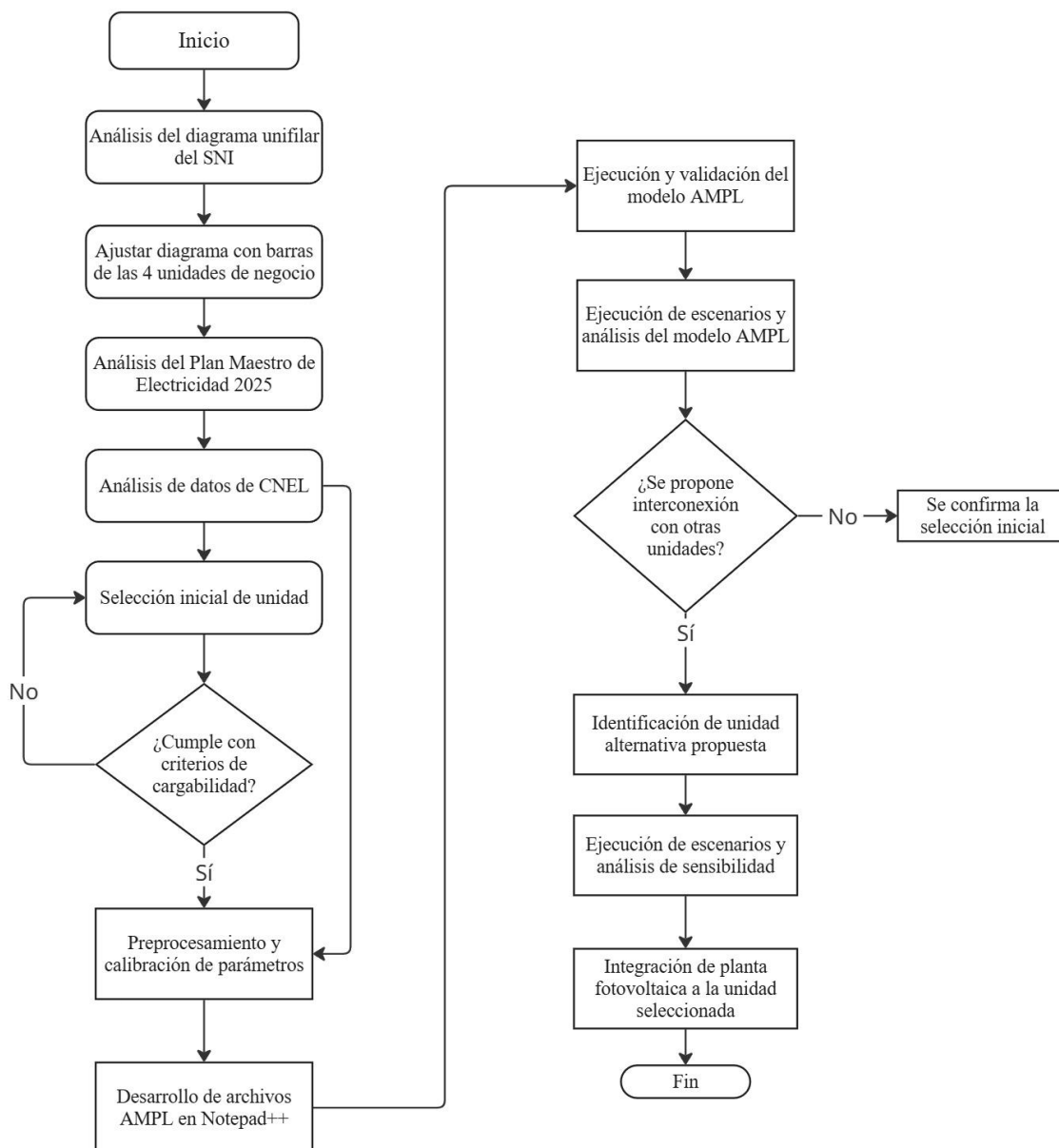
$$I_{breaker} = 1,25 * Inom_{inversor} \{ 2 . 12 \}$$

2.2. Diagrama de procesos – Optimización de Interconexión

De acuerdo con la figura 2.5 se elaboró un diagrama de procesos que permite visualizar las etapas principales, desde un análisis inicial del sistema, criterios de cargabilidad, hasta la validación del modelo en AMPL.

Figura 2.5

Diagrama de procesos para la optimización de interconexión de las cuatro unidades de negocios



2.2.1. Lenguaje y naturaleza del modelo

La segunda etapa del proyecto se implementó en AMPL (A Mathematical Programming Language), un entorno declarativo especializado en la formulación y resolución de problemas de programación matemática. Por lo que, el programa permitió:

- Separar la formulación (archivos .mod) de los datos (.dat) y los scripts de ejecución (.run), facilitando la modularidad y reutilización.
- Expresar de forma compacta modelos lineales, enteros y mixtos – enteros (MILP), incluyendo variables continuas, binarias y restricciones lógicas.
- Interactuar con solvers industriales para resolver eficientemente problemas a gran escala.

El modelo se planteó como un problema de Programación Lineal Entera Mixta que combina:

1. Variables binarias $\omega_{i,j,y}$ para la decisión de construcción de líneas nuevas en etapas discretas.
2. Variables continuas $g_i, \theta_i, f_{O_{ij}}, f_{ij,y}$ para generación, ángulos y flujos de potencia DC.
3. Restricciones lineales de balance nodal, límites de flujo y ángulos, y linealización exacta de la función valor absoluto para la cargabilidad de las líneas existentes.
4. Un objetivo compuesto que integra minimización de cargabilidad y maximización de la evacuación de energía solar ponderados en el parámetro α

Este enfoque MILP permitió capturar simultáneamente decisiones de inversión (qué líneas construir y en qué orden) y operaciones de red (flujos y ángulos), garantizando que el problema sea tratable mediante CPLEX y escalable a sistemas de varias decenas de barras.

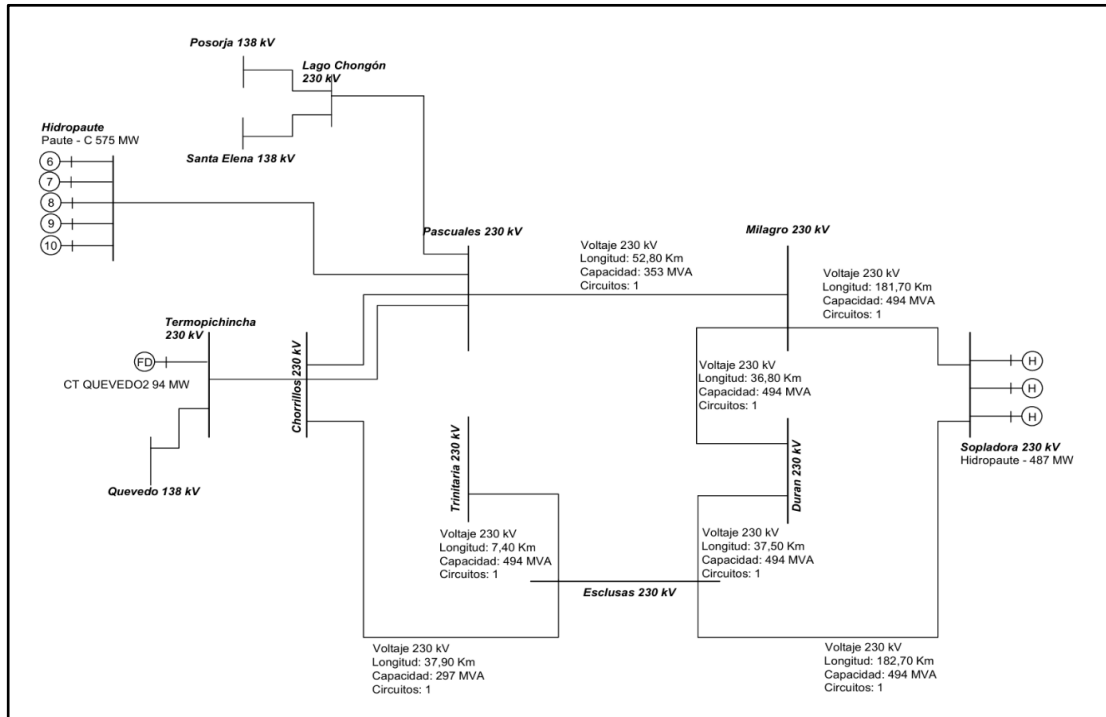
2.2.2. Formulación del modelo

Como parte del análisis topológico del Sistema Nacional Interconectado (SNI), se evaluaron las condiciones de conexión de las distintas unidades de negocio. A partir de este estudio se decidió excluir la unidad de negocio Santa Elena del modelo de optimización, debido a que, si bien forma parte del sistema, su única conexión se realiza a través de una línea de 138 kV, sin una integración directa al anillo de 230 kV. Como se logra observar en la figura 2.6 esta característica limita su capacidad de evacuación eficiente de potencia, lo que justifica su omisión en el contexto de planificación de interconexión.

Además, el modelo permitió representar simultáneamente decisiones de inversión (adición de líneas nuevas) y decisiones operativas (flujos de potencia y ángulos nodales), maximizando la evacuación de la generación solar e incorporando como restricción la cargabilidad de las líneas existentes.

Figura 2.6

Sistema de anillo de las cuatro unidades de negocio



2.2.3. Estrategia de identificación causal

La estrategia de identificación consistió en simular tres escenarios principales:

1. El sistema sin la planta solar, para observar el estado de cargabilidad de las líneas existentes.
2. El sistema con la planta solar conectada, analizando si su generación permitía cubrir la demanda de una o varias unidades de negocio.
3. El sistema con la planta solar integrada y considerando la cargabilidad conjunta de las líneas para evaluar el efecto combinado en la red.

Estas simulaciones permitieron observar los efectos causales de la interconexión sobre la evacuación de energía y el comportamiento operativo del sistema. Se consideró que el modelo era identificable ya que, dado una topología y una proyección de demanda/generación, la solución óptima reflejaba el comportamiento realista del sistema bajo el flujo DC.

2.2.4. Modelo de optimización en AMPL

El modelo como tal se organiza en tres archivos principales:

1. Interconexión .mod

Conjuntos

- **Ob:** Barras del sistema
- **Ob_ext:** Barras del sistema más la barra PV
- **01:** Líneas (existentes y candidatas)
- **Y:** etapas de construcción

Parámetros

- **x[i,j], fmax[i,j]:** reactancias y flujos máximos.
- **n0[i,j]:** indicador de existencia (1) o no (0).
- **nmax[i,j]:** número máximo de líneas nuevas por par.
- **d[i], gmax[i]:** demanda y generación máxima en cada barra.
- **thmax, gsolarmax:** límites de ángulo y capacidad solar.

Variables

- **w[i,j,y] ∈ {0,1}:** construcción de línea en etapa y.
- **g[i], th[i]:** generación y ángulo de fase.
- **f0[i,j], f[i,j,y]:** flujos en líneas existentes y nuevas.
- **f0_abs[i,j], carga[i,j]:** linealización de |f0| y cargabilidad.

Objetivo compuesto

$$\text{Minimizar: } \sum_{(i,j) \in Ol} \frac{|f_{ij}|}{f_{max_{ij}}} - \alpha \cdot g_{PV} \{ 2.13 \}$$

Donde:

- f_{ij} : flujo en la línea
- g_{PV} : generación en la planta solar
- $\alpha = 10$; parámetro de ponderación

Restricciones relevantes

Balance nodal

$$\sum_{(k,i)} (f_{ki}^{(0)} + \sum_y f_{ki}^{(y)}) - \sum_{(i,j)} (f_{ij}^{(0)} + \sum_y f_{ij}^{(y)}) + g_i \{ 2.14 \}$$

Flujos en líneas existentes:

$$f_{ij}^{(0)} = n0_{ij} \cdot \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \{ 2.15 \}$$

Límites de generación:

$$0 \leq g_i \leq gmax_i, \quad 0 \leq g_{PV} \leq g_{solarmax} \{ 2.16 \}$$

Ángulos:

$$-\theta_{max} \leq \theta_i \leq \theta_{max} \{ 2.17 \}$$

2. Interconexión. Dat

- Valores de demanda y generación (normalizados en pu).
- Parámetros $thmax = 1.6$ rad, $gsolarmax = 0.1$ pu.
- Definición de barras (Pascuales, Milagro, ..., PV) y líneas existentes.
- Bloques let para normalizar datos de CNEL y ajustar unidades de negocio.

3. Interconexión. Run

- *reset*; y carga de *.mod* y *.dat*.
- Extensión dinámica de *Ol* añadiendo todos los enlaces $PV \leftrightarrow$

Barra con $n0 = 0$, $nmax = 1$.

- Definición de los conjuntos $UN_{Guayaquil}, UN_{GLR}, Un_{Milagro}$
- Opciones de solver (CPLEX) y llamada a *solve*;
- Impresión de resultados (g[PV], líneas construidas, generación vs demanda, cargabilidades).

2.2.5. Flujo de ejecución

1. Preprocesamiento

- Lectura de demanda histórica de CNEL y proyección a 20 años
- Normalización a pu de demanda, generación y flujos máximos

2. Generación de candidatos

- Ampliación de Ol con arcos $PV \leftrightarrow Barra$ (reactancia fija 1.5, $f_{max}=0.1$)

3. Optimización

- Cálculo simultáneo de:
 - Evacuación solar óptima g_{PV} .
 - Selección de nuevas líneas $\omega_{i,j,y}$.
 - Flujos f_0^*, f^* y ángulos θ^* .

4. Post – procesamiento

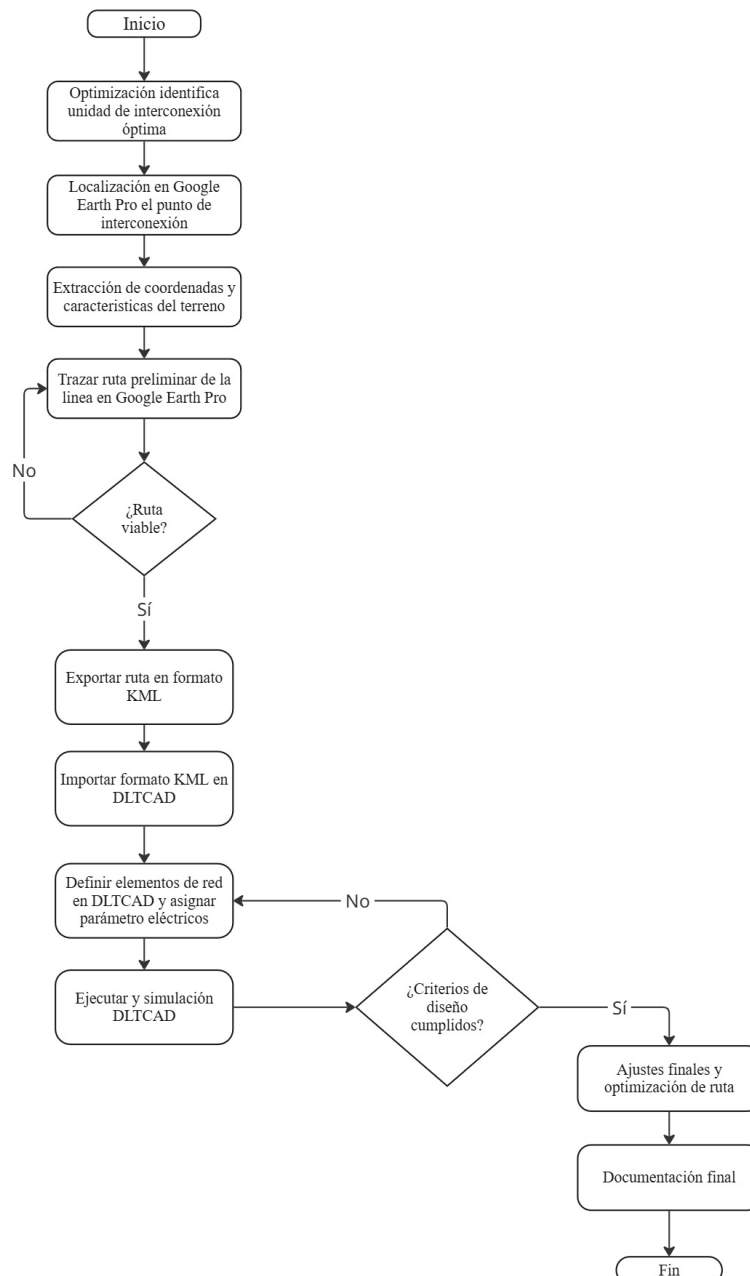
- Cálculo de cargabilidad total y por unidad de negocio.
- Verificación de restricciones de ángulo y capacidad de línea.
- Generación de reportes automáticos y tablas resumen.

2.3. Diagrama de procesos – Diseño de la línea de transmisión por DLTCAD

De acuerdo a la figura 2.7, el esquema presente resume los pasos metodológicos aplicados que abarca desde la localización hasta la simulación en DLTCAD garantizando la viabilidad técnica de las rutas obtenidas.

Figura 2.7

Diagrama de procesos para el diseño de las líneas de transmisión interconectadas al sistema fotovoltaico



2.3.1. Trazado preliminar y viabilidad

A partir de los resultados del modelo MILP se identificó las nuevas líneas de transmisión que se pueden interconectar con la barra óptima diseñada (PV). Por lo tanto, desde la ubicación de la planta fotovoltaica localizada en las coordenadas $2^{\circ} 5'6.72''\text{S}$ y $79^{\circ}53'7.94''\text{O}$, se realizó el trazado de las rutas preliminares hacia las subestaciones (nodos) óptimos obtenidos en la optimización previa. A partir de la información del trazado se generaron curvas de nivel con equidistancia de 5 metros, además de los mapas de pendientes, cuerpos de agua, caminos y demás obstáculos físicos que pudieran condicionar el trazado. Las nuevas líneas atravesarían por sectores rurales además de cruzar por dos ríos importantes el “Río Daule” y el “Río Guayas”.

Las coordenadas UTM de los puntos críticos fueron organizadas en capas georreferenciadas y se han cargado en el entorno CAD del proyecto. Por lo que, en la tabla 2.5 se han definido las restricciones normativas según la regulación eléctrica nacional para las líneas de transmisión teniendo lo siguiente:

Tabla 2.5

Restricciones normativas según la regulación eléctrica nacional

Distancia de las franjas de servidumbre	30 metros	15 metros a cada lado del eje de la línea
Altura permitida entre cables de la línea y vegetación	6 metros	
Distancia mínima de seguridad	5 – 6 metros	Dependiendo de carreteras, caminos rurales o cruces fluviales

Nota. Fuente [28]

Con estas condiciones, se identificaron zonas aptas para la ubicación de estructuras, evitando pendientes pronunciadas, áreas con restricciones ambientales.

Posteriormente, en el entorno de DLTCAD, se trazó la ruta preliminar optimizando la longitud del recorrido, el número de quiebre y el ángulo de desviación entre apoyos.

Mediante el análisis del nivel topográfico se puede verificar la continuidad del trazo y el cumplimiento de los despejes mínimos. Una vez consolidada las rutas preliminares, se procede con la configuración de las estructuras en DLTCAD, entonces en la tabla 2.6 se demuestra las configuraciones para torres aptas al nivel de 230 kV.

Tabla 2.6

Configuraciones generales para las estructuras en DLTCAD

Altura de las estructuras	34 a 60 m
Tipos de Torres	Torre de suspensión con ángulo 2°
	Torre de retención
	Torre de anclaje con 30°
	Torre de remate con 66°
Estructura	Acero galvanizado autosoportante, reticuladas
Número de circuitos	1
Vano máximo	600 – 800 m

Además, se definió la distancia promedio de las torres entre 400 a 500 metros, ajustada al perfil del terreno y la necesidad de respetar las flechas máximas permitidas por los conductores.

Finalmente, se aplicaron las funciones de verificación automática de DLTCAD, que incluyen simulación de condiciones críticas de carga, validación de despejes mínimos, cálculo de esfuerzos en conductores y estructuras. Los reajustes realizados permitieron refinar la ubicación y altura de las torres, garantizando que el diseño final cumpla con todos los requisitos técnicos.

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

3.1. Resultados del dimensionamiento de la planta solar

3.1.1. Análisis de irradiación y condiciones climáticas

Dentro de la tabla 3.1, se presentan los cálculos de la irradiación en la ubicación geográfica seleccionada obtenido mediante simulación en el software PVsyst.

Tabla 3.1

Irradiación y condiciones climáticas de la ubicación seleccionada

Mes	Irradiación Global Horizontal [kWh/m ²]	Irradiación global difusa [kWh/m ²]	Temperatura ambiente [°C]
Enero	141.1	82.80	26.50
Febrero	127.3	80.44	26.35
Marzo	155.9	83.16	26.90
Abril	153.1	78.89	26.58
Mayo	138.2	72.43	26.30
Junio	120.1	76.30	24.70
Julio	119.2	75.22	24.36
Agosto	119.9	74.45	24.04
Septiembre	117.9	65.34	24.05
Octubre	110.8	73.38	24.41
Noviembre	112.8	78.25	24.56
Diciembre	132.0	85.19	26.44
Anual	1548.3	925.85	25.43

Nota. Cálculo de irradiación de la ubicación geográfica seleccionada obtenida de [29].

Según lo observado, se presentan valores máximos de irradiación global horizontal en los meses de enero, marzo, abril y mayo, con valores de 141.1 [kWh/m²], 155.9 [kWh/m²], 153.1 [kWh/m²] y 138.2 [kWh/m²] respectivamente. Este comportamiento se asocia principalmente a la reducción de partículas en suspensión tras las lluvias intensas características de la temporada húmeda la cual transcurre en los meses de enero hasta abril [30].

Sin embargo, estos valores no dependen únicamente a las condiciones meteorológicas locales, sino también a la geometría solar, ya que, durante el equinoccio de marzo el cual ocurre alrededor del 20 al 21 de marzo, el sol se encuentra alineado con el ecuador geográfico, provocando una incidencia perpendicular de los rayos solares en latitudes cercanas a 0°, incrementando significativamente la irradiancia horizontal global [31], por otro lado, en el mes de enero, la Tierra se encuentra en el perihelio, encontrándose más cerca del sol, dando como resultado un aumento de la irradiación global horizontal del 10% aproximadamente respecto a los meses con menor irradiación [32].

Con respecto a la temperatura ambiental se observan valores mínimos que oscilan entre 24°C a 25°C, los cuales corresponden a condiciones meteorológicas típicas del cantón [33]. Dichos valores son adecuados para su operación eficiente, ya que la hoja de datos del módulo fotovoltaico utilizado registra un rango de temperatura operativa entre -40°C a +85°C con un coeficiente de temperatura de potencia de -0.29%/°C. Esto implica que, por cada grado Celsius por encima de 25°C la potencia máxima generada por el panel disminuye un 0.29% [24]. Por lo tanto, las pérdidas térmicas esperadas en el sistema bajo estas condiciones son mínimas.

3.1.2. Cálculo y configuración del sistema fotovoltaico

La configuración óptima del sistema fotovoltaico fue definida a partir de los datos técnicos de los paneles solares, inversores y requerimientos generales del proyecto. Se detallan en la tabla 3.2 a continuación los resultados más relevantes:

Tabla 3.2

Configuración inicial del sistema fotovoltaico

Número de paneles del sistema	14285
Número de inversores	33
Número de paneles en serie	30
Número de cadenas por cada entrada MPPT	3
Número de cadenas por cada inversor	18
Energía anual generada [MWh]	11679.42

Tabla 3.3

Voltaje de circuito abierto del sistema

Voltaje de circuito abierto [V]	1458
Factor KU	1.012
Voltaje de circuito abierto real por cadena [V]	1475.50

Es necesario realizar la corrección de voltaje de circuito abierto del sistema fotovoltaico mediante la normativa IEC 60364-7-712:2017: Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems, debido al incremento de este valor bajo condiciones bajas de temperatura, esto se realiza con el objetivo de que el voltaje de circuito abierto de la configuración no exceda la tensión máxima operativa del inversor [27]. Por lo que, se modifica la configuración óptima del sistema fotovoltaico, disminuyendo la cantidad de paneles en serie generando un incremento en la cantidad de paneles del sistema. A continuación, se presentarán los resultados obtenidos:

Tabla 3.4*Configuración final del sistema fotovoltaico*

Número de paneles del sistema	16632
Número de inversores	33
Número de paneles en serie	28
Número de cadenas por cada entrada MPPT	3
Número de cadenas por cada inversor	18
Energía anual generada [MWh]	13598.3

Tabla 3.5*Voltaje de circuito abierto del sistema*

Voltaje de circuito abierto [V]	1360.8
Factor KU	1.012
Voltaje de circuito abierto real por cadena [V]	1377.13

Tabla 3.6*Protecciones en DC*

Corriente del fusible [A]	22.9
Voltaje del supresor de tensión [V]	1652.56
Seccionador por cada MPPT [A]	54.96

Tabla 3.7*Protecciones en AC*

Corriente del breaker [A]	270.75
----------------------------------	--------

3.1.3. Selección de los equipos de protección y conductores

De acuerdo a la tabla 3.8 la elección de los equipos de protección se realizó en base a los parámetros técnicos definidos en el diseño, presentando las siguientes características:

Tabla 3.8*Selección de las protecciones en DC*

Corriente del fusible [A]	25
Voltaje del supresor de tensión [V]	1500
Seccionador por cada MPPT [A]	150

Tabla 3.9*Selección de las protecciones en AC*

Corriente del breaker [A]	300
----------------------------------	-----

Tabla 3.10*Selección de los conductores*

Conductor para cadenas y combiner box	8 AWG
Conductor para salida del inversor	350 MCM

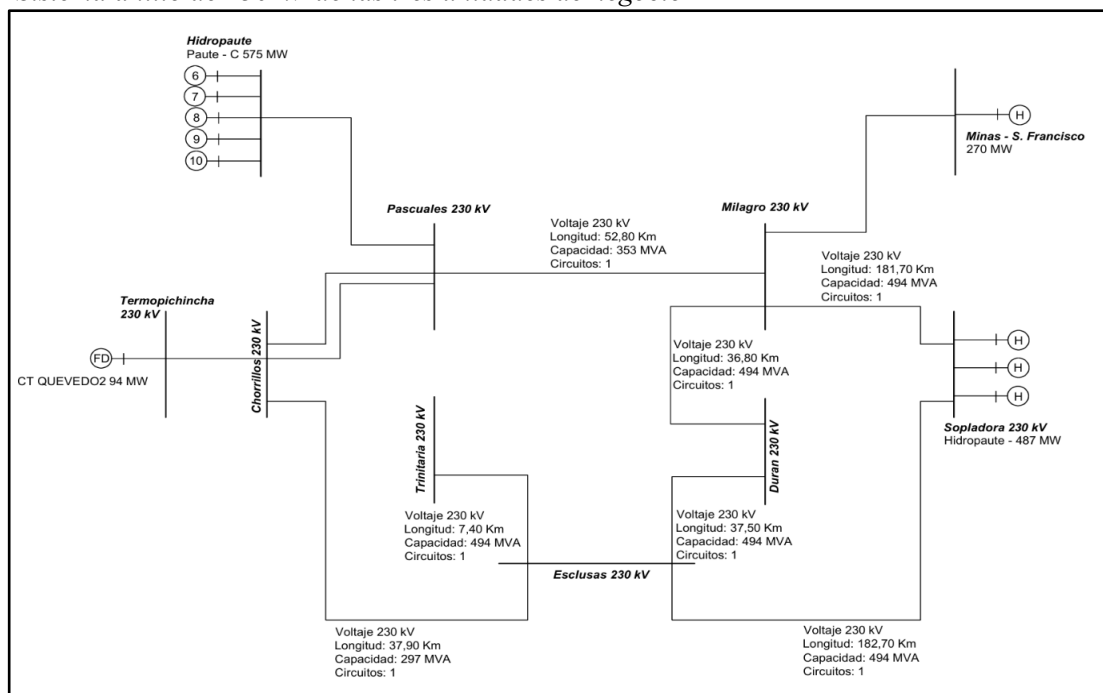
3.2. Resultados de optimización

Como parte de la segunda etapa, el análisis se concentra en tres unidades de negocio: CNEL- Guayaquil, CNEL – Guayas Los Ríos, CNEL – Milagro. Aunque inicialmente se contempló la inclusión de cuatro unidades de negocio, se excluyó la unidad CNEL – Santa Elena, ya que opera mayoritariamente a 138 kV y no forma parte del anillo de transmisión de 230 kV tal como se muestra en la figura 3.1, lo cual implica una menor capacidad de integración con la red troncal de transmisión. Esta característica representa una limitación significativa para la interconexión de una planta fotovoltaica de gran escala.

Adicional, geográficamente Santa Elena se encuentra en una zona periférica con menor densidad de demanda comparada con las otras unidades. En contraste, las unidades de negocio seleccionada – Guayaquil, Guayas - Los Ríos y Milagro – están ubicadas en el Suroeste del Ecuador, una región estratégica con alta concentración de cargas, demanda energética, nodos críticos de transmisión y con mayor posibilidad de expansión futura.

Figura 3.1

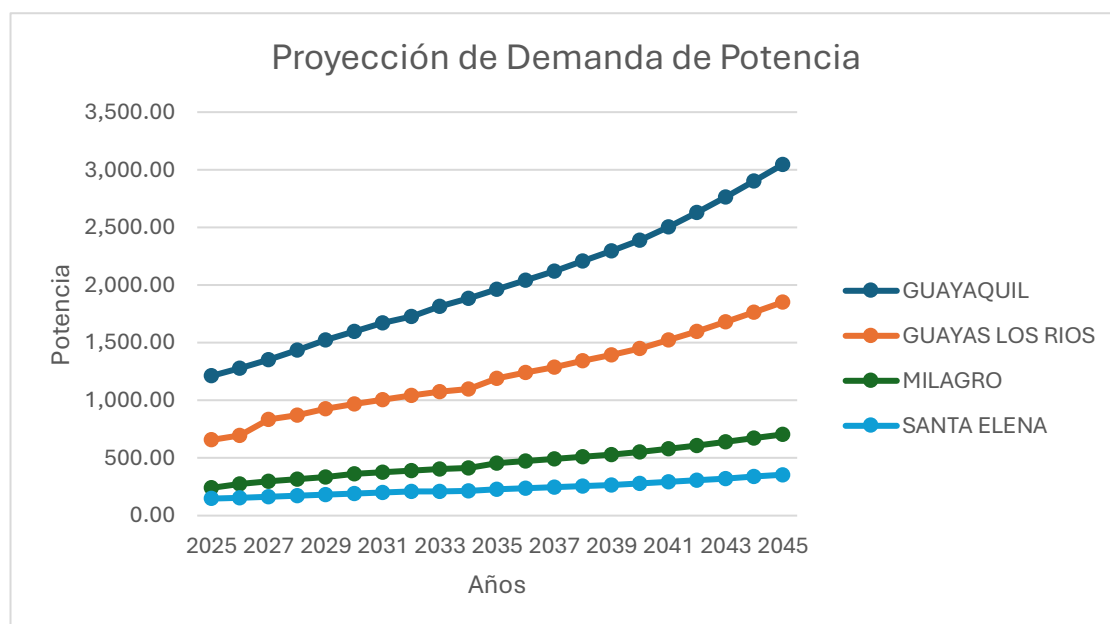
Sistema anillo de 230 kV de las tres unidades de negocio



Nota. Representa el ajuste del SNI para las tres unidades de negocio.

Figura 3.2

Proyección de la demanda de potencia para las unidades de negocio



Nota. Análisis realizado en base a los registros históricos y estimaciones de CNEL.

Tabla 3.11

Resumen de la proyección de demanda de potencia y energía por unidad de negocio (2025 – 2045)

Unidad de Negocio	Demanda de Potencia 2025 [MW]	Demanda de Potencia 2045 [MWh]	Crecimiento %	Energía Total 20 años
Guayaquil	1.212,05	3.046,53	4,72%	177.192.692,27
Guayas Los Rios	656,42	1.851,44	5,32%	170.745.251,18
Milagro	240,51	704,33	5,52%	56.827.647,72
Santa Elena	147,61	354,88	4,48%	37.465.719,61

Nota. La energía total corresponde al consumo acumulado entre 2025 y 2045.

Estas demandas ajustadas son incorporadas en el parámetro $d[i]$ del modelo AMPL para cada barra representada en el sistema.

3.2.1. Caracterización del sistema eléctrico considerado

El sistema está conformado por seis barras (nodos) pertenecientes a las unidades de negocio.

Las barras incluidas son:

- Pascuales
- Chorrillos
- Duran
- Esclusas
- Trinitaria
- Milagro

La barra adicional PV representa el punto de interconexión propuesto para la planta fotovoltaica. Cada barra se clasifica según su rol operativo: nodos tipo PQ (carga o generación), tipo Slack (referencia de ángulo de fase) o nodo PV (generador solar).

La tabla siguiente resume sus características.

Tabla 3.12

Protección de demanda por nodo en p.u. para los años de estudio

Nodo	Tipo	Unidad de Negocio	Demanda 2025 (p.u)	Demanda 2045 (p.u)
Pascuales	PQ	Guayas – Los Ríos	6.5642	1.851
Duran	PQ			
Chorrillos	Slack			
Milagro	PQ	Milagro	2.4051	7.04
Trinitaria	PQ	Guayaquil	12.12	30.46
Esclusas	PQ			

Nota. Las demandas están expresadas en por unidad a una base de 100 MVA.

En total, el sistema contempla 7 barras, de las cuales 6 son reales y 1 es virtual (PV). En cuanto a líneas de transmisión, el sistema cuenta con 7 líneas existentes que interconectan estas barras en configuración anillo.

Tabla 3.13

Características técnicas de las líneas de transmisión existentes a nivel de 230 kV

Líneas de transmisión - 230 kV	Longitud [km]	Capacidad [MVA]	Circuitos No.	Tipo	Calibre
Chorrillos - Esclusas	37,9	297	1	ACAR	750
Chorrillos - Pascuales C1C2	4,8	332	2	ACAR	1200
Chorrillos - Pascuales C3C4	4,6	332	2	ACAR	1200
Duran - Esclusas	37,5	494	1	ACSR	2 X 750
Trinitaria - Esclusas	7,4	494	1	ACAR	2 X 750
Milagro - Duran	36,8	494	1	ACAR	2 X 750
Milagro - Pascuales	52,8	353	1	ACSR	1113

A continuación, se detallan los parámetros eléctricos de cada línea de transmisión del sistema, los cuales fueron determinados considerando tanto los valores estimados por tipo y calibre del conductor. De forma inicial, se calcularon los valores de resistencia R y reactancia X a partir del tipo de conductor y su longitud, utilizando valores típicos de referencias expresados en Ω/km .

Las fórmulas empleadas son:

$$R = r_{cond} * L, \quad X = x_{cond} * L \{ 3.1 \}$$

Donde:

- x_{cond} : reactancia del conductor en Ω/km .
- r_{cond} : resistencia del conductor en Ω/km .
- L : longitud de la línea en km

Los valores de r_{cond} y x_{cond} fueron extraídos de las hojas técnicas correspondientes a los siguientes conductores:

Tabla 3.14

Parámetros eléctricos de líneas de transmisión en 230 kV

Tipo	Calibre	r_{cond}	x_{cond}
ACAR	750	0.0461	0.308
ACAR	1200	0.0288	0.294
ACSR	1113	0.0313	0.302
ACSR	2 X 750	0.0225	0.2945
ACAR	2 X 750	0.0230	0.2926

Nota. Para conductores dobles, la resistencia se reduce y la reactancia se corrige.

Por lo tanto, por primer inciso se tiene la siguiente tabla 3.15 con los valores obtenidos matemáticamente:

Tabla 3.15

Estimación de parámetros de líneas de transmisión 230 kV

Líneas de transmisión - 230 kV	Longitud [km]	R estimada [Ω/km]	X estimada [Ω/km]	R Total [Ω]	X Total [Ω]
Chorrillos - Esclusas	37,9	0.0461	0.308	1.747	11.67
Chorrillos - Pascuales C1C2	4,8	0.0288	0.294	0.138	1.41
Chorrillos - Pascuales C3C4	4,6	0.0288	0.294	0.132	1.35
Duran - Esclusas	37,5	0.0225	0.2945	0.844	11.4
Trinitaria - Esclusas	7,4	0.0230	0.2926	0.171	2.17
Milagro - Duran	36,8	0.0230	0.2926	0.847	10.77
Milagro - Pascuales	52,8	0.0313	0.302		

Nota. Los valores se obtuvieron multiplicando los parámetros unitarios por la longitud de cada línea.

Para mejorar la fidelidad del modelo, se consultaron datasheets específicos de los conductores empleados en el sistema.

Tabla 3.16

Parámetros de las líneas de transmisión en base al datasheet

Líneas de transmisión - 230 kV	Longitud [km]	R [Ω]	X [Ω]
Chorrillos - Esclusas	37,9	3.72	20.1
Chorrillos - Pascuales C1C2	4,8	0.142	1.236
Chorrillos - Pascuales C3C4	4,6	0.136	1.185
Duran - Esclusas	37,5	1.162	7.33
Trinitaria - Esclusas	7,4	0.363	1.449
Milagro - Duran	36,8	1.803	7.206
Milagro - Pascuales	52,8	1.513	10.28

3.2.2. Resultados del modelo matemático

Se evaluaron tres escenarios principales de interconexión, diferenciados por su función objetivo y horizonte temporal:

Escenario 1

Figura 3.3

Resultados del primer escenario de prueba

```

NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\Prueba_Sin_Planta_Solar.dat"
Process started (PID=135600) >>>
presolve: constraint balance['Trinitaria'] cannot hold:
  body >= 0.0363615 cannot be <= 0.001482; difference = 0.0348795
presolve: constraint balance['Esclusas'] cannot hold:
  body >= 0.0848435 cannot be <= 0.051664; difference = 0.0331795
presolve: constraint balance['Pascuales'] cannot hold:
  body >= 0.065642 cannot be <= 0.060551; difference = 0.005091

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g['PV'] = 0

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---

--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---
Pascuales Demanda: 0.0656 Generación: 0.0000
Milagro Demanda: 0.0148 Generación: 0.0000
Duran Demanda: 0.0000 Generación: 0.0000
Esclusas Demanda: 0.0848 Generación: 0.0000
Trinitaria Demanda: 0.0364 Generación: 0.0000
Chorrillos Demanda: 0.0000 Generación: 0.0000

```

Nota. Escenario de conexión de la planta solar a una de las barras del sistema.

De acuerdo con la figura 3.3, el modelo de optimización es inviable, debido a que la capacidad máxima actual de las líneas y barras del sistema no permite la inyección de generación desde la planta solar fotovoltaica hacia ninguna de las barras disponibles.

Escenario 2

Figura 3.4

Resultados del segundo escenario de prueba

```
NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\reparto-2025.dat"
Process started (PID=113212) >>>
CPLEX 12.6.0.0: IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Commercial Edition
optimal integer solution; objective 0.1
100 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g['PV'] = 0.1

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---
Línea 1 construida entre Duran y Trinitaria
Línea 1 construida entre Esclusas y PV
Línea 1 construida entre Trinitaria y Pascuales
Línea 1 construida entre PV y Duran

--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---
Pascuales   Demanda: 0.0656   Generación: 0.0575
Milagro     Demanda: 0.0148   Generación: 0.0148
Duran       Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
Esclusas    Demanda: 0.0848   Generación: 0.0293
Trinitaria   Demanda: 0.0364   Generación: 0.0000
Chorillos    Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
<<< Process finished (PID=113212). (Exit code 0)
===== READY =====
```

Nota. Escenario de interconexión sin considerar la minimización de cargabilidad de las líneas en 2025.

De acuerdo con la figura 3.4, la maximización de la evacuación solar es óptimo sin consideración de cargabilidad. Aunque matemáticamente factible, requirió la construcción de múltiples líneas de transmisión para lograr una evacuación mínima, lo que lo convierte en una solución técnica y económicamente inviable.

Escenario 3

Este escenario mostró resultados técnicamente viables y económicamente justificables, por lo que constituye los siguientes resultados en base del diseño final.

Figura 3.5

Resultados del tercer escenario de prueba

```
NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\Código de optimización 2025.dat"
Process started (PID=46592) >>>
CPLEX 12.6.0.0: IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Commercial Edition
optimal integer solution; objective -0.9090375
2921 MIP simplex iterations
272 branch-and-bound nodes

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g["PV"] = 0.0909038

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---
Línea 1 construida entre Chorillos y Esclusas
Línea 1 construida entre Trinitaria y Esclusas
Línea 1 construida entre Milagro y Duran
Línea 1 construida entre Esclusas y PV
Línea 1 construida entre Trinitaria y PV
Línea 1 construida entre PV y Pascuales
Línea 1 construida entre PV y Esclusas
Línea 1 construida entre PV y Trinitaria

--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---
Pascuales   Demanda: 0.0656   Generación: 0.0475
Milagro     Demanda: 0.0241   Generación: 0.0241
Duran      Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
Esclusas    Demanda: 0.0848   Generación: 0.0485
Trinitaria  Demanda: 0.0364   Generación: 0.0000
Chorillos   Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000

--- CARGABILIDAD POR UNIDAD DE NEGOCIO ---
Guayaquil: 0.0000
Guayas Los Ríos: 0.0000
Milagro: 0.0000
```

Nota. Escenario de interconexión minimizando la cargabilidad de las líneas en 2025.

En este escenario se considera una función objetivo compuesta en el cual se maximiza la generación de la planta solar y se minimiza la cargabilidad de las líneas

existentes en el sistema, bajo estas condiciones, se logra evacuar una generación de 9 [MW], requiriendo la construcción de las siguientes líneas:

- Chorrillos y Esclusas.
- Trinitaria y Esclusas.
- Milagro y Durán.
- Esclusas y Barra de la planta solar.
- Trinitaria y Barra de la planta solar.
- Barra de la planta solar y Pascuales.
- Barra de la planta solar y Esclusas.
- Barra de la planta solar y Trinitaria.

En base a esto, se cubre totalmente la generación de la barra Milagro y parcialmente las barras Pascuales y Esclusas, con el fin de permitir la inyección de energía el modelo sugiere la construcción de doble línea para las siguientes interconexiones:

- Barra de la planta solar y Esclusas.
- Barra de la planta solar y Trinitaria.

Esto surge debido a que la capacidad individual de una sola línea de transmisión no es suficiente para transportar el flujo de potencia requerido en los tramos de mayor transferencia desde la planta solar hacia el sistema.

Figura 3.6*Resultados del tercer escenario de prueba*

```

NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\Código de optimización 2045.dat"
Process started (PID=57648) >>>
CPLEX 12.6.0.0: IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Commercial Edition
optimal integer solution; objective -2.751
652 MIP simplex iterations
98 branch-and-bound nodes

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g['PV'] = 0.2751

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---
Línea 1 construida entre PV y Pascuales
Línea 1 construida entre PV y Esclusas
Línea 1 construida entre PV y Trinitaria

--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---
Pascuales   Demanda: 0.1851   Generación: 0.0934
Milagro     Demanda: 0.0704   Generación: 0.0704
Duran      Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
Esclusas    Demanda: 0.2139   Generación: 0.1222
Trinitaria  Demanda: 0.0917   Generación: 0.0000
Chorillos   Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000

--- CARGABILIDAD POR UNIDAD DE NEGOCIO ---
Guayaquil: 0.0000
Guayas Los Ríos: 0.0000
Milagro: 0.0000
<<< Process finished (PID=57648). (Exit code 0)
===== READY =====

```

Nota. Escenario de interconexión minimizando la cargabilidad de las líneas en 2045.

Para este escenario correspondiente al año 2045, se evalúan las mismas condiciones, considerando el incremento de generación, demanda y cargabilidad del sistema, debido a esto, se presenta una evacuación de generación por parte de la planta solar de 27.51 [MW], dando como consecuencia la construcción de las siguientes líneas de transmisión:

- Barra de la planta solar y Pascuales.
- Barra de la planta solar y Esclusas.
- Barra de la planta solar y Trinitaria.

Bajo estas condiciones no fue necesario la incorporación de líneas de transmisión de doble circuito en las interconexiones resultantes, demostrando que, al contar con una expansión moderada del sistema de transmisión es posible garantizar un despacho eficiente. Para el diseño de las rutas se ha considerado una proyección de 20 años garantizando interconexiones que respondan al crecimiento previsto de la demanda, generación y cargabilidad del sistema.

3.3. Resultados de simulación en DLTCAD

3.3.1. Configuración de estructuras para la distribución automática de las líneas de transmisión

Para el diseño de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV, se seleccionaron diferentes tipos de estructuras según la capacidad estructural tal como se muestra en la figura 3.7. Se realizó en el módulo de diseño estructural del software y se definieron cuatro tipos de estructuras: una de suspensión (B) y tres de anclaje (C,D y E).

Figura 3.7

Parámetros estructurales definidos para las torres de 230 kV

[illegible]

Como ejemplo representativo se tiene la figura 3.8, correspondiente a una torre de suspensión con capacidad de absorción angular de hasta 10° . La torre fue seleccionada estratégicamente por tramos con ligeras desviaciones permitiendo mantener alineamientos rectos.

Figura 3.8

Ejemplo de configuración estructural: Torre tipo B

The screenshot shows the 'TORRE: CUERPO VARIABLE' configuration window. It includes fields for 'CdDIGO' (CMI230000002), 'NOMBRE' (B), and 'NOMBRE2'. The 'DESCRIPCIÓN' is 'TORRE DE SUSPENSIÓN Y ANGULO 10° TIPO "B"'. Under 'Geometría y Funcionalidad', 'SOPORTES' is set to 'Torre: Cuerpo Variable' and 'CONDUCTOR' to 'Fases Independientes'. The 'CONFIGURACION CONDUCTORES' section has dropdowns for 'Cond. Fase' (3F: Trifásico 1T), 'Cable de Guarda' (1 Cable de guarda), 'Conductor Neutro' (Ninguno), 'Cable ADSS' (Ninguno), and 'Cond. Otro' (Ninguno). The 'CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN' section has 'Función Típica' set to 'Suspension' and 'Ubicación Típica' set to 'Alineamiento'. The 'DIMENSIONES' section has input fields for 'Altura Basica Estructura (m)' (50.0), 'Extension Cuerpo (m)' (3.0), and 'Long. Pata(Unid)(m)' (0.0). The 'Nivel Tension' is set to '230kV' and 'Costo' is '30000.00'. The 'Límites' section has 'Angulo Mínimo(°)' (0.000), 'Angulo Máximo(°)' (10.000), and 'Oscilacion Aisladores' (Menor a(<=) 45.0). The 'Vano' section has 'Vano viento (m)' (570.0), 'Vano peso (m)' (1300.0), and 'Vano horizontal (m)' (570.0). A 3D diagram of the tower structure is shown on the right, with labels CG1, CP1, CP2, CP3, and CS. Buttons for 'Guardar y Salir' and 'Cancelar' are at the bottom.

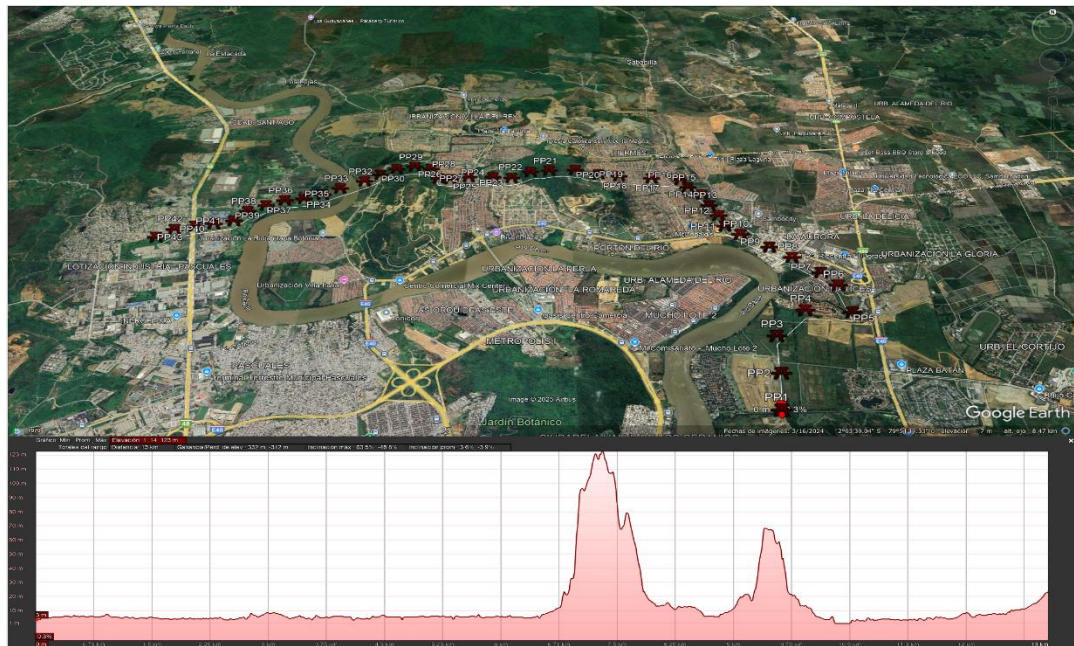
Nota. Especificaciones obtenidas por el software DLTCAD

3.3.2. Ruta preliminar 1

De acuerdo con la figura 3.9 se tiene la ruta de la línea de transmisión analizada con una longitud de 13.91 km. El trazado se compone de un conjunto de apoyos numerados secuencialmente desde PP1 a PP43 partiendo desde la ubicación de la planta fotovoltaica y finalizando en la subestación Pascuales. Atraviesa principalmente el margen oriental del río Daule, cruzando áreas urbanas, periurbanas y rurales del cantón Guayaquil.

Figura 3.9

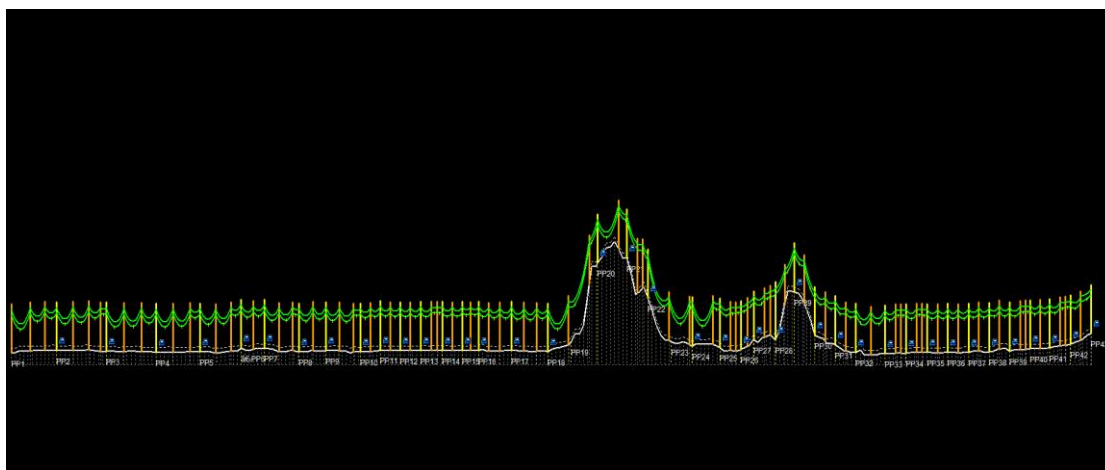
Ruta de línea de transmisión preliminar para conexión de la PV a S/E Pascuales



La línea recorre zonas densamente urbanizadas, estas áreas presentan una alta ocupación del suelo, teniendo un aproximado de 30 a 35% de zonas rurales lo que exige un trazado ajustado con ángulos de desviación y distancia entre torres optimizadas para evitar interferencia. Sin embargo, se identifican dos elevaciones relevantes, ubicadas aproximadamente entre el km 7 y el km 10 donde el terreno presenta pendiente que superan el 30% exigiendo una adaptación específica en el diseño de estructuras. Cada punto fue asociado a una estructura y se definió el orden de conexión para la generación automática del eje de la línea.

Figura 3.10

Distribución automática de torres de transmisión para el tramo 1

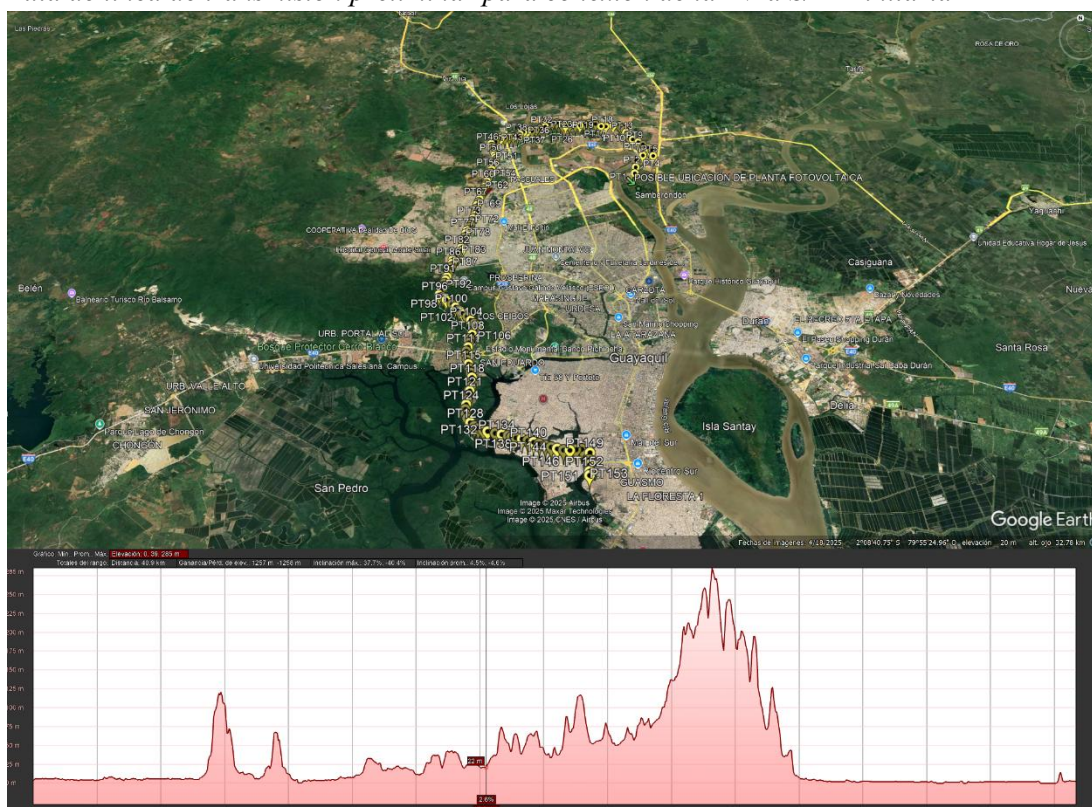


3.3.3. Ruta preliminar 2

Por consiguiente, se traza la ruta preliminar 2 para realizar el análisis respectivo.

Figura 3.11

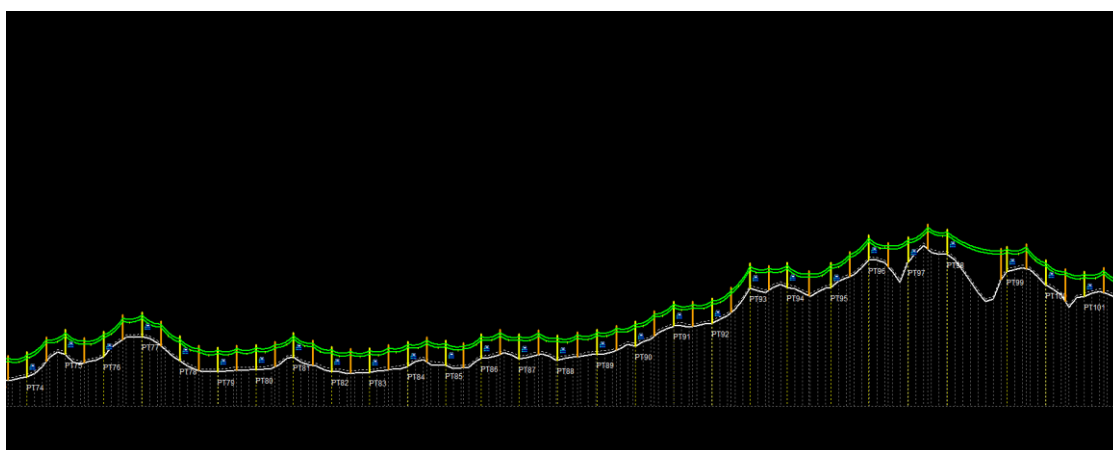
Ruta de línea de transmisión preliminar para conexión de la PV a S/E Trinitaria



Con referencia a la figura 3.11. se tiene la ruta preliminar 2 que está compuesta por los puntos (PT1 a PT153) a lo largo del recorrido total de 40.9 km, que parte desde la planta fotovoltaica hasta la subestación (nodo) Trinitaria. Tal como muestra el perfil altimétrico, revela una topografía variable, con al menos tres zonas de elevación significativa. El sector comprendido entre el km 18 y km 28 muestran pendientes pronunciadas, alcanzando una elevación máxima de 208 m.s.n.m, lo que condiciona el diseño estructural por requerir mayores alturas de torre y control rigurosos de la flecha de los conductores.

Figura 3.12

Distribución automática de torres de transmisión para el tramo 2



3.3.4. Comparación de las rutas preliminares

Tabla 3.17

Comparación de parámetros topográfico y estructurales entre los tramos simulados

Parámetro	Tramo 1 – Ruta 1	Tramo 2 – Ruta 2
Longitud total de la línea	12.96 [km]	40.56 [km]
Total de estructuras	106	310
Puntos del perfil topográfico	278	903
Ángulos topográficos	41	150
Cota mínima (m)	1	0
Cota máxima (m)	120.56	285.45

El modelo del tramo 1 cuenta con 106 estructuras y un total de 278 puntos de perfil topográfica. Desde el punto de vista geométrico, se registraron 41 ángulos topográficos, lo cual refleja un trazado con múltiples puntos de inflexión, posiblemente debido a la necesidad de seguir la traza vial existente. La línea de transmisión finalmente tiene una longitud de 12.96 km llegando a ser una línea de transmisión corta con una topografía moderadamente variable a lo largo del recorrido.

El modelo del tramo 2 abarca con más de 40 km de longitud, lo que representa más del triple del tramo 1. Esta ampliación se refleja en un número mayor de estructuras teniendo como total 310 estructuras y de puntos de perfil topográficos procesados de 903, así mismo el aumento significativo de los ángulos que alcanzan a 150. Esto sugiere un trazado más complejo, con mayor cantidad de quiebres y adaptación al terreno.

En términos de altimetría, el tramo extendido atraviesa zonas de mayor variación de cota, alcanzando una elevación máxima de 285 m.s.n.m, en comparación con los 120.56 m.s.n.m del tramo corto. Esta diferencia implica mayores exigencias en el diseño estructural y eléctrico.

Capítulo 4

4. Conclusiones y Recomendaciones

4.1. Conclusiones

La metodología aplicada demostró la viabilidad técnica de integrar generación solar a la red regional, con impacto medible sobre la capacidad de despacho y la cargabilidad de nodos estratégicos. Los hallazgos confirman que una planta fotovoltaica bien dimensionada y una interconexión diseñada con criterios de optimización aportan confiabilidad y eficiencia al sistema.

- La proyección de demanda a 20 años para Guayaquil, Guayas – Los Rios y Milagro justificó una planta fotovoltaica de 10 MW, cuya configuración final muestra una generación anual estimada de 11358 MWh (PVsyst). Este nivel de producción permite aportar energía a las unidades priorizadas y disminuir la exigencia en nodos con mayor cargabilidad, de acuerdo con el análisis de crecimiento y el dimensionamiento adoptado.
- El modelo MILP en AMPL verificó que optimizar de forma conjunta la evacuación de energía y la minimización de cargabilidad reduce esfuerzos innecesarios y orienta la construcción de nuevas interconexiones solo donde producen mayor efecto técnico. En escenarios sin ese criterio, el sistema exige múltiples expansiones para evacuar la energía; al incorporar la restricción de cargabilidad, se evacúa la generación de la planta con un conjunto acotado de enlaces (PV – Esclusas, PV – Trinitaria, PV – Pascuales), cumpliendo balance nodal y límites operativos.
- Las simulaciones en DLTCAD validaron dos interconexiones; PV – Pascuales con 12,96 km y 106 estructuras por otro lado se tiene PV – Trinitaria con 40,56 km y 310 estructuras. Ambas cumplen con servidumbres y despejes exigidos para el nivel de 230 kV por lo que son técnicamente viables. No obstante, por

menor longitud, proximidad al anillo y menor complejidad constructiva, PV – Pascuales resulta la opción más factible y priorizable ya que reduce en 68% la traza respecto a Trinitaria requiere menos apoyos y atraviesa menos cruces críticos, con lo cual disminuye CAPEX/OPEX y pérdidas eléctricas manteniendo el nivel del servicio objetivo.

4.2. Recomendaciones

Tras culminar lo planificado se propone las siguientes líneas de trabajo para consolidar la implementación.

- Extender el modelo multiobjetivo (pérdidas, CAPEX/OPEX, confiabilidad) de las rutas preliminares con la finalidad de seleccionar el trazado final con sustento técnico – económico.
- Completar la gestión ambiental, social y de servidumbres por la adquisición de derechos de vía y cruces especiales sobre los ríos Daule y Guayas, apoyado en topografía y compatibilizado con la ingeniería de detalle para asegurar permisos y construcción.
- Realizar estudios en flujo AC con pérdidas, cortocircuito, estabilidad y coordinación de protecciones.

Referencias

- [1] G. Molina, «Ecuador incrementa a 12 horas diarias los racionamientos de electricidad en medio de severa crisis,» APNEWS, 09 noviembre 2024. [En línea]. Available: <https://apnews.com/article/ecuador-energia-racionamientos-sequia-cdf450ca221408709758141005dd8559>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [2] Deutsche Welle y El Universo, «Ecuador will have nightly blackouts due to drought and combats crisis with activation of electric barge,» América economía, 17 septiembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.americaeconomia.com/en/node/288660>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [3] J. Campoverde Campoverde, F. Naula Sigua, K. Coronel Pangol y A. Romero Galarza, «El cambio de la matriz energética en Ecuador; una perspectiva de su realidad,» *Acordes*, n° 8, pp. 23-24, 2018.
- [4] Ministerio de Energía y Minas, «Balance Energético Nacional,» 2024. [En línea]. Available: https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/08/BEN_2023-cap_1.pdf. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [5] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Panorama Eléctrico 2024,» *Panorama Eléctrico*, vol. 21, pp. 1-5, 2024.
- [6] Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, Noviembre 2011. [En línea]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00344.pdf>. [Último acceso: 8 Junio 2025].

- [7] Ministerio de Energía de Chile, «¿Qué es una matriz energética?,» [En línea]. Available: <https://www.aprendeconenergia.cl/matriz-energetica/que-es-una-matriz-energetica>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [8] MITECO, «Planificación Energética,» Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/planificacion.html>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [9] V. Flores Yair, «Cargabilidad,» [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/423738819/Cargabilidad>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [10] R. Castellanos Bustamante, «Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia,» *Ing.invest. y tecnol.*, vol. 15, nº 2, pp. 271-286, 2014.
- [11] ForoNuclear, «¿Qué es una crisis energética?,» ForoNuclear, [En línea]. Available: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-una-crisis-energetica/>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [12] Caja Rural del Sur, «Las consecuencias de la crisis energética en 2022,» Caja rural del Sur, [En línea]. Available: <https://blog.cajaruraldelsur.es/las-consecuencias-de-la-crisis-energetica-en-2022>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [13] M. L. Cabrera Parrado, «Barreras para el ingreso de las energías renovables no convencionales en Colombia,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ceare.org/tesis/2024/tes73.pdf>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [14] Corporación Nacional de Electricidad Empresa Eléctrica Pública Estratégica, «Tabla de Cargabilidad de Transformadores de Potencia,» 2025.

- [15] Corporación Nacional de Electricidad Empresa Eléctrica Pública Estratégica, «Tabla de Puntos de Entrega,» 2025.
- [16] Revista Ciencia, «Energía Solar Fotovoltaica,» Julio 2020. [En línea]. Available: https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/online/X1_71_3_1267_EnergiaSolar.pdf f. [Último acceso: 8 Junio 2025].
- [17] E. B. Arteaga Chulde, «Análisis normativo, estudio de demanda y dimensionamiento del proyecto de autoconsumo fotovoltaico,» septiembre 2023. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/25133/1/CD%2013755.pdf>. [Último acceso: 01 junio 2025].
- [18] C. J. Flores Piña, «Diseño de los componentes y simulación energética del proyecto de autoconsumo fotovoltaico,» abril 2024. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25408>. [Último acceso: 01 junio 2025].
- [19] M. M. Encuentra, «Diseño de una planta de generación solar fotovoltaica,» abril 2020. [En línea]. Available: [chrome-extension://https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/188986/tfg-dise-o-de-una-planta-de-generaci-n-fotovoltaica.pdf](https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/188986/tfg-dise-o-de-una-planta-de-generaci-n-fotovoltaica.pdf). [Último acceso: 01 junio 2025].
- [20] "MintForPeople", «Introducción a PVsyst: software clave para el diseño de sistemas solares fotovoltaicos,» Mint For People, 03 julio 2024. [En línea]. Available: <https://mintforpeople.com/noticias/pvsyst/>. [Último acceso: 01 junio 2025].
- [21] H. Arsham, «Modelos Deterministas: Optimización Lineal,» 1994. [En línea]. Available: <http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/business-stat/opre/spanishd.htm>. [Último acceso: 08 junio 2025].

- [22] W. Marchena y C. Ornelas, «Optimización y la Programación Lineal: Una introducción,» 19 febrero 2007. [En línea]. Available: <https://fglongatt.org/OLD/Reportes/RPT2007-07.pdf>. [Último acceso: 08 junio 2025].
- [23] BusinessTech, «La herramienta de software más completa y potente para el diseño de líneas de distribución y transmisión eléctrica,» DLT-CAD, [En línea]. Available: <https://dlt-cad.com/>. [Último acceso: 07 junio 2025].
- [24] Trina Solar, «TSM-NEG21C.20 695-720W Datasheet,» 2024.
- [25] Huawei, «SUN2000-330KTL-H1 Datasheet For APAC, LATAM & EUROPE,» 2022.
- [26] Nomad Season, «Monthly average temperatures in Samborondon, Guayas, Ecuador,» 6 May 2024. [En línea]. Available: <https://nomadseason.com/climate/ecuador/guayas/samborondon.html>.
- [27] International Electrotechnical Commission - IEC, «Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems,» 2017. [En línea]. Available: <https://lsp.global/wp-content/uploads/2025/05/IEC-60364-7-712-2017-Part-7-712-Requirements-for-special-installations-or-locations-Solar-photovoltaic-PV-power-supply-systems.pdf>.
- [28] Corporación Eléctrica del Ecuador, «Obligaciones de Servidumbre del Sistema Nacional de Transmisión (SNT),» CELEC EP, [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/obligaciones-de-servidumbre-del-sistema-nacional-de-transmision-snt/>. [Último acceso: 27 julio 2025].

- [29] PVSyst, «PVSyst - Simulation Report Grid Connected System,» 2025.
- [30] Radio Café Internacional, «Guayaquil ha registrado niveles altos de radiación solar en los últimos días, estos son los riesgos para la salud y claves para protegerse - Entrevista con Franklin Ormaza,» 2025. [En línea]. Available: <https://radiocafeonline.com/2025/03/17/guayaquil-ha-registrado-niveles-altos-de-radiacion-solar-en-los-ultimos-dias-estos-son-los-riesgos-para-la-salud-y-claves-para-protegerse-ecuador-noticias/>.
- [31] NASA, «Embracing the Equinox,» 2025. [En línea]. Available: <https://science.nasa.gov/solar-system/skywatching/night-sky-network/embracing-the-equinox/>.
- [32] Weather Zone, «Earth has passed its closest point to the sun,» 4 Enero 2025. [En línea]. Available: <https://www.weatherzone.com.au/news/earth-has-passed-its-closest-point-to-the-sun/1890248>.
- [33] Nomad Season, «Monthly climate in Samborondon, Guayas, Ecuador,» 6 Mayo 2024. [En línea]. Available: <https://nomadseason.com/climate/ecuador/guayas/samborondon.html>.
- [34] HeatSpring, *Utility-Scale Solar CapEx Trends – Berkeley Lab Report Analysis Part 2*, 2024.
- [35] ClimateScope, *Electricity prices for Ecuador*, 2023.
- [36] N. d. R. Q. C. Angie Lizbeth Herrera Herrera, *Estimación de la tasa de descuento WACC para el sector eléctrico en Ecuador.*, 2022.

[37 PVsyst, «PVsyst 7: Meteo data handling,» [En línea]. Available:
[https://www.pvsyst.com/wp-content/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v7-grid-
connected-3-en.pdf](https://www.pvsyst.com/wp-content/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v7-grid-connected-3-en.pdf).

Apéndice A

Códigos y resultados de simulación

En este apéndice se presentan los códigos implementados y los resultados obtenidos en los escenarios de prueba del modelo de optimización y simulación de la planta fotovoltaica. El objetivo de incluir esta información es facilitar la replicabilidad del trabajo, así como proveer detalles técnicos que complementan los capítulos principales de la tesis.

Los códigos fueron desarrollados en AMPL y permiten reproducir las simulaciones de inyección de potencia en las diferentes barras del sistema eléctrico. Asimismo, se incluyen las configuraciones de diseño, parámetros eléctricos y resultados gráficos generados en el proceso.

A.1. Escenarios de prueba

Escenario 1

Figura A.1

Resultados del primer escenario de prueba

```

NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\Prueba_Sin_Planta_Solar.dat"
Process started (PID=135600) >>>
presolve: constraint balance['Trinitaria'] cannot hold:
    body >= 0.0363615 cannot be <= 0.001482; difference = 0.0348795
presolve: constraint balance['Esclusas'] cannot hold:
    body >= 0.0848435 cannot be <= 0.051664; difference = 0.0331795
presolve: constraint balance['Pascuales'] cannot hold:
    body >= 0.065642 cannot be <= 0.060551; difference = 0.005091

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g['PV'] = 0

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---

--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---
Pascuales   Demanda: 0.0656   Generación: 0.0000
Milagro     Demanda: 0.0148   Generación: 0.0000
Duran      Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
Esclusas    Demanda: 0.0848   Generación: 0.0000
Trinitaria  Demanda: 0.0364   Generación: 0.0000
Chorillos   Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000

```

Nota. Escenario de conexión de la planta solar a una de las barras del sistema.

En este escenario, el modelo de optimización es inviable, debido a que la capacidad máxima actual de las líneas y barras del sistema no permite la inyección de generación desde la planta solar fotovoltaica hacia ninguna de las barras disponibles. Se aprecia que la generación de la planta solar es cero, además de incumplirse el balance de potencia en las barras Trinitaria, Esclusas y Pascuales, lo cual evidencia la incapacidad de la red actual para realizar la transmisión de nuevos sistemas de generación sin realizar refuerzos o expansiones, justificando la evaluación de la implementación de una barra exclusiva para la planta solar fotovoltaica.

Escenario 2

Figura A.2

Resultados del segundo escenario de prueba

```
NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\reparto-2025.dat"
Process started (PID=113212) >>>
CPLEX 12.6.0.0: IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Commercial Edition
optimal integer solution; objective 0.1
100 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g['PV'] = 0.1

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---
Línea 1 construida entre Duran y Trinitaria
Línea 1 construida entre Esclusas y PV
Línea 1 construida entre Trinitaria y Pascuales
Línea 1 construida entre PV y Duran

--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---
Pascuales   Demanda: 0.0656   Generación: 0.0575
Milagro     Demanda: 0.0148   Generación: 0.0148
Duran       Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
Esclusas    Demanda: 0.0848   Generación: 0.0293
Trinitaria   Demanda: 0.0364   Generación: 0.0000
Chorillos    Demanda: 0.0000   Generación: 0.0000
<<< Process finished (PID=113212). (Exit code 0)
===== READY =====
```

Nota. Escenario de interconexión sin considerar la minimización de cargabilidad de las líneas en 2025.

Para este escenario, el modelo de optimización es factible presentando una solución parcial, debido a que la función objetivo se limita a maximizar la generación de la planta solar fotovoltaica sin considerar la reducción de la cargabilidad de las líneas existentes, debido a

esto, se logra evacuar totalmente la generación solar dando como consecuencia la construcción de cuatro nuevas líneas:

- Esclusas y barra de la planta solar.
- Barra de la planta solar y Durán.
- Durán y Trinitaria.
- Trinitaria y Pascuales.

Estas líneas permiten cubrir de manera parcial las barras Pascuales y Esclusas, además de cubrir totalmente la demanda de la barra Milagro. Sin embargo, no se satisface la demanda de las barras Trinitaria, Durán y Chorrillos, debido a que al no considerar la minimización de cargabilidad, el modelo construye nuevas líneas en donde solamente se permita la inyección directa de generación.

Figura A.3

Resultados del segundo escenario de prueba

```

NppExec Console
ampl "C:\Users\moral\Downloads\reparto-2045.dat"
Process started (PID=10684) >>>
CPLEX 12.6.0.0: IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Commercial Edition
optimal integer solution; objective 0.00504558
97 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---
g["PV"] = 0.00504558

--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---
L línea 1 construida entre Pascuales y Chorrillos
L línea 2 construida entre Pascuales y Chorrillos
L línea 3 construida entre Pascuales y Chorrillos
L línea 1 construida entre Chorrillos y Pascuales
L línea 2 construida entre Chorrillos y Pascuales
L línea 3 construida entre Chorrillos y Pascuales
L línea 1 construida entre Chorrillos y Durán
L línea 2 construida entre Chorrillos y Durán
L línea 3 construida entre Chorrillos y Durán
L línea 1 construida entre Durán y Esclusas
L línea 2 construida entre Durán y Esclusas
L línea 3 construida entre Durán y Esclusas
L línea 1 construida entre Trinitaria y Esclusas
L línea 2 construida entre Trinitaria y Esclusas
L línea 3 construida entre Trinitaria y Esclusas
L línea 1 construida entre Milagro y Durán
L línea 2 construida entre Milagro y Durán
L línea 3 construida entre Milagro y Durán
L línea 1 construida entre Milagro y Pascuales
L línea 2 construida entre Milagro y Pascuales
L línea 3 construida entre Milagro y Pascuales
L línea 1 construida entre Pascuales y Milagro
L línea 1 construida entre Pascuales y Durán
L línea 1 construida entre Pascuales y Esclusas
L línea 1 construida entre Pascuales y Trinitaria
L línea 1 construida entre Pascuales y PV
L línea 1 construida entre Milagro y Esclusas
L línea 1 construida entre Milagro y Trinitaria
L línea 1 construida entre Milagro y Chorrillos
L línea 1 construida entre Milagro y PV
L línea 1 construida entre Durán y Pascuales
L línea 1 construida entre Durán y Milagro
L línea 1 construida entre Durán y Trinitaria
L línea 1 construida entre Durán y Chorrillos
L línea 1 construida entre Durán y PV
L línea 1 construida entre Esclusas y Pascuales
L línea 1 construida entre Esclusas y Milagro
L línea 1 construida entre Esclusas y Durán
L línea 1 construida entre Esclusas y Trinitaria
L línea 1 construida entre Esclusas y Chorrillos
L línea 1 construida entre Esclusas y PV
L línea 1 construida entre Trinitaria y Pascuales
L línea 1 construida entre Trinitaria y Milagro
L línea 1 construida entre Trinitaria y Durán
L línea 1 construida entre Trinitaria y Chorrillos
L línea 1 construida entre Trinitaria y PV
L línea 1 construida entre Chorrillos y Milagro
L línea 1 construida entre Chorrillos y Esclusas
L línea 1 construida entre Chorrillos y Trinitaria
L línea 1 construida entre Chorrillos y PV
L línea 1 construida entre PV y Pascuales
L línea 1 construida entre PV y Milagro
L línea 1 construida entre PV y Durán
L línea 1 construida entre PV y Esclusas
L línea 1 construida entre PV y Trinitaria
L línea 1 construida entre PV y Chorrillos

```

Nota. Escenario de interconexión sin considerar la minimización de cargabilidad de las líneas en 2045.

Este escenario mantiene la misma lógica de optimización que el caso base del año 2025 en donde se maximiza exclusivamente la generación de la planta solar sin considerar la cargabilidad de las líneas existentes. Sin embargo, al incorporar las proyecciones de incremento de demanda y generación en el sistema eléctrico, el modelo requiere de la construcción de una cantidad de líneas de transmisión significativamente mayor con el fin de permitir una inyección de generación mínima, por lo que evidencia que a pesar de que el modelo sea matemáticamente factible, resulta ser una solución técnica y económicamente inviable, ya que la infraestructura necesaria para lograr una evacuación mínima de generación no justifica los costos asociados.

A.2 Código principal implementado

```
#PROYECTO DE MATERIA INTEGRADORA
#CÓDIGO PARA OPTIMIZACIÓN DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA
  FOTOVOLTAICA A DIFERENTES UNIDADES DE NEGOCIOS - 2025
# AUTORES: MELIDA MORALES - PAULETTE RÍOS

# --- LIMPIAR ENTORNO
reset; #Borra cualquier definición previa en AMPL

# --- CONJUNTOS
set Ob; # Barras del sistema
set Ob_ext := Ob union {'PV'}; # Barras + Barra de planta solar
set Ol within Ob_ext cross Ob_ext; # Lineas
set UN_Guayaquil;
set UN_GLR;
set UN_Milagro;
set Y := 1..3; # Etapas posibles de expansión por línea

# --- PARÁMETROS
param nome{Ob_ext} symbolic; # Nombre de cada barra
param tipo{Ob_ext}; # Tipo de barra: 1 es referencia, 0 es carga/generación
param d{Ob_ext}; # Demanda
param gmax{Ob_ext}; # Límite superior de generación
param fmax{Ol}; # Capacidad máxima de flujo por línea
param x{Ol}; # Reactancia de cada línea
param n0{Ol}; # Indica si la línea ya existe (1) o no (0)
param nmax{Ol}; # Max. Lineas que se pueden construir entre dos nodos
param thmax; # Límite del ángulo de fase (rad)
param gsolarmax; # Max Generación solar permitida

# --- VARIABLES
```

```

var w{Ol,Y} binary;           # Si se construye línea nueva (etapa y arco)
var g{Ob_ext};               # Generación
var th{Ob_ext};              # Ángulo de fase
var f{Ol,Y};                 # Flujo por línea nueva
var f0{Ol};                  # Flujo por línea existente

# --- CARGABILIDAD DE LÍNEAS EXISTENTES (linealizada)

var carga{(i,j) in Ol};
var f0_abs{(i,j) in Ol} >= 0;

# Linealización exacta del valor absoluto con desigualdades dobles
subject to abs_f0_pos{(i,j) in Ol}:
    f0_abs[i,j] >= f0[i,j];

subject to abs_f0_neg{(i,j) in Ol}:
    f0_abs[i,j] >= -f0[i,j];

# Definición de la cargabilidad usando el valor absoluto del flujo existente
subject to definicion_cargabilidad{(i,j) in Ol: n0[i,j] > 0}:
    carga[i,j] = f0_abs[i,j] / fmax[i,j];

# --- OBJETIVO COMPUESTO: minimizar cargabilidad y maximizar generación solar
param alpha default 10;

minimize obj:
    sum{(i,j) in Ol: n0[i,j] > 0} carga[i,j] - alpha * g['PV']; #Minimiza la cargabilidad total y
    maximiza la evacuación solar

# --- RESTRICCIONES
subject to balance{i in Ob_ext}:
    sum{(k,i) in Ol} (f0[k,i] + sum{y in Y} f[k,i,y])
    -sum{(i,j) in Ol} (f0[i,j] + sum{y in Y} f[i,j,y])
    + g[i] = d[i];

subject to fluxo_existente{(i,j) in Ol}:
    f0[i,j] = n0[i,j] * (th[i] - th[j]) / x[i,j];

subject to limite_fluxo_existente{(i,j) in Ol}:
    -n0[i,j]*fmax[i,j] <= f0[i,j] <= n0[i,j]*fmax[i,j];

subject to fluxo_novo_a{(i,j) in Ol, y in Y}:
    f[i,j,y]*x[i,j] - (th[i] - th[j]) <= 2*thmax*(1 - w[i,j,y]);

subject to fluxo_novo_b{(i,j) in Ol, y in Y}:
    -2*thmax*(1 - w[i,j,y]) <= f[i,j,y]*x[i,j] - (th[i] - th[j]);

subject to limite_fluxo_nova_a{(i,j) in Ol, y in Y}:
    f[i,j,y] <= w[i,j,y] * fmax[i,j];

subject to limite_fluxo_nova_b{(i,j) in Ol, y in Y}:
    -w[i,j,y] * fmax[i,j] <= f[i,j,y];

subject to limite_generacion{i in Ob_ext diff {'PV'}}:

```

```

0 <= g[i] <= gmax[i];

subject to generacion_pv:
0 <= g['PV'] <= gsolarmax;

subject to angulo_ref{i in Ob_ext : tipo[i] = 1}:
th[i] = 0;

subject to limite_angulos{i in Ob_ext}:
-thmax <= th[i] <= thmax;

subject to limite_nuevas_lineas{(i,j) in Ol}:
sum{y in Y} w[i,j,y] <= nmax[i,j];

subject to no_redundancia{(i,j) in Ol, y in Y : y > 1}:
w[i,j,y] <= w[i,j,y-1];

# --- DATOS DEL SISTEMA

param carga_Guayaquil;
param carga_GLR;
param carga_Milagro;

data;

param thmax := 1.6;
param gsolarmax := 0.1;

set Ob := Pascuales Milagro Duran Esclusas Trinitaria Chorillos;

set Ol :=
(Pascuales, Chorillos)
(Chorillos, Pascuales)
(Chorillos, Esclusas)
(Duran, Esclusas)
(Trinitaria, Esclusas)
(Milagro, Duran)
(Milagro, Pascuales);

param nome :=
Pascuales "Pascuales"
Milagro "Milagro"
Duran "Duran"
Esclusas "Esclusas"
Trinitaria "Trinitaria"
Chorillos "Chorillos"
PV "PV";

param tipo :=
Pascuales 0
Milagro 0
Duran 0
Esclusas 0
Trinitaria 0
Chorillos 1

```

```

PV      0;

param d :=
  Pascuales  6.5642
  Milagro    2.4051
  Duran      0
  Esclusas   8.48435
  Trinitaria 3.63615
  Chorillos  0
  PV         0;

param gmax :=
  Pascuales  5.75
  Milagro    7.57
  Duran      0
  Esclusas   4.87
  Trinitaria 0
  Chorillos  0.94
  PV         0.1;

param: fmax x n0 nmax := #Flujo maximo permitido, reactancia, linea existente (1 es sí),
                          cuantas lineas construir
  Pascuales Chorillos  0.0332 1.236 1 1
  Chorillos Pascuales  0.0332 1.185 1 1
  Chorillos Esclusas   0.0297 20.1 1 1
  Duran Esclusas       0.0494 7.33 1 1
  Trinitaria Esclusas  0.0494 1.449 1 1
  Milagro Duran        0.0494 7.206 1 1
  Milagro Pascuales   0.0353 10.28 1 1;

# --- NORMALIZACIÓN
for {i in Ob} {
  let gmax[i] := gmax[i] / 100;
  let d[i] := d[i] / 100;
}
for {(i,j) in Ol} {
  let fmax[i,j] := fmax[i,j] / 100;
}

# --- EXPANSIÓN DE NUEVAS LÍNEAS (solo PV ↔ sistema)
param x_nueva := 1.5;
param fmax_nueva := 0.10;

for {i in Ob_ext, j in Ob_ext : i <> j and (i = 'PV' or j = 'PV')} {
  if not (i,j) in Ol then {
    let Ol := Ol union {(i,j)};
    let fmax[i,j] := fmax_nueva;
    let x[i,j] := x_nueva;
    let n0[i,j] := 0;
    let nmax[i,j] := 1;
  }
}

```

--- AGRUPACIONES POR UNIDAD DE NEGOCIO (DESPUÉS DE set Ob)

```
let UN_Guayaquil := {'Trinitaria', 'Esclusas'};
let UN_GLR := {'Pascuales', 'Chorillos', 'Duran'};
let UN_Milagro := {'Milagro'};
```

```
# --- RESOLVER
option solver cplex;
solve;
```

--- MOSTRAR RESULTADOS

```
printf "\n--- GENERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR (PV) ---\n";
display g['PV'];
```

```
printf "\n--- NUEVAS LÍNEAS CONSTRUIDAS ---\n";
for {(i,j) in Ol, y in Y : w[i,j,y] = 1} {
  printf "Línea %d construida entre %s y %s\n", y, i, j;
}
```

```
printf "\n--- DEMANDA CUBIERTA EN CADA BARRA ---\n";
for {i in Ob} {
  printf "%-12s Demanda: %.4f Generación: %.4f\n", i, d[i], g[i];
}
```

```
printf "\n--- CARGABILIDAD POR UNIDAD DE NEGOCIO ---\n";
```

```
let carga_Guayaquil := sum{(i,j) in Ol: i in UN_Guayaquil or j in UN_Guayaquil} carga[i,j];
let carga_GLR := sum{(i,j) in Ol: i in UN_GLR or j in UN_GLR} carga[i,j];
let carga_Milagro := sum{(i,j) in Ol: i in UN_Milagro or j in UN_Milagro} carga[i,j];
```

```
printf "Guayaquil: %.4f\n", carga_Guayaquil;
printf "Guayas Los Ríos: %.4f\n", carga_GLR;
printf "Milagro: %.4f\n", carga_Milagro;
```

```
printf "\n--- FLUJO Y CARGABILIDAD EN LÍNEAS EXISTENTES ---\n";
for {(i,j) in Ol: n0[i,j] > 0} {
  printf "%s - %s : flujo = %.4f cargabilidad = %.4f\n", i, j, f0[i,j], carga[i,j];
}
```

Apéndice B

Presupuesto y análisis económico del proyecto

Este apéndice tiene como finalidad presentar el presupuesto de inversión y análisis económico realizado para la implementación de la planta solar fotovoltaica de 10 MW. Se incluyen los costos de los equipos y componentes, así como los indicadores financieros del proyecto tales como VAN, TIR y el periodo de recuperación de inversión.

B.1. Presupuesto del proyecto

El presupuesto de la planta fotovoltaica de 10 MW es la base para la estimación de la rentabilidad del proyecto, ya que determina el costo total de inversión. Este se ha elaborado a partir de la cotización de los equipos del sistema los cuales sus precios se encuentran detallados a continuación:

- Paneles solares: 1,164,240 USD.
- Estación elevadora: 300,000 USD.
- Subestación eléctrica: 1,500,000 USD.
- Inversores: 280,500 USD.
- Soportería de montaje en tierra: 108,114.24 USD
- Equipos eléctricos auxiliares: 175,426.14 USD.

En base a esto, el costo total de la inversión es de 2,265,280.38 USD, estableciendo que los paneles solares y la subestación eléctrica son rubros de mayor peso, representando el 70% del total del CAPEX, reflejando su importancia en la implementación del sistema, mientras que, los rubros de componentes como, inversores, equipos auxiliares, soportería y estación elevadora poseen un menor peso representando un 38% de la inversión.

El presupuesto elaborado corresponde únicamente al CAPEX relacionado al equipamiento, es decir, solo incluye los precios de los módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de montaje, estación elevadora, subestación y equipos auxiliares, no se considera

para este cálculo los costos asociados a ingeniería de detalle, obra civil, implementación del sistema, personal operativo ni transporte de equipamiento.

En base al CAPEX calculado, se obtiene un costo unitario de 227 USD/kW siendo un valor inferior con respecto a los obtenidos en plantas solares fotovoltaicas a gran escala en Estados Unidos en 2023, teniendo un valor de 1430 USD/kW [34].

Esta diferencia es ocasionada por la consideración directa de los costos de equipamiento dentro del presupuesto, por lo que, los resultados económicos obtenidos deben interpretarse como un escenario optimista.

B.2. Análisis económico del proyecto

La evaluación económica de la planta solar fotovoltaica de 10 MW se realizó bajo las siguientes consideraciones:

- Tiempo de análisis: 25 años.
- Inversión inicial (CAPEX): 2,265,280.38 USD.
- Generación anual estimada: 11,358 MWh en el primer año.
- Porcentaje de degradación del módulo fotovoltaico: 1% el primer año de uso, 0.4% desde el segundo año.
- El costo nivelado de la energía (LCOE) es de 26 USD/MWh.

Para este análisis se adoptó un precio de venta de energía de 95.37 USD/MWh, siendo el valor promedio de precio de energía estimado para Ecuador en el año 2023 [35], permitiendo que el análisis de rentabilidad del proyecto sea realista, sin embargo, la rentabilidad del proyecto dependerá del precio contractual establecido.

Además, se considera que el valor de costo operativo anual del sistema fotovoltaico (OPEX) será el 1.5% del CAPEX total, ya que consiste en la limpieza regular de los módulos fotovoltaicos, revisión de conexiones eléctricas del sistema, calibración de inversores,

mantenimiento correctivo y personal técnico y de vigilancia. En base a esto, se presenta un valor de 33,980 USD.

La tasa de descuento utilizada corresponde al costo promedio ponderado de capital, que en el caso del sector eléctrico ecuatoriano, se estima un valor del 9.67% en base a análisis académicos realizados los cuales consideran las condiciones de financiamiento y riesgo del mercado local [36].

Al establecer estas consideraciones se presentan los siguientes resultados del VAN, TIR y periodo de recuperación de inversión:

- Valor Actual Neto (VAN): 7,109,012 USD.
- Tasa Interna de Retorno (TIR): 45%.
- Periodo de recuperación de inversión: 3 años.

Como se puede observar, los valores presentados son favorables, confirmando la alta rentabilidad del proyecto sujeto a las condiciones mencionadas, esto es debido a que el precio de venta de energía utilizado es superior en comparación al costo nivelado de generación, permitiendo un mayor margen de rentabilidad, viéndose reflejado en un Valor Actual Neto positivo y un corto tiempo de recuperación de inversión.

En el caso de la Tasa Interna de Retorno, este valor supera de manera considerable a la tasa de descuento utilizada en el análisis, esto se debe al amplio margen de ganancia por el precio de venta de energía seleccionado junto con un valor total de inversión optimista, ya que solamente se tomará en consideración los costos del equipamiento del sistema, por lo que se obtiene un flujo neto anual mayor, presentando un TIR elevado.