

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESTUDIO DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA A 22 kV DE LA  
CENTRAL ILLUCHI 1 DE LA ELEPCO S.A. Y PROPUESTA DE  
CAMBIO DEL CONDUCTOR EXISTENTE POR UN CONDUCTOR  
ECONÓMICO PARA TRANSPORTE DE LA ENERGÍA GENERADA  
ESTUDIO DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA EXISTENTE A 22 kV  
DE LA CENTRAL ILLUCHI 1 Y PROPUESTA DE CAMBIO DEL  
CONDUCTOR A UN CONDUCTOR ECONÓMICO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
ELECTRICIDAD**

**NÉSTOR DAVID VARGAS CALO**

**nestor.vargas@epn.edu.ec**

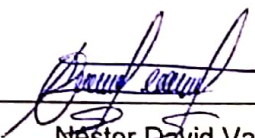
**DIRECTOR: EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN**

**edison.novoa@epn.edu.ec**

**DMQ, abril 2023**

## CERTIFICACIONES

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



---

Néstor David Vargas Calo

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Néstor David Vargas Calo, bajo mi supervisión.



---

EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN  
DIRECTOR

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

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

NÉSTOR DAVID VARGAS CALO

ING. EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN MGTR.

## **DEDICATORIA**

A mi madre Clara Marina que me ha brindado todo su apoyo, su amor y su guía que han sido fundamentales para mí en este camino por esta prestigiosa Universidad.

A mi hermanos, amigos y familiares que confían y creen mí.

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero agradecer enormemente a mi madre Clara Marina por cada esfuerzo que realizó para permitirme cumplir con esta etapa universitaria. Sin ti madre querida, tal vez este proceso habría sido muy diferente, gracias por estar conmigo, por creer y confiar en mí.

A mi hermana y mis hermanos, que han dado mucha fuerza apoyándome constantemente.

A mi director, por todo su apoyo sus consejos y su guía, que fueron fundamentales y de mucha ayuda para lograr este trabajo.

A todos quienes fueron mis profesores, fueron muy amables de compartir sus conocimientos y permitirme aprender de ellos, gracias por cada enseñanza por cada consejo.

A mis amigos y compañeros, que se cruzaron por este camino y que me permitieron compartir buenos momentos se los agradezco demasiado.

A mi mejor amigo Jorge Luis, quien siempre me ha apoyado, me ha querido y ha creído en mí, gracias por todo tu apoyo hermano.

¡Muchas gracias!

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	V
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT .....	IX
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 ALCANCE .....	3
1.4 MARCO TEÓRICO .....	4
1.4.1. El sistema eléctrico.....	4
1.4.1. Sistema eléctrico de subtransmisión.....	5
1.4.2. Sistema eléctrico de distribución (SED).....	5
1.4.3. Parámetros eléctricos en líneas aéreas.....	6
1.4.4. Caída de voltaje.....	7
1.4.5. Cargabilidad .....	10
1.4.6. Pérdidas de potencia.....	10
1.4.7. Pérdidas de energía .....	11
1.4.8. Flujos de potencia .....	12
1.4.9. Diseño eléctrico de líneas de transmisión.....	12
1.4.10. Selección económica de conductores para el diseño de líneas de transmisión .....	14
2 METODOLOGÍA.....	17
2.1 Descripción del sistema eléctrico de análisis .....	17

2.1.1.	Estado actual de la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario de 22 kV	
	17	
2.2	Modelación en CYMDIST de la línea de subtransmisión Illuchi – El Calvario de 22 kV actual .....	19
2.2.1.	Modelación de la subestación El Calvario.....	19
2.2.2.	Modelación de los generadores de la Central Illuchi 1 .....	21
2.2.3.	Modelación de Transformadores de potencia .....	22
2.2.4.	Modelación de la estructura actual .....	23
2.2.5.	Modelación de los conductores eléctricos.....	23
2.2.6.	Modelación de la carga.....	24
2.2.7.	Modelación de la línea desequilibrada .....	25
2.2.8.	Trazado de la red por tramos.....	25
2.3	Consideraciones para realizar los flujos de carga .....	26
2.4	Diseño preliminar de la nueva línea de subtransmisión con conductor económico	
	27	
2.4.1.	Selección de la ruta .....	27
2.4.2.	Cálculo del conductor económico .....	29
2.4.3.	Selección de la configuración de las estructuras tipo.....	37
2.4.4.	Selección de postes.....	39
2.4.1.	Selección de tensores .....	43
2.5	Modelación en CYMDIST de la línea de subtransmisión Illuchi – El Calvario de 22 kV propuesta .....	44
2.5.1.	Modelación de la estructura tipo propuesta .....	44
2.5.2.	Modelación del conductor obtenido por la metodología de conductor económico .....	45
2.5.3.	Modelación de la línea desequilibrada nueva .....	46
2.6	Elaboración del presupuesto .....	47
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	48
3.1	Resultados de la línea de subtransmisión actual .....	48
3.1.1.	Trazado de la línea de subtransmisión en CYMDIST.....	48

3.1.2.	Resultados del flujo de potencia .....	48
3.2	Resultados de la línea de subtransmisión propuesta .....	50
3.2.1.	Cálculo del conductor económico .....	50
3.2.2.	Diseño preliminar de la nueva línea de subtransmisión .....	54
3.2.3.	Trazado de la línea de subtransmisión en CYMDIST.....	55
3.2.4.	Resultados del flujo de potencia .....	56
3.2.5.	Comparativa de línea de subtransmisión actual con la línea propuesta. ....	58
3.2.6.	Presupuesto referencial.....	58
3.3	Conclusiones .....	59
3.4	Recomendaciones.....	60
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	61
5	ANEXOS.....	64
	ANEXO I. Resultados del cálculo mecánico en los conductores.....	65
	ANEXO II. Código en MATLAB utilizado para resolver el cálculo mecánico en los conductores utilizando la ecuación de estado .....	83
	ANEXO III. Resultados de los cálculos de esfuerzos transversales preliminares sobre el poste .....	86
	ANEXO IV. Resultados de la selección preliminar de postes y estructuras tipo.....	103
	ANEXO V. Resultados de la selección preliminar de tensores .....	111
	ANEXO VI. Planos de perfil topográfico y planos de planta de la ruta propuesta para la nueva línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario.....	114
	ANEXO VII. Presupuesto estimado para la línea propuesta .....	115



## RESUMEN

El presente trabajo de integración curricular contiene el estudio de cargabilidad, pérdidas y voltajes de la actual línea de subtransmisión Illuchi 1 - El Calvario, perteneciente a la Empresa Eléctrica del Cotopaxi, sobre la cual se ha propuesto el diseño de una nueva línea de subtransmisión, que reemplace a la actual, por los problemas técnicos y económicos que presenta.

Inicialmente, se modela la línea actual y se simulan flujos de potencia, utilizando el software CYMDIST, a fin de obtener los niveles de voltaje, cargabilidad y pérdidas de potencia en la línea de subtransmisión Illuchi 1 - El Calvario.

Luego, se realiza el diseño preliminar de la nueva línea de subtransmisión, mediante el uso de software geoespacial, para determinar un nuevo recorrido de línea que cumpla con las condiciones definidas en la normativa. Después, con la ruta definida, se calcula la sección del nuevo conductor económico, se elige la configuración de estructuras, y se determinan las características físicas y mecánicas que deben soportar los postes.

Con el diseño preliminar de la nueva línea de subtransmisión, con conductor económico, se modela la nueva línea y se simulan flujos de potencia para verificar que dicho conductor permita alcanzar menos pérdidas de potencia, menor cargabilidad y que se cumpla con los rangos admisibles de caída de voltaje para la operación normal de la nueva línea.

Finalmente, se determina el presupuesto preliminar de construcción de la nueva línea en 533.092,47 US\$ mediante la suma de los costos asociados de materiales, equipos y mano de obra.

**PALABRAS CLAVE:** subtransmisión, cargabilidad, pérdida de potencia, caída de voltaje, software geoespacial.

## **ABSTRACT**

This curricular integration work contains the study of loadability, losses and voltages of the current Illuchi 1 - El Calvario sub-transmission line, belonging to Empresa Eléctrica del Cotopaxi, on which the design of a new sub-transmission line has been proposed to replace the current one, due to the technical and economic problems it presents.

Initially, the actual line is modeled, and power flows are simulated, using CYMDIST software, in order to obtain the voltage levels, loadability and power losses on the Illuchi 1 - El Calvario sub-transmission line.

Then, the preliminary design of the new sub-transmission line is carried out, using geospatial software, to determine a new line route that meets the conditions defined in the regulations. Then, with the route defined, the section of the new economic conductor is calculated, the configuration of structures is chosen, and the physical and mechanical characteristics to be supported by the poles are determined.

With the preliminary design of the new sub-transmission line, with economic conductor, the new line is modeled, and power flows are simulated to verify that such conductor allows to achieve lower power losses, lower loadability and that it complies with the admissible voltage drop ranges for the normal operation of the new line.

Finally, the preliminary construction budget for the new line was determined at US\$533,092.47 by adding the associated costs of materials, equipment, and labor.

**KEYWORDS:** subtransmission, loadability, power loss, voltage drop, geospatial software.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La Central Illuchi No. 1 de 5,2 MW, de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO S.A.), evacúa la energía eléctrica generada a través de una línea de subtransmisión de 9,5 km a 22 kV que conecta con la subestación El Calvario, en la ciudad de Latacunga, desde donde se distribuye la energía generada al resto de los alimentadores y, finalmente, a los usuarios residenciales e industriales de la zona.

La línea de subtransmisión entró en operación en 1951 y ha sufrido una serie de cortes de servicio por la caída de árboles sobre sus conductores y por ciertos cambios en la ruta de la línea que, por falta de previsión, se las tuvo que realizar con conductores más delgados, lo cual, ha provocado que el alimentador sufra de problemas de caídas de voltaje, cargabilidad y de pérdidas técnicas considerables.

Una línea de subtransmisión ineficiente puede provocar interrupciones considerables de suministro de energía, afectando la calidad y la continuidad del servicio lo cual es un incumplimiento de las obligaciones que es responsable la empresa eléctrica distribuidora y que a la final afecta en la valoración de la empresa distribuidora. [1].

Las pérdidas de potencia y energía que se producen en la transmisión de electricidad repercuten en los costos de energía, operación y mantenimiento que cubre la empresa distribuidora. Para mantener estos costos los más bajos posibles es importante que el sistema se mantenga en óptimas condiciones de funcionamiento, por lo cual es necesario realizar inversiones económicas para realizar estudios que permitan expandir, operar y realizar los mantenimientos necesarios.

Resulta necesario efectuar un estudio de las condiciones operativas de la línea de subtransmisión a fin de conocer su cargabilidad y voltaje en todos los puntos afectados. De esta manera como solución se busca el planteamiento de un nuevo diseño en la línea de subtransmisión que utilice las vías públicas para su recorrido y que considere el implementar el conductor más económico, a fin de reducir los costos involucrados en el diseño, considerando la capacidad de transmisión actual.

El objetivo del nuevo diseño de línea de subtransmisión es garantizar un suministro confiable y seguro de energía, cumpliendo con los estándares actuales de calidad de energía y de esta manera obtener un beneficio mutuo entre el consumidor y la empresa distribuidora.

## **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un diagnóstico de las condiciones operativas actuales del alimentador de 22 kV Illuchi – S/E El Calvario de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A mediante el análisis de flujos de potencia a fin de proponer mejoras al alimentador existente.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Realizar el estudio de cargabilidad, pérdidas y voltaje del alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1 utilizando el software CYME para verificar el cumplimiento de los límites permitidos de voltaje, cargabilidad y pérdidas.
2. Definir una nueva ruta para el recorrido del alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1 mediante el análisis del recorrido de las vías actuales de la ciudad de Latacunga a fin de proponer un prediseño de alimentador para la Central Illuchi No. 1 que evite el cruce de la red de medio voltaje a través de terrenos de propiedad privada.
3. Sugerir el cambio del conductor del alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1 mediante el uso de la metodología de “conductor económico” a fin de mejorar y asegurar el cumplimiento de los límites permitidos de voltaje, cargabilidad y pérdidas.
4. Valorar de manera aproximada el costo asociado a la implementación del nuevo alimentador mediante la estimación de costos unitarios, obtenidos de cotizaciones o de tablas de precios históricos, de los principales componentes para proponer la inclusión de esta obra o proyecto dentro de los planes de inversión de la ELEPCO S.A.
5. Realizar el estudio de cargabilidad, pérdidas y voltaje para la propuesta del nuevo alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1 utilizando el software CYME para verificar el cumplimiento de los límites permitidos de voltaje, cargabilidad y pérdidas.

### **1.3 ALCANCE**

El trabajo de integración curricular desarrollará un diagnóstico operativo actual del alimentador Illuchi I – El Calvario, de 22 kV, en el que se calcularán las condiciones actuales de voltaje, cargabilidad y pérdidas. Luego, en caso de presentarse problemas en la línea existente, se propondrá una nueva ruta y el cambio del calibre del conductor utilizando la metodología de “conductor económico” a fin de que el alimentador logre operar dentro de los límites permitidos de voltaje, cargabilidad y pérdidas.

Para el diagnóstico se realizará la modelación y simulación de la red existente sobre la base de los datos de los equipos involucrados y las características del alimentador. Los datos usados para la modelación serán datos provenientes de la ELEPCO S.A. y, en caso de no disponerse de información exacta, se utilizarán valores típicos o referenciales.

Las simulaciones se realizarán mediante el uso del módulo de cálculo de flujos de potencia del software CYME, software especializado en sistemas de distribución, y con los resultados obtenidos se analizará si el alimentador cumple con los niveles permitidos de diseño.

Para la definición de la ruta del alimentador se analizará el recorrido de las vías actuales de la ciudad de Latacunga a fin de proponer un prediseño que evite el cruce de la red de medio voltaje a través de terrenos de propiedad privada; el prediseño se lo realizará usando mapas digitales o geo portales.

Se analizará el cambio del conductor del alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1 mediante la aplicación de la teoría de “conductor económico” utilizando herramientas de cálculo y el software Excel.

Se valorará de manera aproximada el costo de los materiales, equipos y mano de obra asociados a la implementación del nuevo alimentador usando los costos obtenidos de cotizaciones, manuales de costos y cualquier otra información referencial. Para valorar el costo total de la obra se valorará el costo de una estructura típica y para el resto de las estructuras se asumirá que tendrán el mismo costo.

Se presentará un análisis comparativo entre la operación actual del alimentador comparándolo con la operación del alimentador con un nuevo “conductor económico”. El análisis comparativo incluirá un análisis de la cargabilidad, perfil de voltaje y pérdidas de potencia con el conductor existente y con el conductor económico resultado del trabajo de integración curricular.

Se entregarán resultados de:

- 1.- Diagnóstico de la operación actual del alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1; incluye análisis de: cargabilidad, perfiles de voltaje y pérdidas técnicas de potencia.
- 2.- Análisis de la operación futura del alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1 considerando un nuevo conductor obtenido por el cálculo de “conductor económico”; incluye análisis de: cargabilidad, perfiles de voltaje y pérdidas técnicas de potencia.
- 3.- Prediseño del nuevo alimentador de 22 kV de la Central Illuchi No. 1; incluye: propuesta de una nueva ruta, plano referencial de ruta y estructuras, valoración aproximada del costo total de la obra.

## **1.4 MARCO TEÓRICO**

### **1.4.1. El sistema eléctrico**

El sistema eléctrico es un conjunto de componentes y dispositivos que se utilizan para generar, transmitir y distribuir electricidad. Incluye centrales eléctricas, líneas de transmisión, transformadores y subestaciones, así como redes de distribución y medidores de consumo.

El objetivo principal del sistema eléctrico es suministrar electricidad de manera confiable y segura a los consumidores.

El sistema eléctrico consta de tres etapas principales:

- **Generación:** es donde se produce electricidad a niveles de voltaje de generación a través de diferentes fuentes de energía. El voltaje de generación es elevado por medio de transformadores para transmitir la potencia a distancias largas.
- **Transmisión:** transporta la electricidad generada a través de las líneas de transmisión o subtransmisión aéreas o cables subterráneos hacia una subestación de potencia.
- **Distribución:** se reduce el voltaje a niveles de medio voltaje (MT) y bajo voltaje para ser distribuidos por medio de la empresa distribuidora hacia los hogares, lugares comerciales o industrias. En esta etapa, se mide el consumo de electricidad de cada usuario.

### **1.4.1. Sistema eléctrico de subtransmisión**

Los sistemas de subtransmisión transmiten la electricidad que reciben de las líneas de transmisión, de altos voltajes, hasta las subestaciones de distribución.

Algunas empresas públicas incluyen al sistema de subtransmisión dentro del sistema de transmisión, es decir, desde la generación hasta las subestaciones de distribución. Por lo cual, en ciertos casos, se producen ciertas confusiones en la clasificación de una red según sus niveles de voltajes y sus funciones dentro de cada subsistema.

Los sistemas de subtransmisión y distribución generalmente son configurados de manera radial, debido a que se trata de un arreglo simple y menos costoso. Sin embargo, la configuración radial se considera poco fiable, porque al producirse una falla en el circuito se interrumpirá la alimentación de todas las subestaciones de distribución conectadas a la línea de subtransmisión fallada.

Los circuitos de subtransmisión son en su mayoría aéreos y están contruidos por caminos y calles al igual que las líneas de distribución. Presentan voltajes comunes de 34,5, 69,115 y 138 kV. Sin embargo, una empresa pública puede tener sistemas de subtransmisión de 23 y 13,5 kV.

Las líneas de subtransmisión desde 13,5 kV hasta antes de 69 kV suelen considerarse de bajo voltaje, por lo cual se diseñan y operan como líneas de distribución. En el diseño se utilizan postes de madera o de hormigón, ubicados por las carreteras, con reconectores, reguladores, protecciones temporizadas de sobrecorriente y en muchas ocasiones sin cable de guarda. Por otra parte, las líneas que se consideran de transmisión y subtransmisión de voltajes altos utilizan torres y tienen derecho al paso, lo cual les permite construir y atravesar lugares con vegetación, tienen cable de guarda y relés direccionales en ambos extremos [2].

### **1.4.2. Sistema eléctrico de distribución (SED)**

Las redes de distribución se encargan de hacer llegar la energía eléctrica a los distintos puntos donde un usuario haga uso de ella. Es por eso que esta red abarca grandes territorios bastante dispersos, razón por la cual se puede considerar un sistema más complejo que el sistema de generación y de transmisión [3].

El sistema eléctrico de distribución en óptimas condiciones de funcionamiento requiere de grandes inversiones económicas que permitan realizar el estudio, expansión, operación y mantenimiento de este.

El suministro ininterrumpido de energía eléctrica con un servicio de calidad es un objetivo fundamental que tienen que cumplir las empresas eléctricas.

### **1.4.3. Parámetros eléctricos en líneas aéreas**

Los parámetros eléctricos de una línea aparecen en cada circuito eléctrico y se los puede clasificar en parámetros longitudinales: resistencia e inductancia y parámetros transversales: capacitancia y conductancia.

#### **Resistencia**

La resistencia es la mayor causa de pérdidas en las líneas de transporte eléctrico. La resistencia es la oposición que tienen los materiales ante la circulación de corriente, causando la disipación de energía en forma de calor. De esta manera afectando la cantidad de energía que se puede transmitir a lo largo de una línea eléctrica.

#### **Inductancia**

Es una propiedad que se produce en un conductor ante el paso de una corriente alterna, que al ser variable se crea un flujo magnético que enlaza a otros conductores. La suma de los enlaces de flujo de cada conductor con los enlaces de flujo externos del conductor dará el total de enlaces de flujo magnético del circuito.

El efecto electromagnético que se produce influye en la capacidad de transporte de la línea.

#### **Capacitancia**

La capacitancia en los conductores eléctricos se refiere a la cantidad de carga eléctrica que un conductor es capaz de almacenar por unidad de diferencia de potencial. Es una medida de la habilidad de un conductor para almacenar carga eléctrica.

El valor de la capacitancia depende del diámetro del conductor, la separación entre las líneas y de la permitividad del dieléctrico (aire, para líneas aéreas).

En los circuitos de alto voltaje pueden generarse capacitancias entre las líneas y entre líneas y tierra. Para líneas cortas su efecto se desprecia, pero para longitudes de línea media y larga son tomados muy en cuenta.

La capacitancia influye en la caída de voltaje, el factor de potencia, la eficiencia, así como en la estabilidad del sistema al que esté conectada la línea.



#### 1.4.4. Caída de voltaje

La caída de voltaje en las líneas es causa de la corriente de carga que pasa a través de la resistencia y reactancia de la línea.

Para mantener el nivel de voltaje dentro de los límites establecidos en la normativa es necesario analizar las situaciones que estarían causando caídas de voltaje significativas para implementar soluciones adecuadas.

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos No Renovables (ARCERNNR) categoriza los niveles de voltaje como indica la Tabla 1.1.

**Tabla 1.1** Rango de nivel de voltaje por grupo [1].

<b>Bajo Voltaje</b>	$V \leq 0,6$ [kV]
<b>Medio Voltaje</b>	$0,6$ [kV] $\leq V \leq 40$ [kV]
<b>Alto Voltaje - Grupo 1</b>	$40$ [kV] $\leq V \leq 138$ [kV]
<b>Alto Voltaje - Grupo 2</b>	$V \geq 138$ [kV]

Un nivel de voltaje bajo produce problemas en los equipos que conforman la red, produciendo un gasto en reparación o en la compra de nuevos equipos.

Algunas de las principales causas de caída de voltaje [4] son:

- Sobrecarga en la red por el aumento de demanda
- Líneas de transmisión/subtransmisión de longitudes largas
- Calibres no adecuados del conductor

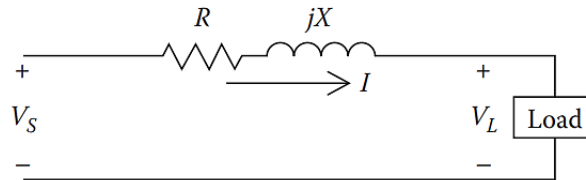
Para solucionar las caídas de voltaje en una línea se puede:

- Ubicar subestaciones cerca de las cargas concentradas
- Utilizar cambiadores de tomas (TAP) de los transformadores, aumentando los niveles de voltaje
- Instalar óptimamente bancos de capacitores
- Instalar reguladores de voltaje
- Equilibrar las cargas conectadas en los alimentadores
- Cambiar el conductor por uno de mayor calibre
- Transferir carga a otros alimentadores
- Aumentar el nivel de voltaje de transferencia.

Para calcular la caída de voltaje de forma aproximada, se toma en cuenta a un segmento de línea trifásica balanceada y se utiliza la ley de voltajes de Kirchhoff.

$$V_s = V_L + (R + jX) \cdot I = V_L + R \cdot I + jX \cdot I$$

**Ecuación 1.1.** Ley de voltajes de Kirchhoff para la Figura 1.1 [5].



**Figura 1.1.** Circuito equivalente de una línea trifásica balanceada [5].

Donde:

- R: resistencia de la línea
- X: reactancia de la línea
- I: corriente de la línea
- $V_s$ : Voltaje de envío
- $V_L$ : Voltaje de recepción en la carga

La caída de voltaje en la línea se define como la diferencia entre las magnitudes de la fuente y los voltajes de carga. El ángulo se estima que será aproximadamente igual al de la fuente.

$$V_{caida} = |V_s| - |V_L|$$

$$V_{caida} = \text{Real}\{Z \cdot I\}$$

**Ecuación 1.2.** Cálculo aproximado de la caída de voltaje.

### La regulación de voltaje

La regulación de voltaje en una línea de transmisión se obtiene cuando se expresa la caída de voltaje en porcentaje del voltaje de recepción.

La regulación de voltaje en una línea de transmisión se calcula para determinar la cantidad de voltaje que se pierde a lo largo de la línea debido a las pérdidas en la resistencia y la reactancia de la línea. La regulación de voltaje es importante en una línea de transmisión ya que ayuda a garantizar que el voltaje en la línea permanezca dentro de un rango específico, lo que es esencial para el correcto funcionamiento de los equipos eléctricos y para evitar daños en los equipos.

$$\%R_{eg} = \frac{V_E - V_R}{V_R} \cdot 100 [\%]$$

**Ecuación 1.3.** Regulación de voltaje

Donde:

- $V_E$ : voltaje de envío o voltaje de recepción en vacío
- $V_R$ : voltaje de recepción a plena carga

**Niveles de caída de voltaje admisibles**

La regulación No. ARCERNR - 002/20 [1] presenta la Ecuación 1.4 para determinar la calidad del nivel de voltaje en un punto k del sistema:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \cdot 100 [\%]$$

**Ecuación 1.4.** Índice de voltaje

Donde:

- $\Delta V_k$ : Índice de voltaje
- $V_N$ : Voltaje nominal en el punto k, o voltaje de recepción.
- $V_k$ : Voltaje de suministro en el punto k, o voltaje de envío promedio de medidas realizadas en un intervalo de 10 min.

El valor del índice de calidad de voltaje según el nivel de voltaje de la Tabla 1.1 debe encontrarse dentro de los límites admisibles de la Tabla 1.2.

**Tabla 1.2.** Límites de rango admisible en la caída de voltaje [1]

<b>Grupos por nivel de voltaje</b>	<b>Rango admisible de <math>\Delta V_k</math> [%]</b>
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5$
Medio Voltaje	$\pm 6$
Bajo Voltaje	$\pm 8$

La norma ANSI C84.1 “Sistemas y equipos de potencia eléctrica - Rangos de voltaje” define las tolerancias de nivel de voltaje esperadas en el suministro de red pública de +5% y -2,5% para un voltaje de 23 kV [6].

La Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ), clasifica las caídas de voltaje admisible en sus alimentadores primarios de 6,3 kV, 13.2 kV y 22,8 kV según la zona en la que se encuentre, como indica la siguiente tabla:

**Tabla 1.3.** Caída máxima de voltaje en % en redes primarias [7]

Componente del sistema	Cambiador de taps bajo carga	Caída de voltaje [%]	
		Z. Urbano	Z. Rural
Alimentador primario	NO	3	3.5
	SI	3.5	4

### **1.4.5. Cargabilidad**

La cargabilidad es la máxima potencia eléctrica que puede ser enviada a través de una línea de transmisión tal que se mantenga valores normales de operación. Al analizar la cargabilidad se podrá conocer la disponibilidad de transmisión de potencia que hay en las líneas.

La cargabilidad depende principalmente del voltaje, el calibre y la longitud de la línea.

El Plan Maestro de Electricidad considera una condición no adecuada de operación cuando se supere una cargabilidad del 80% de la capacidad nominal de la línea de transmisión [8].

### **1.4.6. Pérdidas de potencia**

Las pérdidas en el sistema de transmisión son producidas por las líneas y los transformadores de potencia de las subestaciones.

En el proceso de transportar la energía desde la generación hacia los puntos de consumo se producen pérdidas de energía, por condiciones técnicas y no técnicas.

#### **Pérdidas no técnicas**

Acciones como hurtar energía, manipulación o errores en los equipos de medición, estimaciones de consumo o retrasos en las facturaciones, forman parte de las pérdidas no técnicas.

#### **Pérdidas técnicas**

Los conductores, transformadores y otros equipos experimentan calentamientos al paso de la corriente (efecto Joule), corrientes parásitas o histéresis (pérdidas en el núcleo de transformadores) y arcos de corriente por ionización del aire a niveles altos de voltaje (efecto corona) [9].

- Pérdidas por transporte: Son afectadas las líneas de transmisión, subtransmisión, alimentadores primarios y secundarios y las acometidas.

- Pérdidas en transformadores: Todos los transformadores que conforman el sistema eléctrico, pérdidas en el núcleo y bobinados.

Las pérdidas técnicas son inevitables porque los componentes de la red no tienen propiedades ideales, pero si están sujetas a ser disminuidas.

### **Pérdidas de potencia por efecto Joule**

El calentamiento en los conductores debido al paso de la corriente y las características resistivas del material conductor produce energía calorífica que se pierde.

Se puede estimar las pérdidas de potencia mediante flujo de carga obteniendo valores de voltajes y corrientes.

## **1.4.7. Pérdidas de energía**

Las pérdidas totales de energía se calculan para conocer la cantidad de energía que se pierde a lo largo de una línea debido a distintos factores como la resistencia del conductor, la temperatura de operación, la longitud, la reacción ante la corriente y el voltaje que fluyen por ella. Estas pérdidas representan un costo económico y una pérdida de eficiencia energética, por lo que es importante tener en cuenta en el diseño y la optimización de las líneas de transmisión.

Se puede calcular las pérdidas de energía con los valores estimados de las potencias. Se estiman las pérdidas de potencia para distintos escenarios de demanda, o generalmente para demanda máxima y con los resultados se pueden evaluar las pérdidas de energía [10].

### **Niveles admisibles de pérdidas**

Los niveles de pérdidas eléctricas permiten medir la eficiencia en la infraestructura de transmisión y distribución, así como la viabilidad financiera del sector eléctrico.

Los niveles admisibles de pérdidas técnicas están basados en los índices de porcentajes de pérdidas que tienen los países desarrollados, en los cuales las pérdidas son esencialmente de tipo técnico. En estos países se presentan valores promedio de pérdidas de energía de entre 6% y 8% [11].

Las metas de pérdidas de energía para los sistemas de distribución se indican en el Plan Maestro de Electricidad, donde se establece que para el año 2022 la meta es del 9,53 % [8].

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) clasifica según el subsistema los niveles de pérdidas porcentuales como muestra la Tabla 1.4

**Tabla 1.4.** Niveles de pérdidas porcentuales de energía [10].

Sistema	Pérdidas %	
	Deseables	Tolerable
Transmisión	1,4	2,1
Subtransmisión	2	3
Distribución	3,2	4,9
Total	6,6	10

### **1.4.8. Flujos de potencia**

La herramienta de flujos de potencia se utiliza para analizar el desempeño en régimen permanente de una red eléctrica con ciertas condiciones de funcionamiento.

Los flujos de potencia permiten determinar los flujos de potencia activa y reactiva, voltajes y ángulos en cada línea y barra de la red [12].

El flujo de potencia es muy útil para simular el estado en el que se encontrará una red ante distintos escenarios que modifiquen de manera importante el sistema. Por ejemplo, el crecimiento en la demanda puede requerir una expansión en el sistema de potencia, al utilizar esta herramienta se puede identificar los problemas o condiciones de operación que se producirían y en base a ello modificar los modos de operación, distribución o realizar un diseño para repotenciar la red.

Los flujos de potencia pueden utilizar métodos de solución múltiple como lo son:

- Newton-Raphson completo
- Newton-Raphson con desacoplado rápido
- Gauss-Seidel
- Caídas de tensión desequilibradas

### **1.4.9. Diseño eléctrico de líneas de transmisión**

El diseño eléctrico de una línea de transmisión (LT) tiene varias etapas [13]:

#### **A. Obtener los datos necesarios:**

- La potencia trifásica del extremo receptor

- El voltaje trifásico del extremo receptor
- El factor de potencia de carga del extremo receptor
- Número de circuitos de la LT
- Número de subconductores por fase
- Longitud de la LT
- Disposición de los conductores
- Calibre del conductor
- Temperatura de funcionamiento de los conductores

#### **B. Cálculos:**

- El voltaje de fase del extremo receptor
- Corriente de carga de la barra receptora
- Cálculo de distancias
- Cálculo de los parámetros de la LT
  - Resistencia
  - Inductancia
  - Capacitancia
- Cálculo de los parámetros de secuencia de la LT
- Impedancia en serie de la LT
- Admitancia en paralelo
- Impedancia característica
- Cálculo del voltaje, corriente, potencia y factor de potencia
- La caída de voltaje del extremo de envío en %
- La potencia activa del extremo emisor
- La potencia reactiva del extremo emisor
- Cálculo de pérdidas de línea incluyendo corona
- Regulación de tensión
- Eficiencia de la LT
- Cálculo de compensación de derivación
- Cálculo de la compensación en serie

Los cálculos del punto B se refieren a las líneas de gran longitud y deben adaptarse para las líneas de mediana y corta longitud.

Para diseñar económicamente los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución se suelen considerar de mayor importancia la selección económica de conductores, considerando la cargabilidad y los niveles de pérdidas.

### 1.4.10. Selección económica de conductores para el diseño de líneas de transmisión

La selección de los conductores de fase y cables de guarda de una línea de transmisión o subtransmisión está encaminada al cumplimiento de ciertos criterios técnicos, para asegurar la integridad de la línea y minimizar la afectación al medio ambiente y de las personas. Y a la vez, reducir los costos dentro de un margen aceptable.

Las consideraciones para tomar en cuenta en la selección de conductores son las siguientes:

- **La capacidad de transporte de corriente:** La máxima cantidad de corriente que pueda fluir por un conductor antes que se produzca un sobre calentamiento o algún fallo.  
La sección del conductor, la temperatura ambiente y la longitud del conductor son factores que influyen en la capacidad de transporte de corriente.
- **El costo del conducto:** El costo es uno de los principales factores en determinar el costo total en el diseño de líneas de transmisión. Al considerar un conductor más caro puede afectar significativamente el costo total del proyecto. Sin embargo, un conductor más caro puede ser más eficiente en la transmisión de energía.
- **El peso específico de los conductores:** El peso es un factor que afecta en la estabilidad estructural de la línea de transmisión. Un conductor más pesado requerirá de estructuras robustas y tal vez complejas para soportarlo. Por otra parte, un conductor ligero es más fácil de transportar e instalar lo cual reduce tiempos y costos de instalación.
- **La resistencia a la rotura:** Permite garantizar que el conductor es seguro y no se romperá con facilidad ante vientos fuertes, nieve o hielo, provocando cortocircuitos o algún accidente. Una resistencia a la rotura insuficiente requerirá mantenimiento frecuente o ser reemplazado, lo cual aumentaría los costos del proyecto.

#### El conductor económico

El costo del material conductor es generalmente una parte muy considerable del costo total de una línea de transporte. Por lo tanto, la determinación de la sección adecuada del conductor para la línea de transporte es de vital importancia.



El conductor económico es el conductor que proporciona la mínima resistencia eléctrica para una línea de transmisión de energía. Se utiliza para minimizar la pérdida de energía durante el traslado de la energía eléctrica a través de la línea. Esto se hace seleccionando un conductor con la mayor conductividad eléctrica posible, ya que la resistencia eléctrica disminuye a medida que aumenta la conductividad.

La sección de conducción más económica es aquella en la que el coste total anual de la línea de transmisión es mínimo. El costo total anual de la línea de transmisión se puede dividir ampliamente en dos partes: el cargo anual por desembolso de capital y el costo anual de energía desperdiciada en el conductor [14].

### **Costo anual sobre el desembolso de capital**

El costo anual sobre el desembolso de capital se refiere a los intereses y la depreciación del costo de la instalación de la línea de transmisión. En el caso de un sistema aéreo, este costo incluye el interés anual y la depreciación del costo de los conductores, soportes, aisladores y su montaje. Considerando lo siguiente:

- El costo de los aisladores es constante.
- El costo de los conductores y soportes es proporcional al área de sección.
- El costo de soportes y montaje, según sean sus características, se puede considerar constante o proporcional al área de sección del conductor.

### **Costo anual de energía desperdiciada**

El costo anual de energía desperdiciada se refiere a la pérdida de energía en el conductor debido principalmente a las pérdidas causadas por el efecto Joule. Suponiendo una corriente constante en el conductor durante todo el año, la energía perdida es proporcional a la resistencia del conductor. Como la resistencia del conductor es inversamente proporcional al área de sección, la energía perdida también es inversamente proporcional al área de sección lo cual implicaría tener menores pérdidas de energía al año con una mayor sección de conductor.

### **Cálculo del costo de los conductores**

El costo del conductor dependerá principalmente del calibre y de los materiales de fabricación.

El aluminio es el material más utilizado en redes eléctricas aéreas pero en ocasiones por sus limitadas características mecánicas, requieren de un manejo más cuidadoso [15], por

lo cual una mejor elección es utilizar aleaciones o núcleos reforzados de acuerdo al lugar de instalación.

Algunos de los conductores más utilizados en media tensión son:

- Conductor AAC: Conductor fabricado en aluminio. Utilizados para vanos cortos en alimentadores primarios y secundarios.
- Conductor AAAC: Conductores con aleación de aluminio. Son livianos, resistentes a la corrosión, tienen buena conductividad y alta resistencia mecánica. Se utilizan en zonas costeras e industriales de alta contaminación.
- Conductor ACSR: Cable de aluminio con refuerzo central de acero. Tienen alta carga de rotura por lo cual se utilizan en zonas montañosas por el desnivel.

El costo del conductor debe considerar un porcentaje adicional ante posibles empalmes, vanos flojos y demás. Por lo cual en la práctica se suele considerar un valor de 3% a 5 % adicional en la longitud del conductor.

## 2 METODOLOGÍA

En este trabajo se ha utilizado el servicio de mapas de CYME para modelar la línea actual que conecta la central Illuchi 1 con la subestación El Calvario. Se realizan flujos de carga para analizar en estado estable y evidenciar los problemas que la línea presenta.

Tras evaluar la situación desfavorable de la línea este trabajo propone el diseño de una nueva ruta con un nuevo conductor, evaluado técnica y económicamente. El diseño de la nueva línea se realiza utilizando las normas disponibles de la Empresa Eléctrica Quito. Estas normas presentan metodologías, disposiciones, principios y recomendaciones para el diseño de redes de distribución en zonas urbanas y rurales. Además, especifican configuraciones de redes aéreas que incluyen el hilo de guarda. Dichas normas están basadas en la homologación de las unidades de propiedad del MEER [16].

### 2.1 Descripción del sistema eléctrico de análisis

#### 2.1.1. Estado actual de la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario de 22 kV

La línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario de 22 kV pertenece al sistema eléctrico de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi. La línea atraviesa por la ciudad de Latacunga, con un recorrido de aproximadamente 9,5 km de longitud desde la central Illuchi 1 hasta la subestación El Calvario, como se observa en la Figura 2.1.



**Figura 2.1.** Línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario a 22 kV.

Se trata de una línea a simple circuito sin transposición con conductores de cobre #2 AWG apantallados por un hilo de guarda del cual no se tiene información.

La línea de subtransmisión entró en operación en 1951 sufriendo una serie de cortes por caída de árboles sobre sus conductores y ciertas reubicaciones que, por falta de previsión, se habían realizado en muchos de los casos con conductores más delgados #4 AWG. Los

conductores más delgados representan el 12% de la línea lo que es aproximadamente un tramo de 1,1 km, lo cual provocaría caídas de voltaje y pérdidas técnicas considerables.

La línea de subtransmisión no tiene un recorrido por calles o carreteras disponibles hasta la fecha, como se observa en la Figura 2.3, de modo que atraviesa por propiedades privadas. Los postes se ubican cerca incluso dentro de los terrenos de algunas casas generando peligro en las personas.

En la Figura 2.2 se muestra el perfil de elevación por el cual está ubicada la línea de subtransmisión y en ella se observa que recorre un terreno montañoso.



**Figura 2.2.** Perfil de elevación de la línea actual Illuchi 1 – El Calvario

Las estructuras y postes que sostienen la línea de subtransmisión no se encuentran en buen estado. La configuración de las estructuras no se encuentran homologadas en las “Unidades de propiedad y unidades de construcción” [16] emitidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR) debido a que se tratan de estructuras antiguas.



**Figura 2.3.** Fotografías de postes pasantes que sostienen la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario.

## 2.2 Modelación en CYMDIST de la línea de subtransmisión Illuchi – El Calvario de 22 kV actual

Para modelar el sistema es necesario obtener la información de los datos característicos del equipamiento que conforman la red. Para este caso de estudio se ha modelado la línea de subtransmisión desde la central de generación Illuchi 1 hasta la barra de la subestación El Calvario de 13,8 kV.

Las características para la modelación de los equipos de generación y transformación que intervienen han sido obtenidos de las hojas de datos de los equipos del trabajo: “Estudio técnico económico para el diseño y dimensionamiento de un transformador tipo zigzag para puesta a tierra en la central de generación Illuchi 1 de ELEPCO” [17], detallándose en las Tabla 2.3 y Tabla 2.4.

### 2.2.1. Modelación de la subestación El Calvario

#### Equivalente de Thévenin

Permite representar la red vista por la subestación. Los parámetros se obtienen en base a las impedancias de secuencia o las corrientes de cortocircuito que se generan en la barra junto a los valores de relación X/R.

Al no contar con los datos de relación X/R de la empresa distribuidora, para la modelación de la subestación El Calvario se ha tomado en cuenta los valores de X/R típicos de fuentes de servicios públicos cercanas a las plantas generadoras, cuyos valores típicos varían de 15 a 30 [18]–[20], como muestra la Tabla 2.1.

**Tabla 2.1.** Rangos típicos de relación X/R del sistema (para fines de estimación) [18]–[20]

Tipo de Circuito	X/R
Generación remota a través de otro tipo de circuitos tales como transformadores de 10 MVA o menos para cada banco trifásico, líneas de transmisión, alimentadores de distribución, etc.	15 o menos
Generación remota conectada a través de transformadores de 10 MVA a 100 MVA para cada banco trifásico, donde los transformadores proporcionan el 90% o más de la impedancia total equivalente al punto de falla	15–40
Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 25 a 100 MVA para cada banco trifásico	30–50
Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 100 MVA y mayores	40–60
Máquinas síncronas conectadas directamente a la barra o a través de reactores	40–120
Fuente de servicios públicos cercanas a las plantas generadoras	15–30

Fuente de servicios públicos con línea alámbrica abierta larga a las plantas generadoras	2-15
Por lo general, para una fuente de servicios públicos	2-12

En la Tabla 2.2 se detallan los valores obtenidos de [21], que corresponden a los estudios de cortocircuitos en la barra de la subestación el Calvario.

**Tabla 2.2.** Corrientes de cortocircuito en la barra de 13,8 kV de la subestación El Calvario.

FALLA	Corriente de cortocircuito máxima [kA]	Razón X/R
TRIFÁSICA	1,714	30
MONOFÁSICO	1,412	30

Para el equivalente de la subestación se establece el valor de voltaje de 13,8 kV con una potencia de 9,25 MVA y los respectivos datos de la Tabla 2.2, como se muestra en la Figura 2.4.

The screenshot shows the 'Propiedades de la red' window with the 'Equivalente' tab selected. The configuration is as follows:

- Modelo de carga:** Modelo: DEFAULT
- Tensiones del equivalente de fuente:** Nominal: 13.8 kVLL, Equilibrado: . Servicio: A: 13.8, B: 13.8, C: 13.8, kVLL. Ángulo: A: 0.0, B: -120.0, C: 120.0.
- Equivalente de la fuente:** Nivel: Nivel bajo de fallas, Modo: Niveles de cortocircuito, Unidad: kA.
- Table of fault data:**

	Nivel bajo de fallas		Nivel alto de fallas	
	Corriente	X/R	Potencia	X/R
Trifásico	1.7 kA	30.0	1.7 kA	30.0
Monofásico	1.4 kA	30.0	1.4 kA	30.0
- Equivalente de carga:** Tipo de carga: kW & kvar. kW: A: 0.0, B: 0.0, C: 0.0. kvar: A: 0.0, B: 0.0, C: 0.0.

**Figura 2.4.** Modelación de la red equivalente de la Subestación el Calvario

## 2.2.2. Modelación de los generadores de la Central Illuchi 1

El grupo de generadores de la central Illuchi 1 se ha modelado en base a los parámetros descritos en la Tabla 2.3. La Figura 2.5 muestra la creación de los modelos de los generadores con los datos disponibles resaltando que los límites de potencia reactiva fueron estimados por medio del software.

**Tabla 2.3.** Parámetros eléctricos para la modelación de los generadores

		Generadores Illuchi 1	
Características		G1 - G2	G3 - G4
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri
Potencia nominal [kVA]		872	1750
Voltaje [V]		2400	2400
Capacidad de corriente [A]		210	420
Fp		0,8	0,8
Conexión		Y aislado	Y aislado
Impedancias	Ra [pu]	0,0151	0,0151
	Xd [pu]	1,1178	1,1178
	Xd' [pu]	0,3722	0,3722
	Xd'' [pu]	0,2769	0,2769
	X2 [pu]	0,3322	0,3322
	X0 [pu]	0,484	0,0484

The figure shows two side-by-side screenshots of a software interface for modeling generators. Each panel has tabs for 'General', 'Circuito equivalente', 'Armónicos', 'Costos', and 'Símbolo'. The left panel is for generators G1-G2 and the right panel is for G3-G4. Both panels show the same configuration options: nominal capacity (872.0 kVA for G1-G2, 1750.0 kVA for G3-G4), nominal voltage (2.4 kVLL), nominal active power (697.6 kW for G1-G2, 1400.0 kW for G3-G4), power factor (80.0%), number of poles (2), and reactive power limits (627.84 kvar max, -313.92 kvar min for G1-G2; 1260.0 kvar max, -630.0 kvar min for G3-G4). The 'Impedancias del generador' section shows R and X values for permanent, transient, and subtransient regimes, as well as sequence impedances Z1, Z1', Z1'', Z2, and Z0. The 'Impedancia de puesta a tierra' section shows Zg values for R and X.

**Figura 2.5.** Izquierda: modelación de los generadores G1 – G2, derecha: modelación de los generadores G3-G4.

## 2.2.3. Modelación de Transformadores de potencia

El transformador de la subestación El Calvario tiene una potencia de 4/5,2 MVA, mientras que la central Illuchi 1 cuenta con 3 transformadores de 1,75 MVA. Los datos característicos disponibles para la simulación se detallan en la Tabla 2.4, los valores de reactancia sobre resistencia se han estimado con el software en el botón “Estimar”. Las ventanas de los modelos de los transformadores se muestran en Figura 2.6.

**Tabla 2.4.** Parámetros eléctricos para la modelación de los transformadores

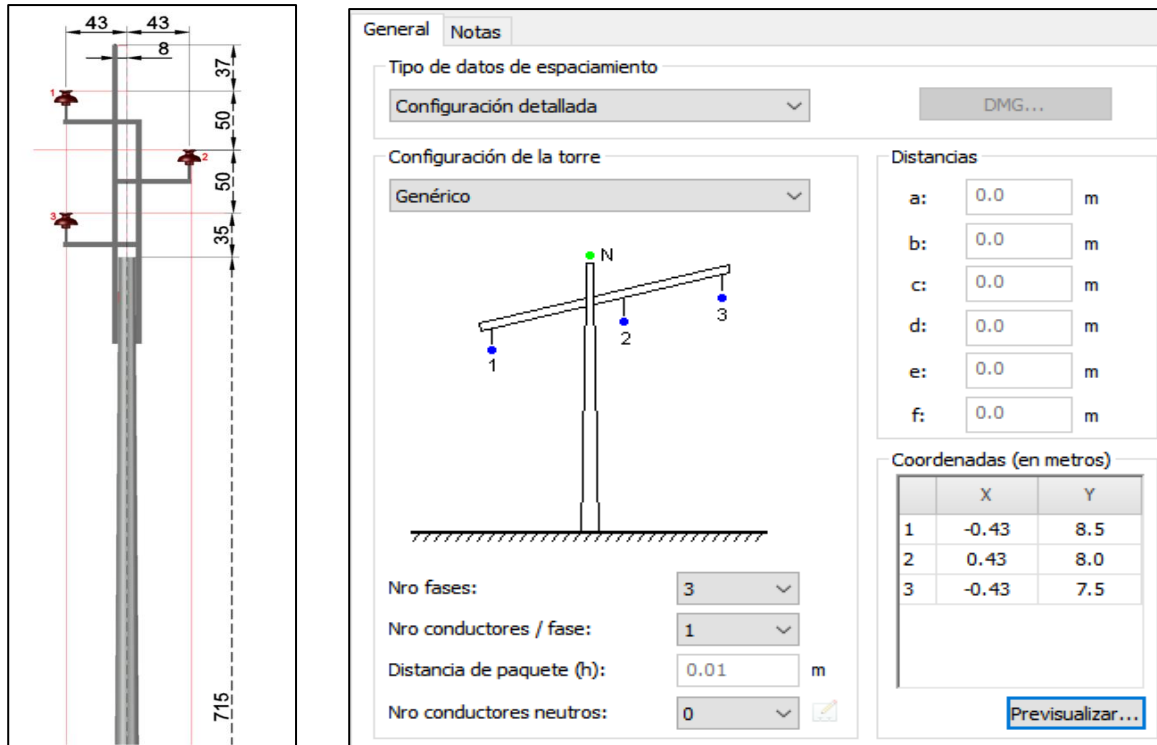
Características		Transformadores	
		El Calvario	Illuchi 1
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri
Capacidad [MVA]		1X(4/5,2)	3X(1,75)
Relación de Transformación [kV]		22/13,8	22/2,4
TAP		+2X2,5	+2X2,5
TAP inicial		3	3
Pérdidas en vacío (Po) [W]		5950	2520
Corriente magnetizante [%]		0,8	1,5
Conexión		DYn1	Dy11
Impedancia característica	RC [%]	0,48	0,5
	XC [%]	5,81	6,7
Impedancia de secuencia cero	X0 [%]	5,81	6,7

**Figura 2.6.** Izquierda: modelado del transformador de la subestación El Calvario, derecha: modelado de los transformadores de la central Illuchi 1.



## 2.2.4. Modelación de la estructura actual

En la Figura 2.7, el gráfico izquierdo representa el modelo geométrico de la estructura actual con los espaciamentos de los conductores en centímetros, que conforman la línea trifásica a modelar. Con los valores de distancia entre los conductores es posible crear la configuración de la estructura a partir de una configuración detallada y genérica como se muestra en la gráfica derecha de la Figura 2.7.



**Figura 2.7.** Izquierda: modelo geométrico de la estructura actual, derecha: modelación de la estructura actual.

## 2.2.5. Modelación de los conductores eléctricos

Para modelar los conductores actuales se ha obtenido información de las tablas de conductores de cobre desnudo de CENTELSA [22], cuyos datos se han resumido en la tabla Tabla 2.5. La Figura 2.8 muestra la modelación de los conductores eléctricos presentes en la línea de subtransmisión.

**Tabla 2.5.** Características de los conductores de cobre desnudo de la línea Illuchi 1 – El Calvario

Cantidad de hilos	Calibre AWG	Diámetro [mm]	RMG [mm]	Resistencia eléctrica [ $\Omega$ /km]		Capacidad de corriente $I_n$ [A]
				DC a 20°C	AC a 75°C	

7	4	5,88	2,14	0,865	1,044	175
7	2	7,42	2,69	0,544	0,657	235

Figura 2.8. Modelación de los conductores actuales

## 2.2.6. Modelación de la carga

La carga equivalente instalada en la barra de 13,8 kV de la subestación el Calvario tiene un valor de 6,3 MW y 1,33 MVar para la modelación se utiliza la carga concentrada como muestra la Figura 2.9.

Figura 2.9. Modelación de la carga equivalente

## 2.2.7. Modelación de la línea desequilibrada

La combinación de tener cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas conectadas a la red hace que las corrientes y voltajes de las líneas trifásicas se encuentren desequilibrados. Para poder realizar un estudio adecuado es necesario representar estas condiciones con buena precisión. Sin embargo, en ocasiones es necesario y válido obtener una respuesta aproximada para lo cual se pueden emplear algunos métodos aproximados de modelado y análisis.

Se ha considerado modelar una línea desequilibrada debido a la distribución de carga, en su mayoría de tipo industrial, en las fases de la línea.

Se han creado dos modelos que se utilizarán según sea el tramo de la línea bajo estudio, utilizando los conductores y la estructura modelados anteriormente, como se observa en la Figura 2.10.

General	Impedancias	Límites de carga	Costos	Notas
<b>Conductores</b>				
Fase A:	2 AWG			
Fase B:	2 AWG			
Fase C:	2 AWG			
Neutro 1:	NONE			
Neutro 2:	NONE			
Distancia:	ESTRUCT_ACTUAL			
<b>Corriente permanente admisible</b>				
	Fase A	Fase B	Fase C	A
Crte perman. nominal:	230.0	230.0	230.0	

General	Impedancias	Límites de carga	Costos	Notas
<b>Conductores</b>				
Fase A:	4 AWG			
Fase B:	4 AWG			
Fase C:	4 AWG			
Neutro 1:	NONE			
Neutro 2:	NONE			
Distancia:	ESTRUCT_ACTUAL			
<b>Corriente permanente admisible</b>				
	Fase A	Fase B	Fase C	A
Crte perman. nominal:	175.0	175.0	175.0	

**Figura 2.10.** Modelo de línea desequilibrada; Izquierda: tramo 1 y 3 y Derecha tramo 2 de la Figura 3.1

## 2.2.8. Trazado de la red por tramos

Para el trazado de la línea de subtransmisión actual se ha utilizado los datos del sistema georreferenciado Geo SISDAT Portal [23] de la ARCERNNR, con el cual fue posible ubicar la ruta exacta de la línea.

Utilizando la caja de herramientas, se ubica las barras, la red, los generadores, los transformadores y por último se traza la línea de subtransmisión.

Para el trazado de la línea se ha simplificado en 3 tramos para representar 1,1 km de conductor 4 AWG, correspondiente a los cortes y cambios que se han realizado en la zona rural que atraviesa la línea de subtransmisión.

La línea de subtransmisión se han implementado junto a los equipos (transformadores y generadores) con las modelaciones descritas anteriormente.

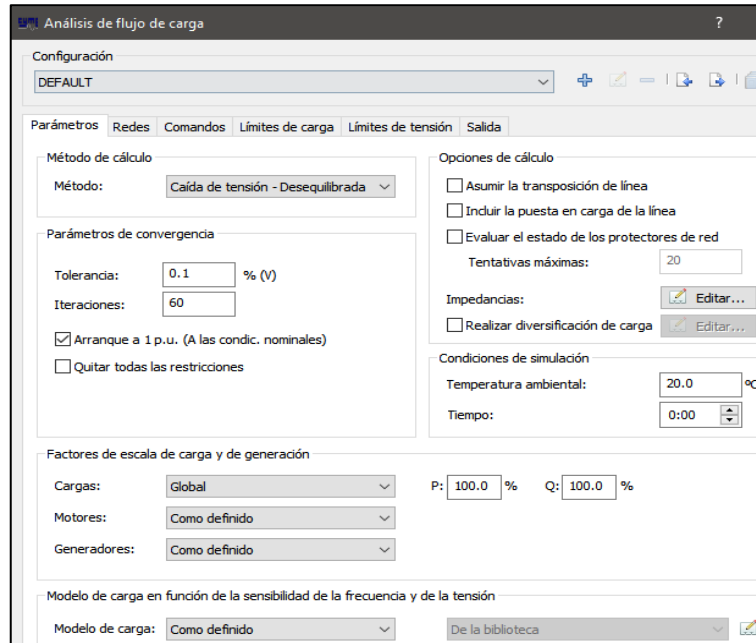
## **2.3 Consideraciones para realizar los flujos de carga**

Una vez modelado el circuito de estudio se ha realizado el análisis de flujo de carga para identificar evidenciar los problemas de pérdidas y voltajes inadecuados en la línea Illuchi 1 – El Calvario.

El análisis de flujo de carga se ha realizado tomando en cuenta las consideraciones que se detallan a continuación y se visualizan en la Figura 2.11:

- Opciones de métodos de cálculo:
  - El método utilizado por defecto tras modelar una línea desequilibrada es la Caída de tensión – Desequilibrada. Este método iterativo está diseñado y optimizado para redes radiales con redes trifásicas desequilibradas. Se calculan los voltajes de fase, flujos de potencia y corrientes en cada tramo en 10 o menos iteraciones y presenta los resultados cuando los voltajes calculados no han variado más de la tolerancia especificada entre una iteración a otra.
- Parámetros de convergencia:
  - Toleración de cálculo por defecto: 0,1 %.
  - Número máximo de iteraciones por defecto: 60.
  - Arranque a 1 p.u. (a las condiciones nominales) para que, en cada corrida de flujo ante alguna modificación se inicié en este valor.
- Opciones de cálculo:
  - No se asume transposición en la línea.
  - Se incluye la puesta en carga de la línea, el software recomienda incluirla, al ser una línea corta de medio voltaje.
  - Ajuste de Impedancias
    - Permite realizar un ajuste de la resistencia del conductor al valor de temperatura ingresado en el modelado, ajustar las impedancias de transformadores y las longitudes de las líneas según ciertas tolerancias.

- Condiciones de simulación: se utilizan los valores por defecto, ya que solo tienen influencia cuando se tienen condensadores en el circuito.
- Factores de escala de carga y de generación: se utilizan los valores por defecto, es decir no se aplica ningún factor para escalar las cargas ni la generación.
- Modelo de carga función de la frecuencia y del voltaje: como definido.



**Figura 2.11.** Parámetros del flujo de carga

El software CYMDIST proporcionará como resultados:

- Potencias que fluyen por el circuito
- Pérdidas de potencia en el circuito
- Cargabilidad en los conductores

## 2.4 Diseño preliminar de la nueva línea de subtransmisión con conductor económico

### 2.4.1. Selección de la ruta

#### Criterios para definir las rutas de una línea de transmisión

La ruta en lo posible de acuerdo a los instructivos, resoluciones y normas [24], debe:

- Estar cerca de carreteras que permitan facilidad de construcción.

- Evitar en lo posible que la línea pase por zonas protegidas, a fin de minimizar el desbroce de los árboles y especies nativas, por el derecho de servidumbre para la construcción y mantenimiento.
- Seleccionar la ruta de forma que los puntos de implantación de los postes donde el suelo sea estable, evitando cruzar por zonas de posibles deslizamientos.
- Lograr la factibilidad técnica del proyecto desde el punto de vista de las condiciones climáticas, topográficas, geológicas-geotécnicas y paisajísticas de la zona.

Para trazar la ruta se ha utilizado la información del Geoportal del Municipio de Latacunga [25] y Google Maps (Street View). El geoportal permite visualizar la distribución de los predios, ubicación de postes existentes y obtener información de las edificaciones que complementan a la información obtenida por Google Maps sobre las ubicaciones de redes eléctricas.

La propuesta de la ruta ha sido seleccionada procurando obtener las máximas separaciones a las edificaciones y realizando el mínimo número de cruces por las vías y por otras redes de bajo voltaje existentes.

Además, la ruta ha tomado en cuenta mantener la mínima distancia posible de recorrido, tomando en cuenta:

- Espacios en veredas para ubicar postes.
- Recorrer por redes eléctricas ubicadas al frente que cuenten con alumbrado público para reducir el número de luminarias en el nuevo diseño.
- Evitar cruzar la línea por puentes que atraviesan ríos.
- Realizar el mínimo número de cruces entre veredas de una misma carretera.
- Realizar el mínimo número de giros mayores o iguales a 90°, para reducir el esfuerzo resultante en la instalación por las tensiones que se generan.

Para realizar el trazado de la ruta se ha utilizado la herramienta: Google Earth Pro, el cual permite obtener los datos de elevación y ser utilizados en investigaciones y estudios preliminares a bajo costo, como es el caso del presente trabajo.

### **Determinación de las distancias de seguridad**

Para definir una nueva línea es necesario determinar las distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones que se detallan en la Tabla 2.6.

**Tabla 2.6.** Distancias de seguridad para una línea aérea de 22 kV [26].

Distancias para una la línea de 22 kV		[m]	
Verticales (DV) de conductores adyacentes, pero no adheridos a edificaciones y otras instalaciones.	Vertical arriba o abajo de techos o proyecciones no accesibles a personas.	3,8	
	Vertical arriba o abajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas.	4,1	
Horizontales (DH) de conductores energizados, a edificios, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes.	Para conductores en reposo	2,3	
	En el caso de desplazamiento por viento	1,4	
Distancia de seguridad de conductores a otras estructuras de soporte	Horizontal	Con viento	1,4
		Sin viento	1,5
	Vertical	Con viento	1,4
		Sin viento	1,7
	Vías de tránsito de vehículos	5,6	
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	4,4		

En el trazado de la línea se ha encontrado un cruce importante con la línea de transmisión Pucará-Mulaló de 138 kV. La estructura cercana que soporta la línea se trata de una estructura tipo C y se ubica en las coordenadas 9897637,40 m S y 767094,08 m E [27].

Se puede calcular la distancia de separación mínima con la siguiente ecuación:

$$D_{sAV} = 1,5 + \frac{\text{Voltaje LAV} + \text{Voltaje LMV}}{170} = 1,5 + \frac{138 \text{ kV} + 22 \text{ kV}}{170} = 2,44 \text{ [m]}$$

**Ecuación 2.1.** Cálculo de la distancia de separación entre líneas aéreas [28]

Considerando que el punto de amarre de la estructura es de 16,1 metros, a un desnivel de +3 m de la ruta propuesta y -1 m, por el vano que se produce aproximadamente al estar separada 10 m con respecto a línea propuesta. Además, el punto de amarre del hilo de guarda de la línea propuesta es de 12,45 m. La separación es de aproximadamente 5,65 m lo cual indicaría que no habría problema en cruzar la línea por la ruta trazada.

**2.4.2. Cálculo del conductor económico**

**Procedimiento del cálculo del conductor económico:**

El procedimiento de cálculo del conductor económico utilizado en este trabajo utiliza como referencia el trabajo realizado en [29].

En resumen, se obtienen los costos anuales totales de la línea ante distintas secciones de conductores tomando en cuenta su límite operativo de funcionamiento.

Es necesario calcular los costos de pérdidas de potencia y energía y el costo de la configuración de los conductores debido a la operación y mantenimiento, así como la amortización de la inversión.

Se realizan cálculos para determinar los intervalos de corriente y potencia en los cuales los conductores estudiados presentarán óptimos niveles de funcionamiento. Para ello, como cada conductor tendrá diferente capacidad de transmisión, se requiere implementar los datos ordenados ascendentemente según sea su capacidad. De esta manera se podrá establecer los posibles cambios entre una capacidad menor a una mayor.

Para el entendimiento de las ecuaciones que permiten el cálculo, es necesario definir las siguientes variables:

- I: Corriente de operación [A]
- R: Resistencia del conductor por kilómetro  $\left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$
- $N_f$ : Número de fases
- $N_c$ : Número de circuitos
- $f_{\text{per}}$ : Factor de pérdidas
- $f_c$ : Factor de carga
- $P_{\text{po}}$ : Pérdidas de potencia
- $P_{\text{en}}$ : Pérdidas de energía
- $C_d$ : Costo de la demanda  $\left[\frac{\$}{\text{kW-año}}\right]$
- $C_e$ : Costo de la energía  $\left[\frac{\$}{\text{kWh}}\right]$
- $C_{\text{po}}$ : Costo de pérdidas de potencia
- $C_{\text{en}}$ : Costo de pérdidas de energía
- $C_t$ : Costo total de la configuración del conductor  $\left[\frac{\$}{\text{km}}\right]$
- $C_{\text{om}}$ : Costo de operación y mantenimiento de la línea [pu]
- $C_{\text{ta}}$ : Costo del conductor debido a la amortización de la inversión y el costo de operación y mantenimiento.
- $T_d$ : Tasa de descuento [pu],
- n: Vida útil [años]
- $C_{\text{anual}}$ : Costo operativo anual  $\left[\frac{\$}{\text{año}}\right]$



## Cálculo del costo anual de pérdidas producidas

- **Cálculo de pérdidas de potencia**

Las pérdidas de potencia como se explicó en el punto 1.4.6, es función de la corriente y la resistencia. La Ecuación 2.2, permite calcular las pérdidas de potencia en una línea trifásica considerando, además, la posibilidad de tener varios circuitos y se lo expresa en [kW].

$$P_{po} = \frac{N_f \cdot I^2 \cdot R \cdot N_c}{1000} \text{ [kW]}$$

**Ecuación 2.2.** Pérdidas de potencia

- **Cálculo de pérdidas de energía**

La Ecuación 2.4, permite obtener el valor de pérdidas de energía considerando el factor de pérdidas de la Ecuación 2.3, cuyo valor depende del factor de carga de la línea.

Para la planeación de una línea de subtransmisión es importante evaluar el comportamiento de la red considerando los siguientes dos factores:

### El factor de carga anual

En la línea de transmisión el factor de carga anual se refiere a la cantidad promedio de la energía que se espera transmitir a lo largo de un año completo, es un valor entre 0 y 1, que se obtiene de la relación entre el consumo de energía de un periodo sobre la demanda máxima de potencia multiplicadas por las horas del periodo de tiempo. Este valor indica el grado en el que la carga o demanda máxima se mantiene constante dentro del intervalo de tiempo indicando así la utilización de la capacidad de generación de energía eléctrica. Un factor típico para el diseño de líneas de transmisión varía de 0,6 a 0,8, debiendo considerarse la situación de la línea de transmisión.

El factor de carga de la Central Illuchi 1, para los últimos 5 años, es en promedio 0,63. Diseñar una línea asumiendo un factor de carga mayor permitiría que la línea sea capaz de transportar la energía producida por la central, así como permitir una expansión futura. La central Illuchi 1 ha cumplido 70 años de servicio por lo cual sería adecuado considerar una posible repotenciación y por tanto un factor de carga mayor para la nueva línea de subtransmisión.

**Tabla 2.7.** Datos históricos de energía generada por la Central Illuchi 1 [30]

<b>Energía generada [MWh] - Central Illuchi 1</b>					
<b>Mes</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Enero</b>	1084,078	1769,814	1608,274	1771,433	2073,007
<b>Febrero</b>	758,284	1695,527	1484,316	1725,937	1604,738

<b>Marzo</b>	1172,915	1968,785	1557,266	1493,062	1833,239
<b>Abril</b>	1725,005	1559,524	1604,502	1544,313	1940,869
<b>Mayo</b>	1922,62	1590,512	2336,04	2270,421	2182,052
<b>Junio</b>	1817,732	1551,252	2267,901	2363,497	2260,771
<b>Julio</b>	2180,251	1587,818	2474,611	2485,419	2387,865
<b>Agosto</b>	2110,311	1618,817	1646,965	2463,632	2315,656
<b>Septiembre</b>	1598,628	1474,644	2027,272	2186,333	1936,646
<b>Octubre</b>	1474,543	1378,432	1560,077	2063,857	1428,404
<b>Noviembre</b>	1327,474	1510,829	1292,815	1484,924	1203,413
<b>Diciembre</b>	ND	1342,851	1911,683	1531,991	2062,743
<b>Energía total [MWh]</b>	<b>17171,841</b>	<b>19048,805</b>	<b>21771,722</b>	<b>23384,819</b>	<b>23229,403</b>
<b>P. Max. Anual [MW]</b>	3,9	3,91	3,77	3,68	3,87
<b>Factor de carga</b>	0,5492	0,5561	0,6592	0,7254	0,6852

### El factor de pérdidas

Se utiliza para estimar las pérdidas de energía con los cálculos de pérdidas de potencia. El factor varía entre 0 y 1, y relaciona las pérdidas de potencia promedio con las pérdidas de potencia máxima o la relación de la corriente promedio elevado al cuadrado con la corriente máxima elevada al cuadrado. Este valor indica el grado con el que las pérdidas durante la demanda máxima se mantienen en período de tiempo considerado.

$$f_{\text{per}} = f_c \cdot (0.3 + 0.7 \cdot f_c)$$

#### Ecuación 2.3. Factor de pérdidas

$$P_{\text{en}} = P_{\text{po}} \cdot f_{\text{per}} \cdot 8760 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right]$$

#### Ecuación 2.4. Pérdidas de energía

- **Cálculo del costo de pérdidas de potencia y energía**

El costo de pérdidas de potencia y energía son el resultado de multiplicar los valores de costo de demanda al año y el costo de pérdidas de energía respectivamente y se pueden calcular con la Ecuación 2.5 y la Ecuación 2.6.

El costo de demanda o el cargo por potencia es el valor que representa el costo de cada kW de demanda facturable o kW perdido, es un valor independiente del consumo de energía. Este valor se obtiene en el pliego tarifario [31] en USD/kW-mes.

El costo de energía o cargo por energía es dependiente de la energía consumida. Este valor representa el costo por kWh perdido y en el pliego tarifario se lo encuentra en USD/kWh.

$$C_{po} = P_{po} \cdot C_d \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right]$$

**Ecuación 2.5.** Costo de pérdidas de potencia

$$C_{en} = P_{en} \cdot C_e \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right]$$

**Ecuación 2.6.** Costo de pérdidas de energía

- **Cálculo del costo total operativo anual**

El costo total operativo se obtiene tras amortizar la inversión del costo del conductor y adicionarla al costo que se produce por el mantenimiento y operación.

$$C_{ta} = \left( \frac{T_d}{1 - (1 + T_d)^{-n}} \right) \cdot C_t + C_{om} \cdot C_t \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right]$$

**Ecuación 2.7.** Costo del conductor tomando en cuenta la amortización de la inversión y el costo de operación y mantenimiento.

$$C_{anual} = C_{po} + C_{en} + C_{ta} \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right]$$

**Ecuación 2.8.** Costo operativo anual

La tasa de descuento representa el costo de oportunidad que tiene el inversionista. Para líneas de transmisión se suelen considerar valores de entre el 7,5%, 12% y 15% anual y para periodos de vida útil de 10 a 40 años.

El costo de mantenimiento incluye principalmente costos de mano de obra y costos adicionales de equipo de mantenimiento como la sustitución de aisladores y otros accesorios. Según las especificaciones de la industria y la experiencia en operaciones de campo, el costo de mantenimiento de una línea de transmisión está relacionado con el costo de inversión inicial, por lo que el costo anual de mantenimiento de la línea se expresa como un porcentaje del costo de inversión inicial. Para ellos los valores asociados varían desde 2% a un 10% del costo de inversión, el cual depende principalmente de la extensión de la línea y de los equipos requeridos para el manteniendo.

## Corriente óptima de operación

La corriente óptima de una línea de transmisión es el valor de corriente eléctrica que se considera ideal para su operación eficiente y segura, maximizando su capacidad de transmisión y minimizando las pérdidas y el deterioro del material.

Es un equilibrio entre la capacidad de la línea para transmitir energía y su capacidad para soportar la corriente eléctrica sin dañarse.

El beneficio de la inversión es mayor cuando la línea opera cerca de la corriente óptima.

La Ecuación 2.9 permite obtener la corriente óptima de operación, la cual se obtiene tras derivar parcialmente los costos anuales por amperio, se puede revisar el desarrollo en [29].

$$I = \sqrt{\frac{1000 \cdot C_t}{(C_d + N_f \cdot f_{per} \cdot 8760 \cdot C_e) \cdot R}}$$

### Ecuación 2.9. Corriente óptima de operación

En base a la corriente óptima de operación, de la Ecuación 2.9, se puede obtener el intervalo óptimo económico del conductor. El cálculo toma en cuenta al primer conductor, ordenado ascendentemente, como la base de capacidad de corriente que sería un valor de corriente cero. Tal que en el siguiente conductor se calcularía la corriente límite máximo del conductor anterior o el límite mínimo del conductor analizado.

$$LMEC_i = \sqrt{\frac{1000 \cdot (C_{t_i} - C_{t_{i-1}})}{(C_d + F_p \cdot 8760 \cdot C_e) \cdot N_f \cdot (R_{i-1} - R_i)} [A]}$$

### Ecuación 2.10. Límite mínimo económico de corriente

Donde:

- $LMEC_i$ : Límite mínimo económico de corriente del conductor  $i$
- $C_{t_i}$ : Costo de la configuración del conductor analizado,  $i$
- $C_{t_{i-1}}$ : Costo de la configuración del conductor anterior al analizado,  $i-1$
- $R_i$ : Resistencia del conductor analizado,  $i$
- $R_{i-1}$ : Resistencia del conductor anterior al analizado,  $i-1$

## Conductores de fase

### Criterios para la selección del conductor

- El conductor debe ser capaz de resistir mecánicamente si la ruta que atraviesa es montañosa.

- El conductor deberá soportar una ampacidad de corriente sin afectar su vida útil.
- Se debe considerar el menor peso del conductor para que no existan sobreesfuerzos en las estructuras que lo soportan.

### **Consideraciones para la selección del conductor**

Las normas de la EEQ [32] indican que se deben utilizar en las redes de distribución de medio voltaje los siguientes conductores :

- ACSR: para calibres desde 2 AWG hasta 336,4 MCM
- AAC: para calibres desde 2 AWG hasta 350 MCM

### **Análisis del conductor económico**

Se ha seleccionado para realizar el análisis los conductores ACSR, desde 2 AWG hasta 336,4 MCM, por sus características de resistencia alta de carga de rotura y porque se utilizan en zonas montañosas por el desnivel, como es el caso de la presente zona de diseño.

Los parámetros necesarios de cada conductor son:

- Resistencia
- Límite térmico
- Costo de línea, considerando únicamente el costo del conductor, debido a que los demás equipos que conforman la red son iguales para el rango de conductores descrito.
- Factor de carga: 0,8 con las consideraciones mencionadas anteriormente.
- Costo por demanda: Según el pliego tarifario [31] se considerará 4,79 [US\$/kW-mes] para todos los conductores.
- Vida útil en años: Se considerará una vida útil de 30 años para la línea.
- Costo de operación, mantenimiento y reposición: Corresponderá al 2 % del costo de la inversión inicial de cada conductor.
- Tasa de descuento: Se considerará un valor del 12 %.

## Hilo de guarda

En un proyecto de diseño de línea de subtransmisión es necesario determinar si es necesario proteger la línea contra efectos de descargas atmosféricas. Para ello se considera el nivel cerámico de la zona que indica los días de tormenta al año.

**Tabla 2.8.** Clasificación por rangos del nivel cerámico [33]

Nivel cerámico ( $T_d$ )	Días de tormenta año	Categoría
30 – 50		Bajo
50 – 70		Media
70 – 100		Alto
> 100		Muy alto

Con el nivel cerámico se puede determinar la densidad de descargas a tierra con la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} \left[ \frac{\text{Descargas a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$$

### Ecuación 2.11. Densidad de descargas

La información meteorología referencial de la ciudad de Latacunga se ha obtenido de [34], que es un sitio web que recopila información principalmente de la Organización Meteorológica Mundial y la NASA.

**Tabla 2.9.** Información meteorológica histórica de la ciudad de Latacunga [34].

A	TM	Tm	V	RA	SN	TS
Año	Temperatura máxima media anual [°C]	Temperatura mínima media anual [°C]	Velocidad media anual del viento (Km/h)	Total, días con lluvia durante el año	Total, días que nevó durante el año	Total, días con tormenta durante al año
2017	19.6	8.4	13	154	0	63
2018	20	8.4	14.6	114	0	42
2019	18.4	7.4	14.6	121	0	41
2020	18.2	6.7	15.7	112	1	53
2021	17.7	6.7	12.9	156	0	86
2022	18.5	6	13.5	133	0	52
<b>Promedio</b>	<b>18.56</b>	<b>7.04</b>	<b>14.26</b>	<b>127.2</b>	<b>0.2</b>	<b>54.8</b>

Como primera impresión se puede clasificar a la ciudad de Latacunga en la categoría media, con 54,8 días de tormenta al año en promedio dando un  $N_g = 5,96 \left[ \frac{\text{Descargas a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$ .

Además, considerando que en el año 2021 tuvo un nivel cerámico alto de 86 días de tormenta al año, lo cual equivale a un  $N_g = 10,47 \left[ \frac{\text{Descargas a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$ , es notable que sería conveniente diseñar la línea de subtransmisión con un hilo de guarda para proteger a la línea de las posibles descargas atmosféricas que se puedan presentar.

El hilo de guarda que protegerá a la línea de subtransmisión debe tener alta relación entre la tensión de ruptura y la capacidad de corriente.

Los conductores recomendados en la norma de la EEQ para utilizarlos como hilo de guarda se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 2.10.** Características de los conductores de guarda recomendados en la norma [32]

Calibre	Descripción	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Carga de rotura [kgf]
2 AWG	ACSR/AW CÓDIGO AWAC	61,3	3670
(3/8")	Acero Galvanizado, Grado Siemens Martin	51.14	3155

### 2.4.3. Selección de la configuración de las estructuras tipo

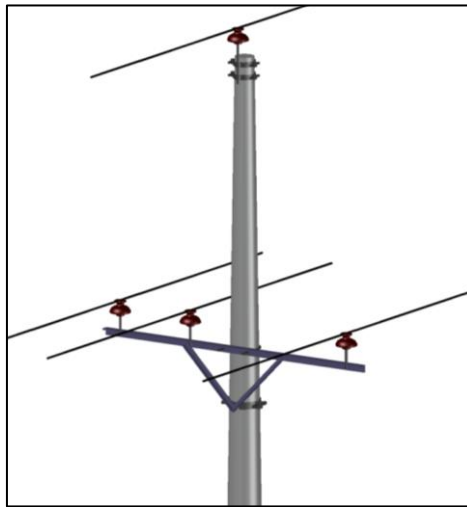
#### Estructuras tipo para 22 kV con hilo de guarda

La configuración trifásica con hilo de guarda permite reducir la incidencia de rayos sobre la línea de subtransmisión que atraviesa una zona donde las tormentas eléctricas al año son frecuentes. Considerando a la central de generación Illuchi 1 como un elemento de alta confiabilidad, es necesario proteger las fases de la línea con un hilo de guarda para reducir el número de interrupciones provocadas por fallas de sobretensiones de origen atmosférico.

Las Normas para sistemas de distribución - Parte B - Unidades de propiedad y de construcción de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) [32], incluye la distancia de instalación con hilo de guarda para lograr el correcto apantallamiento utilizando una disposición de estructura semicentrada.

Para el diseño de la nueva línea de subtransmisión, se ha decidido utilizar las estructuras tipo semi-centradas para 22 kV trifásica (ESV-3), con sus distintas variantes de acuerdo con el ángulo de desviación de la línea (angular, pasante, retención, doble retención y terminal), y estructuras centradas monofásicas (ESE-1C) para el soporte del hilo de guarda a lo largo del diseño de la nueva ruta. La configuración de la estructura semicentrada

trifásica junto a las monofásicas permiten obtener un ángulo de apantallamiento de 30°, siendo este el valor límite que indica la norma para el hilo de guarda.



**Figura 2.12.** Estructura para 22,8 kV trifásica semicentrada pasante de 2,40 m y estructura monofásica centrada pasante (ESV-3SP2.40+ESE-1CP).

Para seleccionar la estructura tipo de acuerdo con los ángulos de desviación que puede soportar la estructura, se ha resumido los valores recomendados que presentan las normas de la EEQ [32] en la Tabla 2.11, considerando las estructuras monofásicas para el soporte del hilo de guarda.

**Tabla 2.11.** Estructuras tipo para redes de 22 kV con cable de guarda [32]

F.	Descripción	EEQ		
		Identificador	Ángulos	Vano Máx.
Monofásica	Centrada pasante o tangente	1CP	0-20	150
	Centrada angular	1CA	20-30	100
	Centrada retención o terminal	1CR		300
	Centrada doble retención o doble terminal	1CD	30-60	300
	Bandera angular			
	Bandera doble retención o doble terminal			
Trifásica	Centrada retención o terminal	3CR		80
	En volado pasante o tangente	3VP	0-2	40
	En volado angular	3VA	5-10	40
	Semicentrada pasante tangente	3SP2.40	0-2	150
	Semicentrada angular	3SA2.40	5-10	80
	Semicentrada retención terminal	3SR2.40		150
	Semicentrada doble retención o doble terminal	3SD2.40	10-60	150
	Bandera angular	3BA	30-60	40
	Bandera doble retención o doble terminal	3BR+3BR	60-90	40



#### 2.4.4. Selección de postes

La norma utilizada indica que en redes de distribución aérea urbanas se utilizarán postes de hormigón cuya sección sea circular.

Además, la altura mínima de postes recomendados, según la norma, para líneas de 22,8 kV debido al cable de guarda es de 14 [m], la cual debe ser ajustada de acuerdo con las necesidades que se presenten a lo largo del trazo de la línea propuesta.

Es necesario realizar el cálculo de los esfuerzos máximos transversales sobre el poste para determinar la carga de rotura o esfuerzo útil y seleccionar los postes adecuados.

El cálculo que indica la norma considera el esfuerzo resultante por el viento de forma perpendicular sobre los conductores y los esfuerzos que se producen por causa del ángulo de desviación utilizando la tensión mecánica en condiciones normales. Para el efecto se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$P = P_v \cdot \phi \cdot L = P_{vu} \cdot L \quad [\text{kg}]$$

**Ecuación 2.12.** Esfuerzo resultante por presión del viento (por conductor)

$$E_R = 2 \cdot T \cdot \text{sen} \left( \frac{\alpha}{2} \right) = 2 \cdot T_u \cdot s \cdot \text{sen} \left( \frac{\alpha}{2} \right) \quad [\text{kg}]$$

**Ecuación 2.13.** Esfuerzo resultante debido al ángulo de desviación (por conductor)

Donde:

- $P_v$ : Presión del viento =  $39 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$
- $\phi$ : Diámetro del conductor [m]
- L: Vano medio [m]
- $P_{vu}$ : Presión unitaria del viento según el conductor, siendo 0,351 y 0,558  $\left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$  para los conductores (3/8)" Acero galvanizado y ASCR 4/0 AWG respectivamente
- T: Tensión del conductor [kg]
- $T_u$ : Tensión unitaria  $\left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$
- $\alpha$ : Ángulo de desviación, que se produce cuando la línea debe desviarse.

Para obtener las tensiones unitarias y las flechas ante diferentes condiciones, para el tendido del conductor según el vano, es necesario calcularlas resolviendo la "Ecuación de cambio de estado", la cual se presenta en la siguiente ecuación:

$$T_2^2(T_2 + \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_2)) + \frac{E}{24} \cdot \left(\frac{L \cdot m_1 \cdot \omega}{T_1}\right)^2 - T_1 = \frac{E}{24} \cdot (L \cdot m_2 \cdot \omega)^2$$

**Ecuación 2.14.** Ecuación de cambio de estado

Donde:

- $T_2$ : Tracción o tensión unitaria final  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}\right]$
- $T_1 = \frac{T_r}{C_s \cdot S}$ : Tracción o tensión unitaria inicial  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}\right]$ 
  - $T_r$ : Tensión de rotura del conductor [kg]
  - $S$ : Sección del conductor  $[\text{mm}^2]$
  - $C_s = \frac{100}{\%Tr}$ : Coeficiente de seguridad
    - $\%Tr$ : Porcentaje de la tensión de rotura
- $\alpha$ : Coeficiente de dilatación lineal  $\left[\frac{1}{^\circ\text{C}}\right]$
- $E$ : Modulo Elasticidad del conductor  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}\right]$
- $t_1$  y  $t_2$ : Temperatura inicial y final  $[\text{°C}]$
- $L$ : Longitud horizontal del vano [m]
- $m_1 = \sqrt{\frac{W_{r1}^2 + pv^2}{W_{r1}^2}}$ : Coeficiente de sobrecarga por acción del viento inicial
- $m_2 = \sqrt{\frac{W_{r2}^2 + pv^2}{W_{r1}^2}}$ : Coeficiente de sobrecarga por acción del viento final

Tal que:

- $W_{r1}$ : Peso del conductor en condición inicial  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}}\right]$
- $pv = 0.0042 \cdot (V^2) \cdot d$ : Peso por sobrecarga del viento  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}}\right]$ 
  - $d$ : Diámetro del conductor [m]
  - $V$ : Velocidad del viento  $\left[\frac{\text{km}}{\text{h}}\right]$
- $W_{r2} = \sqrt{(W_{r1} + W_h)^2 + (pv)^2}$ : Peso resultante en el conductor  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}}\right]$

- $W_h: 0.0029 * (e^2 \cdot d)$ : Peso del manguito de hielo  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}}\right]$
- $e$ : Espesor del hielo [m]
- $\omega = \frac{W_{r1}}{S}$ : Peso específico del conductor  $\left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}\right]$

Para realizar los cálculos se ha tomado como base la tensión unitaria máxima, que indica la normativa, para una línea con conductor ACSR que considera como valores máximos  $11,0 \left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}\right]$  para vanos mayores a 100 [m] y  $6,18 \left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}\right]$  para vanos menores a 100 [m].

La normativa no especifica un valor máximo de tensión para el acero, entonces, a fin de mantener la misma tensión unitaria que los conductores de fase se adopta el mismo valor de tensión unitaria que el ACSR para el hilo de guarda. De esta manera se obtiene un 20 % y 10 % de tensión de rotura máxima para el conductor de fase e hilo de guarda respectivamente. Esta condición se refiere a la condición de máximo viento o tensión máxima.

Por añadidura, con el fin de evitar una sobrecarga en las estructuras, se ha considerado reducir los esfuerzos resultantes para los vanos menores a 30 m considerando que no tengan cruces de líneas o vías. De tal manera que se ha reducido a un valor de 15 % y 7.7 % la tensión de rotura máxima para el conductor de fase y guarda respectivamente. Como se aprecia, corresponde a 1,3 veces menos del valor normal para que la flecha no aumente demasiado.

La Tabla 2.12 presenta las hipótesis o condiciones consideradas para el análisis. Siendo las hipótesis I, II, III y IV, las que indica la normativa y las hipótesis V y VI han sido ajustadas en base a los datos meteorológicos de la ciudad de Latacunga presentados anteriormente en Tabla 2.9.

**Tabla 2.12.** Hipótesis de cálculo de condiciones

Hipótesis de cálculo		Temperatura [°C]	Velocidad del viento [km/h]	Hielo [mm]	% Trot (Cond. fase)	% Trot (Hilo de guarda)
I	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	50	0	0		
II	Templado - EDS	25	0	0		
III	Mínima Temperatura (Solo hielo)	0	0	0		
IV	Máximo Viento (Tensión máxima)	10	90	0	20	10

V	Combinado (Hielo y Viento)	-10	15	12		
VI	Templado - EDS 2	15	6	0		

**Tabla 2.13.** Características electromecánicas de los conductores [35], [36]

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro Exterior [mm]	Nro. de hilos	Peso Unit. [kg/m]	Tensión de Rot. [kg]	M. E. Final [kg/mm <sup>2</sup> ]	Coef. Dilatación [1/°C]
125.08	14.31	7	0.433	3787	6300	0.000023
51.14	9.15	7	0.407	3155	11000	0.000012

Adicionalmente, para realizar el cálculo del tendido de conductores se ha considerado las condiciones de la hipótesis VI: Templado - EDS 2. EDS (Every Day Stress) es la tensión mecánica de todos los días, es decir, la tensión que el conductor experimentará durante el mayor tiempo de su vida útil, considerando que las condiciones ambientales se mantengan en los valores promedios.

Con los esfuerzos resultantes de la Ecuación 2.12 y la Ecuación 2.13 y considerando las alturas a las cuales estarán sujetos los conductores se calcula el momento que se genera y con ello se determina el esfuerzo resultante a 20 cm de la punta del poste, para determinar la tensión transversal de trabajo de cada poste, mediante la siguiente ecuación:

$$E_{RT} = \frac{(\sum_{i=1}^3(Tc_i * hc_i) + Tg * hg)}{H}$$

**Ecuación 2.15.** Esfuerzo resultante transversal a 20 cm de la punta del poste

Donde:

- $Tc_i$ : Tensión del conductor  $i$
- $hc_i$ : Altura del poste, luego de restarle el empotramiento, donde se localiza el conductor  $i$ .
- $Tg$ : Tensión del hilo de guarda
- $hg$ : Altura sobre del poste, luego de restarle el empotramiento, donde se localiza el hilo de guarda.
- $H$ : Altura del poste, tras restar la longitud del empotramiento.

### Conexiones a tierra

La normativa utilizada indica colocar a tierra todos los postes en zonas cuyo nivel cerámico sea elevado.

Para calcular el número de varillas necesarias que cumplan con los 25  $\Omega$  máximo de resistencia de puesta a tierra, es necesario medir la resistividad en el terreno.

El alcance del proyecto no ha considerado un estudio del suelo, sin embargo, se ha considerado como mínimo una varilla Copperweld, 5/8" (16 mm) de diámetro, 1,80 m para ser instalados en cada poste y permitir descargar a tierra las sobre corrientes que se produzcan.

### 2.4.1. Selección de tensores

Los tensores y anclajes serán utilizados para los soportes angulares y terminales cuyos esfuerzos transversales o longitudinales superen la carga útil especificada.

Los tensores disponibles en la norma se resumen en la siguiente tabla y el máximo esfuerzo útil corresponde:

**Tabla 2.14.** Tensores disponibles recomendados para soportes angulares y terminales

Ident. nemotécnico	Ident. de la EEQ	Tensor	Aislador tipo retenida	Subclasificación	Sección del cable [mm]	Varilla sección x Long. [mmxm]	Max. Esfuerzo útil [kg]
TAV-0TS	G1	Simple	Sí	G1-1	9	16x2,40	2450
				G1-2	13	19x2,40	4250
TAV-0TD	G2	Doble	Sí	G2-1	9	19x2,40	2450
				G2-2	13	25x3,00	4250
TAV-0FD	G3	Farol doble	Sí	G3-1	150	16x1,80	2450
				G3-2	175	16x1,80	2450
				G3-3	230	16x1,80	2450
TAV-0PS	G4	Poste a poste					2450

De acuerdo con las anchuras de las calzadas de la Tabla 2.15, se puede decidir el tipo de retenida que se podría utilizar, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Tensores tipo simple y doble directamente a tierra se instalan a un ángulo máximo de 45°, medidos desde el suelo hasta la ubicación en la cruceta o en el poste. Como ejemplo, para los postes de 14 m, la instalación adecuada del anclaje sería a una distancia 11.5 m medidos desde la base el poste. Debido a que se colocan a 273 cm medidos desde la punta del poste para la configuración semicentrada.
- Tensores tipo farol se instalan a un ángulo máximo de 30°, medidos desde el suelo hasta la ubicación en la cruceta o en el poste. Debido a que, al utilizar el brazo para

farol, la colocación del anclaje varía desde 1,5 a 2,3 m medidos desde la base el poste. Sin embargo, en vanos de longitudes mayores a 70 m, se recomienda no utilizarlos.

- Tensores poste a poste permiten realizar el tensado desde el otro lado de la acera. El ángulo máximo es de 30° el que debe formar desde el extremo superior del poste adicional. Y permite una separación variable según la altura del poste que se utilice.
- El ángulo de ubicación de los tensores en la acera debe contrarrestar el esfuerzo resultante en los postes. Además, de evitar que interfiera con el paso de los peatones.

**Tabla 2.15.** Anchura aproximada de las aceras a lo largo de la línea de subtransmisión propuesta de acuerdo con el poste

<b>Postes</b>	<b>Ancho aproximado de las aceras [m]</b>
1-4, 201-203	Propiedad de ELEPCO S.A.
5-19	1,5
20-28	2
29-41	1,5
42-49	2
50-53	No se tiene aceras, espacio de 2 - 3 metros
54-62	2
63-200	No se tiene aceras, espacio de 1,5 - 3 metros

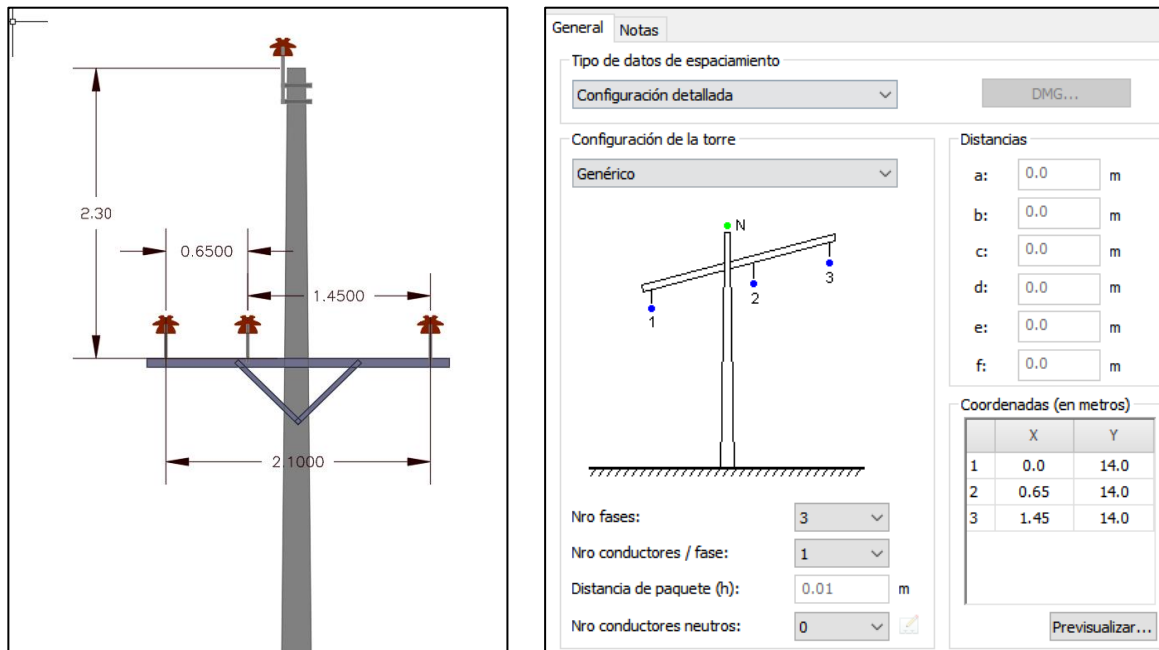
## **2.5 Modelación en CYMDIST de la línea de subtransmisión Illuchi – El Calvario de 22 kV propuesta**

A fin de comprobar los resultados obtenidos por la metodología del conductor económico, la configuración de las estructuras y el nuevo recorrido o la ruta propuesta para la nueva línea de subtransmisión, se lleva a cabo la simulación en CYMDIST para determinar el cumplimiento de los niveles de voltaje, cargabilidad y reducción en las pérdidas de potencia.

### **2.5.1. Modelación de la estructura tipo propuesta**

La estructura propuesta para la configuración de una red trifásica con cables de guarda es de tipo semicentrada. En la Figura 2.13, el gráfico izquierdo representa el modelo

geométrico de la estructura propuesta con los espaciamentos de los conductores en centímetros, que conforman la línea trifásica a modelar. Con los valores de distancia entre los conductores es posible crear la configuración de la estructura a partir de una configuración detallada y genérica como se muestra en la gráfica derecha de la Figura 2.13.



**Figura 2.13.** Izquierda: modelo geométrico de la estructura semicentrada, derecha: modelación de la estructura propuesta semicentrada.

### 2.5.2. Modelación del conductor obtenido por la metodología de conductor económico

La Figura 2.14 muestra la modelación de los conductores eléctricos presentes en la línea de subtransmisión utilizando los valores de la Tabla 2.16, para el conductor 4/0 AWG calculado de la metodología de conductor económico.

**Tabla 2.16.** Característica del conductor económico propuesto [35].

Cantidad de hilos	Calibre MCM	Diámetro [mm]	RMG [mm]	Resistencia eléctrica [ $\Omega$ /km]		Capacidad de corriente In [A]	Carga de rotura [kgf]
				DC a 20°C	AC a 75°C		
7	4/0	14,31	4,61	0,26	0,396	355	3787

General **Límites de carga** Fiabilidad Costos Notas

Detalles de construcción

Palabra código: PENGUIN

Tipo: ACSR - Conductor de alum. reforzado con acero

Material del conductor: ALUMINIO

Tamaño del conductor: 125.1 mm<sup>2</sup>

Superficie total del conductor: 125.1 mm<sup>2</sup>

Diámetro externo: 1.43 cm

Número de alambres: 7 (Total)

RGM: 0.46 cm

Crte perman. nominal: 355.0 A

Capac. de soporte de cc: 355.0 A (Duración de la falla de 1 se)

Resistencia

<input checked="" type="checkbox"/> R (cc)	0.2667 Ω/km	@ T=	20.0 °C
<input type="checkbox"/> R (cc)		@ T=	
<input checked="" type="checkbox"/> R (ac)	0.3960 Ω/km	@ T=	75.0 °C
<input type="checkbox"/> R (ac)		@ T=	

Frecuencia: 60.0 Hz

Figura 2.14. Modelación del conductor económico propuesto.

### 2.5.3. Modelación de la línea desequilibrada nueva

La Figura 2.15 se presenta el modelo de la línea desequilibrada nueva en base a la estructura tipo y conductor seleccionados anteriormente.

El análisis de flujo de carga se realiza con los parámetros explicados anteriormente en el apartado: 2.3. Los valores obtenidos se presentan y analizan en el apartado 3.2.4.

General **Impedancias** Límites de carga Costos Notas

Conductores

Fase A: 4/0 PENGUIN

Fase B: 4/0 PENGUIN

Fase C: 4/0 PENGUIN

Neutro 1: NONE

Neutro 2: NONE

Distancia: NUEVA ESTRUCTURA

Corriente permanente admisible

	Fase A	Fase B	Fase C	
Crte perman. nominal:	355.0	355.0	355.0	A

Figura 2.15. Modelo de línea desequilibrada nueva.



## **2.6 Elaboración del presupuesto**

Para la elaboración del presupuesto, se utilizó el Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP) para recopilar los datos de los proyectos de la EEQ del año 2022. Estos valores han sido comparados con datos de los proyectos de CNEL EP y EMELNORTE del mismo año para obtener la información más actualizada sobre los costos asociados con la ejecución de la línea propuesta en este trabajo.

### 3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 3.1 Resultados de la línea de subtransmisión actual

##### 3.1.1. Trazado de la línea de subtransmisión en CYMDIST

El resultado de la modelación y trazado de la línea actual de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario de 22 kV, se muestra en la Figura 3.1.

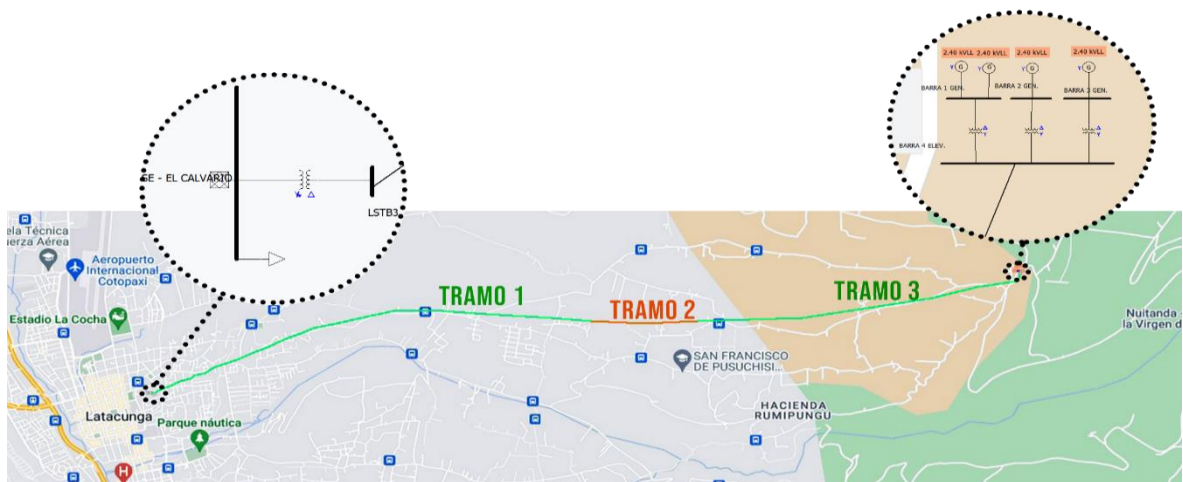


Figura 3.1. Trazado de la ruta de la línea actual Illuchi 1 – El Calvario en CYMDIST.

##### 3.1.2. Resultados del flujo de potencia

###### Pérdidas de potencia y cargabilidad

Las pérdidas de los valores de cargabilidad y los resultados de pérdidas de potencia de las Tabla 3.1 y Tabla 3.2, son obtenidos por medio del software de simulación.

Se aprecia que existen pérdidas totales de potencia activa de 217 kW en la línea, lo cual equivale a un 4,91 % de pérdidas aproximadamente.

Tabla 3.1. Resultados de pérdidas de potencia y cargabilidad

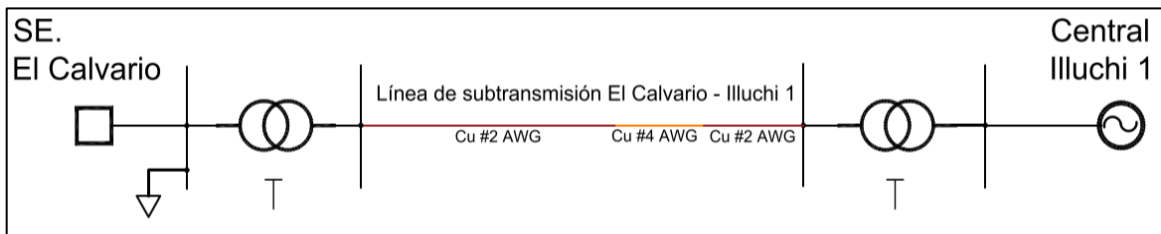
Nro. equipo	Longitud [m]	Potencia total de paso [kVA]	Fp [%]	I promedio [A]	Pérdidas totales		Cargabilidad [%]
					[kW]	[kVAr]	
Tramo 1	4878,2	3974	99,25	110,1	95,8	79,1	48,1
Tramo 2	1140,6	4069	99,06	110,1	41,0	19,2	63,1
Tramo 3	3479,6	4110	99,02	110,1	68,3	56,4	48,0
<b>Total</b>	<b>9498,4</b>				<b>205,1</b>	<b>154,6</b>	

**Tabla 3.2.** Porcentaje de pérdidas de potencia activa

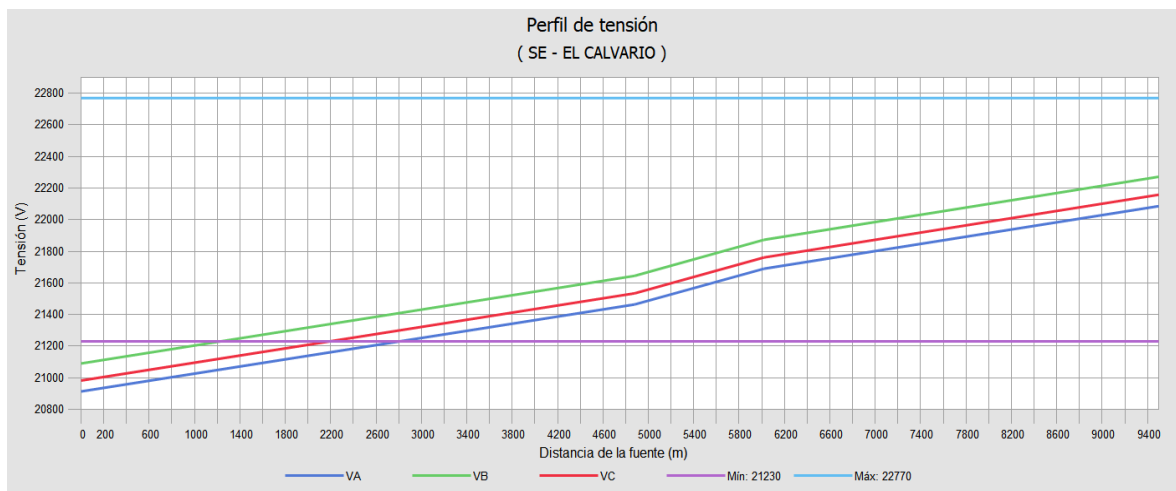
Potencia total barra de 22 kV Illuchi 1 [kW]	Potencia total en la barra de 22 kV El Calvario [kW]	Pérdidas de potencia	
		[kW]	[%]
4179	3974	205	4,91

### Perfil de voltaje

El perfil de voltaje de la Figura 3.3, graficado desde la barra de 22 kV de la Central Illuchi 1, indica que existe una caída de voltaje importante en la barra de llegada de la subestación El Calvario, como muestra la configuración unifilar de la Figura 3.2, en la cual se observa que se han sobrepasado los límites admisibles de caída de voltaje del -3,5 %.



**Figura 3.2.** Diagrama unifilar de la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario actual que presenta el perfil de voltaje de la Figura 3.2.



**Figura 3.3.** Perfil de voltaje a lo largo de la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario

### Caída de voltaje

La caída de voltaje y regulación de voltaje que se obtienen en la línea actual de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario y se presentan los resultados en la Tabla 3.3. Los resultados indican que la caída de voltaje está por fuera de límites admisibles de operación de la expuestos en la Tabla 1.3 referente a la normativa de la EEQ, donde el valor máximo admisible para una red de medio voltaje es de 3,5 %.

**Tabla 3.3.** Valores de voltaje en las barras y cálculo de caída y regulación de voltaje en la línea de subtransmisión actual.

Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje en la barra de envío [kV]	22,2	22,3	22,2
Voltaje en la barra recepción [kV]	20,9	21,1	20,9
Caída de voltaje [kV]	1,26	1,18	1,26
Regulación de voltaje [%]	5,7	5,3	5,7

Con los valores presentados se puede evidenciar que existe una problemática y que es necesario plantear una solución proponiendo principalmente un cambio de conductor.

A pesar de que el porcentaje de pérdidas de potencia no sea mayor al esperado, las pérdidas de potencia se traducen en pérdidas de dinero al no aprovechar la venta de la energía que se desperdicia.

Con un diseño apropiado es posible reducir el nivel de pérdidas de energía reduciendo la caída de voltaje tal que cumpla con la normativa que ha sido revisada en este trabajo.

## 3.2 Resultados de la línea de subtransmisión propuesta

### 3.2.1. Cálculo del conductor económico

Los datos necesarios para el cálculo del conductor económico, planteados en el apartado 1.4.10, y algunos resultados de costos se muestran en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4.** Datos y cálculos del conductor económico

Datos y resultados según el calibre del conductor							
Conductor ACSR (7 hilos)	2 AWG	1/0	2/0	3/0	4/0	266,8 MCM	336,4 MCM
Resistencia [Ohmios/km]	0,81	0,509	0,404	0,32	0,254	0,202	0,161
Limite térmico [A]	184	241	275	313	355	458	530
Factor de pérdidas	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688
Costo por demanda (US\$/kW/año)	57,48	57,48	57,48	57,48	57,48	57,48	57,48
Costo por energía [US\$/kWh]	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083
Costo de línea [US\$/km]	19718,5	31267,9	39380,7	49690,7	62845,8	82536,2	104226,6
Tasa de descuento [%]	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Costo de mantenimiento	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vida útil (años)	30	30	30	30	30	30	30
Costo anual de la línea [US\$/km]	2842,3	4507,1	5676,5	7162,6	9058,8	11897,1	15023,6

<b>Límite mínimo económico de corriente [A]</b>	0,0	57,5	81,6	102,8	131,0	180,6	213,5
<b>Porcentaje del límite térmico</b>	0%	24%	30%	33%	37%	39%	40%
<b>Límite mínimo económico de potencia [kVA]</b>	0,0	2190,9	3108,9	3918,4	4993,3	6882,4	8135,0
<b>Costo equivalente del conductor</b>	0,3245	0,5145	0,6480	0,8176	1,0341	1,3581	1,7150
<b>Costo equivalente de pérdidas</b>	1,910E-04	1,910E-04	1,910E-04	1,910E-04	1,910E-04	1,910E-04	1,910E-04
<b>Corriente óptima [A]</b>	45,8	72,7	91,6	115,7	146,0	187,6	236,2
<b>Carga óptima [kVA]</b>	1745,1	2772,1	3491,9	4407,4	5563,4	7149,3	8999,0
<b>Porcentaje respecto al límite térmico</b>	24,9%	30,2%	33,3%	37,0%	41,1%	41,0%	44,6%

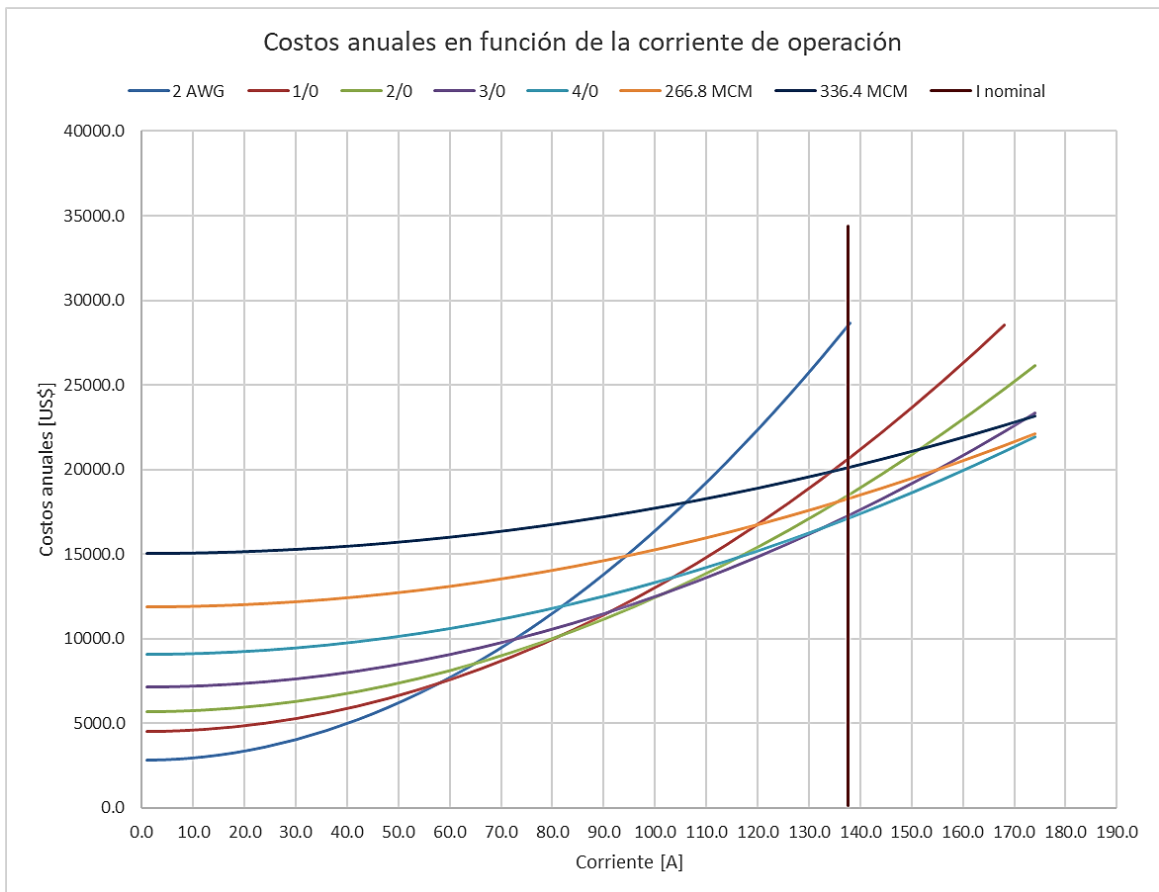
Luego, con los valores de la tabla anterior, se han calculado los costos totales anuales para los diferentes calibres de conductores seleccionados en el punto 2.4.2. Se calcula en función de la potencia aparente y de la corriente que puede generar el circuito, adicionando ciertos valores para poder representar los cortes entre los costos que representan que un conductor deja de ser económico para aquel rango de corrientes, después de que sobrepase la corriente nominal. Los resultados se muestran en la Tabla 3.5.

**Tabla 3.5.** Cálculo del costo anual total para cada conductor

<b>COSTOS ANUALES (US\$.)</b>								
<b>Potencia</b>	<b>Corriente</b>	<b>Conductores ACSR</b>						
<b>[KVA]</b>	<b>[A]</b>	<b>2 AWG</b>	<b>1/0</b>	<b>2/0</b>	<b>3/0</b>	<b>4/0</b>	<b>266,8 MCM</b>	<b>336,4 MCM</b>
1	1,0	2843,7	4507,9	5677,2	7163,1	9059,3	11897,4	15023,9
229	6,0	2891,1	4537,7	5700,8	7181,9	9074,1	11909,2	15033,3
457	12,0	3037,5	4629,7	5773,8	7239,7	9120,0	11945,7	15062,4
686	18,0	3281,4	4783,0	5895,5	7336,1	9196,5	12006,6	15110,9
915	24,0	3622,9	4997,6	6065,8	7471,0	9303,6	12091,7	15178,8
1143	30,0	4062,0	5273,5	6284,8	7644,5	9441,3	12201,3	15266,0
1372	36,0	4598,7	5610,8	6552,5	7856,5	9609,6	12335,1	15372,7
1600	42,0	5232,9	6009,3	6868,9	8107,1	9808,5	12493,3	15498,8
1829	48,0	5964,8	6469,2	7233,9	8396,2	10038,0	12675,8	15644,2
2058	54,0	6794,2	6990,4	7647,5	8723,8	10298,1	12882,6	15809,1
2286	60,0	7721,2	7572,9	8109,9	9090,1	10588,7	13113,8	15993,4
2515	66,0	8745,7	8216,8	8620,9	9494,8	10910,0	13369,3	16197,0
2744	72,0	9867,9	8921,9	9180,6	9938,1	11261,9	13649,1	16420,0
2972	78,0	11087,6	9688,4	9788,9	10420,0	11644,4	13953,3	16662,5
3201	84,0	12404,9	10516,1	10446,0	10940,4	12057,5	14281,8	16924,3
3429	90,0	13819,7	11405,2	11151,6	11499,4	12501,1	14634,7	17205,5
3658	96,0	15332,2	12355,7	11906,0	12096,9	12975,4	15011,8	17506,2
3887	102,0	16942,2	13367,4	12709,0	12732,9	13480,3	15413,3	17826,2

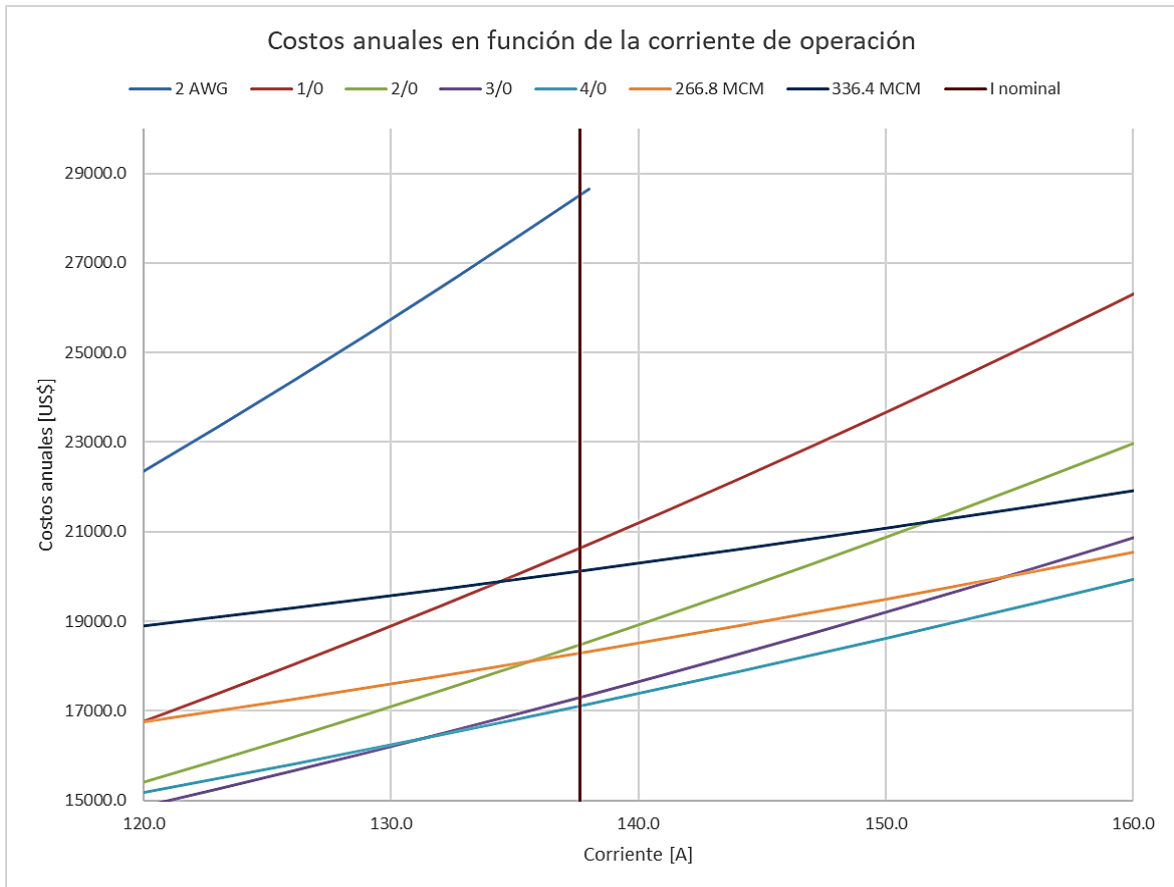
4115	108,0	18649,8	14440,4	13560,7	13407,5	14015,7	15839,2	18165,6
4344	114,0	20455,0	15574,8	14461,1	14120,7	14581,8	16289,4	18524,4
4573	120,0	22357,7	16770,5	15410,1	14872,4	15178,5	16763,9	18902,6
4801	126,0	24358,1	18027,5	16407,8	15662,7	15805,7	17262,7	19300,2
5030	132,0	26456,0	19345,8	17454,2	16491,5	16463,6	17785,9	19717,2
5259	138,0	28651,5	20725,4	18549,2	17358,8	17152,1	18333,4	20153,6
5487	144,0		22166,4	19692,9	18264,7	17871,1	18905,3	20609,4
5716	150,0		23668,6	20885,3	19209,2	18620,8	19501,5	21084,5
5944	156,0		25232,2	22126,3	20192,2	19401,0	20122,0	21579,1
6173	162,0		26857,1	23416,0	21213,7	20211,9	20766,8	22093,1
6402	168,0		28543,3	24754,4	22273,8	21053,3	21436,0	22626,4
6630	174,0			26141,4	23372,5	21925,4	22129,5	23179,2

A continuación, se muestra en la Figura 3.4 los resultados de los costos anuales obtenidos en la Tabla 3.5. Se ha considerado la potencia nominal de funcionamiento de la central de la cual se obtiene la corriente de funcionamiento nominal de 137,62 [A] y se la gráfica junto a los costos para visualizar el corte ante las curvas de costos y determinar el calibre de conductor que cumple con la condición de conductor económico.



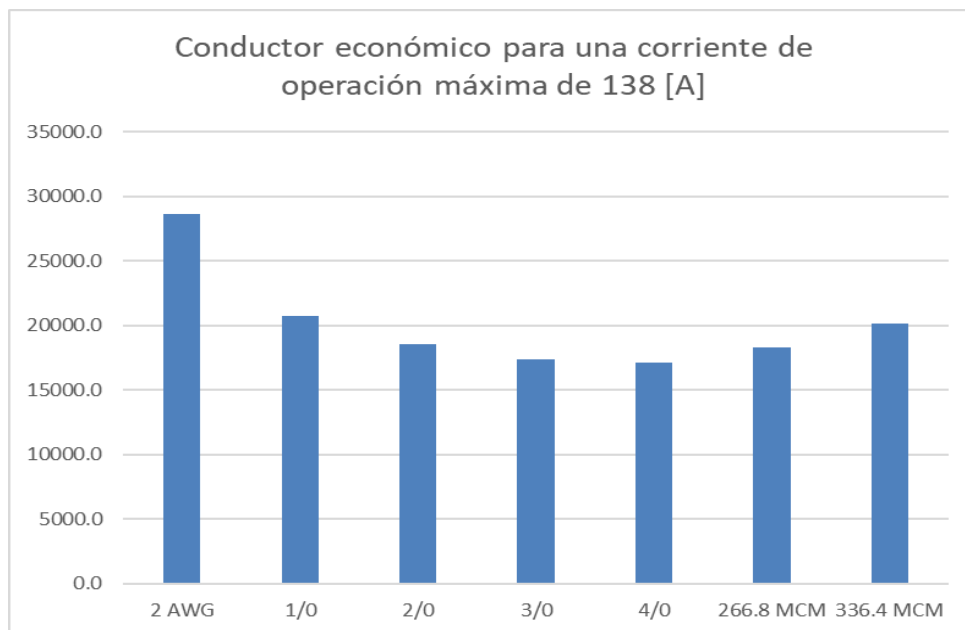
**Figura 3.4.** Costos anuales en función de la corriente de operación para cada conductor

Al realizar un acercamiento de la figura anterior, en la Figura 3.5 se observa que el calibre económico es el ACSR #4/0 AWG.



**Figura 3.5.** Acercamiento de la Figura 3.4 de Costos anuales en función de la corriente de operación para cada conductor

Asimismo, complementando la figura anterior, se grafica el costo total anual de los diferentes conductores para la corriente más cercana a la nominal, donde se verifica que el conductor más económico es el ACSR 4/0 AWG.



**Figura 3.6.** Costos anuales en función de la corriente de operación de 138 [A] para cada conductor.

### 3.2.2. Diseño preliminar de la nueva línea de subtransmisión

Los resultados obtenidos en el diseño preliminar se pueden apreciar en:

- **ANEXO I. Resultados del cálculo mecánico en los conductores:** Para realizar el cálculo de los esfuerzos resultantes y obtener los esfuerzos útiles en los postes se ha realizado el cálculo mecánico de conductores, que para la ruta propuesta se ha considerado necesario, debido a que la ruta presenta varias etapas de desvíos que pueden provocar esfuerzos importantes.

Los resultados que se muestran en las tablas de dicho anexo indican además de las tensiones las flechas máximas y mínimas que son de suma importancia para cumplir con las distancias de seguridad. En efecto, la flecha máxima resultantes es de 1.4 metros para el vano de 101 metros de longitud ubicado en el tramo 85 donde no existe peligro por edificaciones ni cruces.

Las tablas de tendido presentadas tienen el objetivo de ser útiles para el contratista de la obra, de tal manera que el equipo utilizado en el tendido de los conductores no provoque sobre esfuerzos y por tanto daños en los conductores. Estas tablas indican la tensión adecuada a la que se someterá al conductor según la temperatura a la que se encuentre.



- **ANEXO III. Resultados de los cálculos de esfuerzos transversales preliminares sobre el poste:** Los resultados han sido obtenidos tras aplicar las formulaciones propuestas en la normativa expuestas anteriormente. Estos cálculos permiten conocer los esfuerzos que producen los conductores, y a los cuales estarán sujetos los distintos postes.
- En resumen, no se producen sobre esfuerzos sobre todo en los tramos donde se tiene ángulos importantes de giro, debido a la ubicación previa de los postes con vanos pequeños a fin de reducir dichos esfuerzos y que se comprueban en los resultados de los cálculos. De esta manera se puede elegir las cargas de rotura adecuadas a fin de no sobredimensionar y, por ende, incrementar el presupuesto de la obra.
- **ANEXO IV. Resultados de la selección preliminar de postes y estructuras tipo:** Se presentan las estructuras, y postes seleccionados que permiten controlar los desniveles y soportar los esfuerzos transversales que se producen a lo largo de la ruta trazada. Se indican las condiciones de desnivel, longitud de empotramiento y demás que también se pueden apreciar en los planos presentados en el ANEXO VI.
- **ANEXO V. Resultados de la selección preliminar de tensores:** En la tabla correspondiente se detallan los tensores que deben ser ubicados principalmente en las estructuras que producen esfuerzos importantes como lo son las angulares y de retención.
- **ANEXO VI. Planos de perfil topográfico y planos de planta de la ruta propuesta para la nueva línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario:** se presentan los planos generados con cada una de las ubicaciones de los postes, tensores y puestas a tierra propuestas. El propósito de los planos presentados es servir al constructor para replantear e implementar los equipos que conforman la línea propuesta en base a la configuración del terreno y las configuraciones de redes y vías locales por las que atraviesa.

### **3.2.3. Trazado de la línea de subtransmisión en CYMDIST**

El resultado de la nueva ruta contempla un recorrido total por las aceras de las calles y caminos disponibles hasta la fecha, como se visualiza en la Figura 3.7.

La longitud de la nueva ruta según el trazo realizado sería de aproximadamente 10,617 km de recorrido.



**Figura 3.7.** Trazado de la ruta propuesta de la línea actual Illuchi 1 – El Calvario en CYMDIST.

### 3.2.4. Resultados del flujo de potencia

#### Pérdidas de potencia y cargabilidad

Los resultados obtenidos por medio de la simulación en CYME de pérdidas de potencia y cargabilidad se muestra en Tabla 3.6 y el cálculo en porcentaje de las pérdidas de potencia en la Tabla 3.7.

Se aprecia que existen pérdidas totales de potencia activa de 112 kW en la línea lo cual equivale a un 2,68 % de pérdidas aproximadamente.

La cargabilidad es de 31,1 % debajo de las recomendaciones del 80% en las líneas por lo cual se tiene aún cierta capacidad para transportar mayor potencia manteniendo niveles normales de operación.

**Tabla 3.6.** Resultados de pérdidas de potencia y cargabilidad

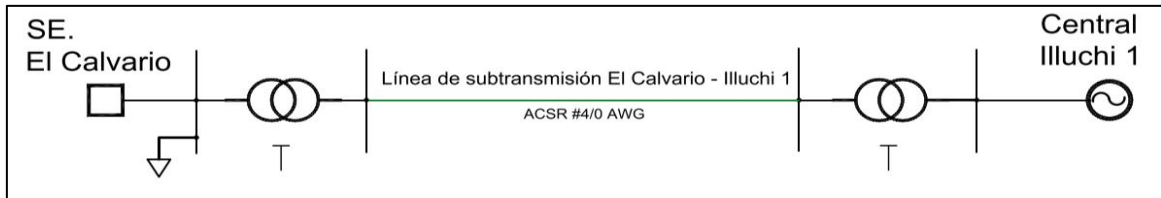
Nro. equipo	Longitud [m]	Potencia total de paso [kVA]	Fp [%]	I promedio [A]	Pérdidas totales		Cargabilidad [%]
					[kW]	[kVAr]	
<b>Tramo 1</b>	10649,9	4068	99,15	109,9	112,6	138,4	31,1

**Tabla 3.7.** Porcentaje de pérdidas de potencia activa

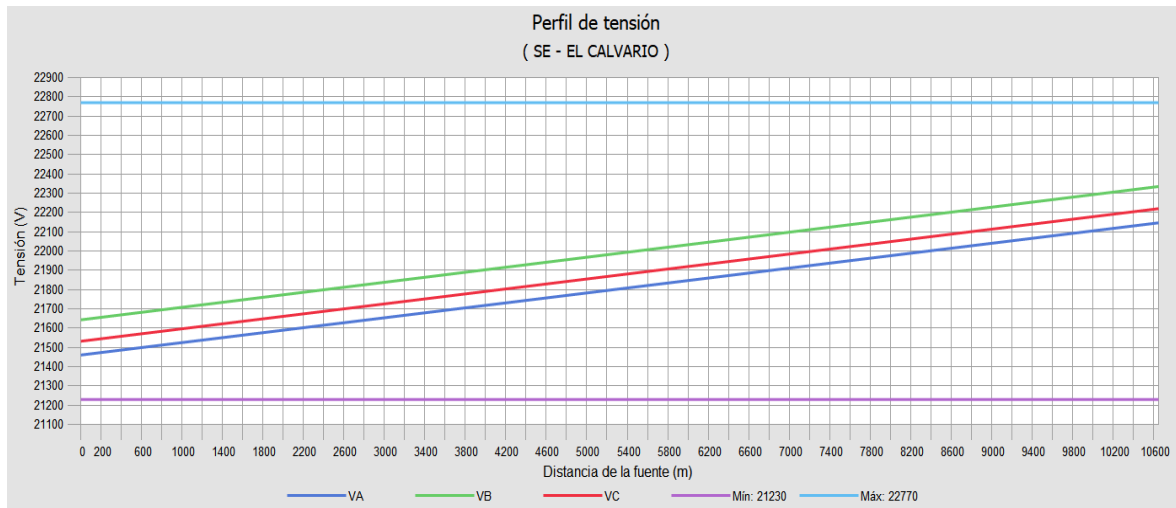
Potencia total barra de 22 kV Illuchi 1 [kW]	Potencia total en la barra de 22 kV El Calvario [kW]	Pérdidas de potencia	
		[kW]	[%]
4180	4068	112	2,68

### Perfil de voltaje

El perfil de voltaje obtenido en la simulación con el conductor propuesto ACSR 4/0 AWG, de la Figura 3.9, indica que el nivel de voltaje se mantiene en los límites establecidos por la normativa.



**Figura 3.8.** Diagrama unifilar de la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario actual que presenta el perfil de voltaje de la **Figura 3.9.**



**Figura 3.9.** Perfil de voltaje a lo largo de la línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario propuesta

### Caída de voltaje

Los resultados presentados en la **Tabla 3.8** indican que se ha mejorado los niveles de voltaje en la llega de la subestación El Calvario, logran obtener un porcentaje aceptable de caída de voltaje de 3,1%.

**Tabla 3.8.** Valores de voltaje en las barras y cálculo de la caída de voltaje en la línea de subtransmisión propuesta.

Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje en la barra de envío [kV]	22,2	22,3	22,2
Voltaje en la barra recepción [kV]	21,5	21,6	21,5
Caída de voltaje [kV]	0,69	0,7	0,69
Regulación de voltaje [%]	3,1	3,1	3,1

### 3.2.5. Comparativa de línea de subtransmisión actual con la línea propuesta.

En resumen, la Tabla 3.9 muestra en porcentaje las mejoras que se obtienen al implementar la propuesta de la línea.

Las pérdidas de potencia activa, cargabilidad y regulación de voltaje presentan una reducción de aproximadamente la mitad de los valores que se tienen con la línea actual. Esto permite apreciar las mejoras aproximadas que se pueden conseguir tras implementar el nuevo diseño planteado en este documento.

**Tabla 3.9.** Comparativa de los cálculos obtenidos del estudio de la línea Illuchi 1 – El Calvario actual con la línea propuesta.

Parámetro	A: Línea actual	B: Línea propuesta	Porcentaje de mejora de A con respecto a B
Pérdidas de potencia activa [%]	4,91	2,68	45
Cargabilidad [%]	68,00	31,1	54
Regulación de voltaje [%]	5,7	3,1	45

Dentro de las ventajas adicionales se pueden detallar las siguientes:

- La confiabilidad aumenta al tener una carga adecuada y voltajes estables se reducirá las interrupciones de suministro eléctrico lo que se traduce en una mejor calidad de servicio eléctrico y una mayor valoración a la empresa distribuidora.
- Al reducir las pérdidas de energía durante la transmisión se reducen los costos hacia los usuarios, así como se produce una reducción de gases de efecto invernadero.
- Si bien es cierto que realizar mantenimientos regulares en la línea de transmisión actual puede resultar en costos menores a largo plazo en comparación con invertir en una nueva línea, es importante tener en cuenta que la nueva línea puede ser más eficiente y reducir los costos asociados con pérdidas, mantenimiento y operación, lo que puede hacerla rentable en el futuro.

### 3.2.6. Presupuesto referencial

Para el cálculo del presupuesto referencial de la nueva línea Illuchi 1 – El Calvario, los costos han sido clasificados y detallados por grupos de estructuras, tensores, puestas a

tierra, conductores y mano de obra. Finalmente, el presupuesto total de la nueva línea se calcula como la suma de todos sus componentes y el valor obtenido es de 533.092,47 US\$.

El detalle de los costos y el valor total estimado se muestra en el ANEXO VII.

### **3.3 Conclusiones**

La simulación de la línea actual Illuchi 1 – El Calvario ha presentado niveles de pérdidas de potencia de 205 kW o del 4,91 % del flujo de potencia activa total por la línea; valores que son altos considerando que se trata de una línea de subtransmisión de longitud corta. Así mismo, la caída de voltaje del 5,7 % del voltaje nominal se encuentra fuera de los rangos establecidos en la normativa y la cargabilidad actual de la línea alcanza un 68 % de su capacidad. Por estas razones, es evidente la necesidad de plantear una solución que considere el cambio de conductor para mejorar las condiciones de transmisión de energía de la Central de Generación Illuchi 1.

Es posible la construcción de la nueva línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario a 22 kV siguiendo una ruta, que respete aspectos técnicos y normativos en la construcción de redes de medio voltaje, que minimice los cruces con las redes eléctricas aéreas existentes, y que evite afectar a residencias privadas de la ciudad de Latacunga; una propuesta de ruta para la nueva línea Illuchi 1 – El Calvario se presenta en este trabajo de integración curricular.

Se ha determinado que el conductor ACSR 4/0 AWG es el conductor económico para la nueva línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario, puesto que es el calibre que permite transportar la electricidad al menor costo.

La simulación de la nueva línea Illuchi 1 – El Calvario, con conductor económico, ha presentado niveles de pérdidas de potencia de 112,6 kW o del 2,68 % del flujo de potencia activa total por la línea. Así mismo, la caída de voltaje en la nueva línea es del 3,1 % del voltaje nominal y la cargabilidad alcanza un 31,1 % de su capacidad. Por lo que, se verifica el cumplimiento de los límites permitidos de voltaje y la mejora de la cargabilidad y pérdidas respecto a los resultados de la línea actual.

Se ha determinado que el presupuesto referencial para la construcción de la nueva línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario propuesta es de 533.092,47 US\$, sin incluir el IVA, lo que equivale a un costo de 49.821,69 US\$ por kilómetro de red mixta, urbana y rural, a 22 kV.

### **3.4 Recomendaciones**

Se recomienda hacer uso de la metodología de conductor económico para los distintos casos en los que se planea la construcción de una nueva línea. Si bien, las mismas normas recomiendan ciertos conductores que pueden ser utilizados y que reducen tiempos de cálculos y demás. Elegir técnica y económicamente un conductor a largo plazo es lo más adecuado debido a que permitirá asegurar y obtener una mejor rentabilidad en los proyectos.

Se recomienda utilizar, en todo momento y mientras sea posible, las aceras de las vías públicas existentes para ubicar los postes de una nueva red, tal como lo indica la respectiva normativa de diseño y de construcción de redes de medio voltaje.

En el diseño de una línea de subtransmisión de medio voltaje se exige un cálculo mecánico según lo requiera la empresa distribuidora. De ahí que sea recomendable realizar dicho cálculo cuando la ruta tenga desniveles y ángulos importantes en el desvío de la línea. De esta manera se puede determinar la carga útil en los postes a fin de cumplir con las normas de diseño, tal como se lo ha realizado en este trabajo, y evitar sobredimensionamientos en la carga de rotura de los postes que, luego, repercuten en los costos de construcción asociados.

En el diseño de una nueva línea de subtransmisión, es recomendable obtener los planos del perfil topográfico del recorrido. Esto permitirá mostrar de manera detallada los desniveles y elevaciones que deben ser superados para así construir adecuadamente la línea de subtransmisión, tal como se propone en este trabajo, y así cumplir con normas y estándares de construcción requeridos.

Se recomienda realizar medir la resistividad del terreno por el cual atraviesa la propuesta de la nueva línea de subtransmisión para determinar si es necesario implementar una mayor cantidad de varillas de puesta a tierra a lo largo de la línea de subtransmisión. De esta manera, asegurar una correcta función del hilo de guarda y cumplir con los requisitos de puesta a tierra establecidos por la normativa.

En caso de que se desarrolle el diseño propuesto en este trabajo para la nueva línea de subtransmisión Illuchi 1 – El Calvario, se recomienda utilizar el presupuesto disponible para establecer los plazos de entrega del proyecto y las expectativas de los costos para los futuros contratistas y proveedores. De esta manera, se puede lograr una planificación más precisa y eficiente, lo que facilitará la gestión del proyecto y ayudará a evitar posibles retrasos o imprevistos en el futuro.

Se recomienda complementar el trabajo presentado sobre el diseño de la nueva línea de transmisión con una evaluación financiera exhaustiva que considere la rentabilidad del proyecto. Es importante que dicha evaluación tome en cuenta tanto la condición actual y los costos de mantenimiento de la línea actual Illuchi 1 – El Calvario como la inversión necesaria para construir la nueva línea, a fin de comparar y contrastar mediante los cálculos la viabilidad de implementar la propuesta de diseño que se presenta en este trabajo.

#### **4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] ARCERNNR, *Regulación 002/20 - Calidad del servicio de distribución y comercialización*. Ecuador, 2020, p. 36.
- [2] T. H. Ortmeyer, *Electric power distribution*. 2017.
- [3] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. 2002.
- [4] D. H. Cárdenas Villacrés, C. F. Chávez Córdova, and N. R. Layedra Quinteros, "Voltage Stability in Medium Voltage Single-Phase Electrical Distribution Networks, Applying Quick Drive Tap Regulators in Steady State," *Ingenio*, 2021.
- [5] William H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, 4th ed. New York: CRC Press, 2018.
- [6] ANSI, *American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz)*. 2020.
- [7] Empresa Electrica Quito S.A., *Normas Para Sistemas De Distribución Parte A - Guía Para Diseño De Redes Para Distribución*. Quito, 2021, p. 194.
- [8] MERNNR, "Plan Maestro de Electricidad 2019-2027," *MERNNR Minist. Energía y Recur. No Renov. Energía y Recur. No Renov.*, 2019.
- [9] S. H. González, "Estudio de Pérdidas con Propuesta de Conversión a 13kV de los Circuitos de Distribución Camajuaní 4kV," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 2015.
- [10] OLADE, "Manual latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas," p. 298, 1993, [Online]. Available: <http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=3527>.
- [11] R. Jiménez, T. Serebrisky, and J. Mercado, "Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe - Reporte del Banco Interamericano de Desarrollo," *Banco Interam.*

- Desarro.*, p. 42, 2014.
- [12] CYME, “Análisis de flujo de potencia,” 2017, [Online]. Available: [www.eaton.com/cyme](http://www.eaton.com/cyme).
- [13] E. P. da R. Ailson P. de Moura, Adriano Aron F. de Moura, *Transmission of Electrical Energy: overhead lines*, vol. 4, no. 1. New York: CRC Press, 2020.
- [14] V. k. Mehta and R. Mehta, *Principles of Power System*, 4th ed. 2012.
- [15] Comisión Federal de Electricidad (CFE), *Construcción de instalaciones aéreas en media y baja tensión*. 2014, p. 829.
- [16] MEER, *Manual de las Unidades de Construcción*. 2011, p. 370.
- [17] J. Erazo, “Estudio técnico económico para el diseño y dimensionamiento de un transformador tipo zigzag para puesta a tierra en la central de generación Illuchi 1 de ELEPCO,” Escuela Politécnica Nacional, 2020.
- [18] V. Lackovic, “Introduction to Short Circuit Current Calculations,” 2015.
- [19] Eaton, “Power Distribution Design,” 2017.
- [20] A. Grid, “Network Protection & Automation Guide,” 2011.
- [21] J. Coronel Llive and Y. Rivas Vásquez, “ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA CONVENIENCIA DE CAMBIO DEL SISTEMA AISLADO DE TIERRA A UN SISTEMA PUESTO A TIERRA EN LA C.H. ILLUCHI 1,” Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [22] Centelsa, “Conductores de cobre desnudo.”
- [23] ARCERNNR, “Geo SISDAT Portal,” 2022. <https://sisdatbi.controlrecursosyenergia.gob.ec/dashboard/index.php>.
- [24] T. Bravo and E. Terán, *Instructivo para selección de ruta para líneas de transmisión*. Ecuador, 2017.
- [25] Municipio de Latacunga, “Geoportal,” 2022. <http://valgeoportal1.latacunga.gob.ec>.
- [26] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, *RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18*. Ecuador, 2018.
- [27] J. Chasipanta, “ESTUDIO PARA REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ – MULALÓ A 138 kV UTILIZANDO EL CONDUCTOR



MÁS ECONÓMICO,” 2011.

- [28] CNELEP, “Diseño Electromecánico Línea de Subtransmisión a 69 Kv Quinindé 1 y Quinindé 2,” 2016.
- [29] C. Riofrío, “Cálculo para determinar la opción más ventajosa desde el punto de vista económico, de la cargabilidad de los diferentes circuitos primarios trifásicos de distribución con conductores ACSR y 13.8 KVff,” 2004.
- [30] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - (ARCERNNR), “SISDAT.” <http://reportes.controlrecursosyenergia.gob.ec>.
- [31] ARCERNNR, *Pliego Tarifario Servicio Público de Energía Eléctrica Año 2022*. 2022, p. 39.
- [32] Empresa Eléctrica Quito S.A., *Normas Para Sistemas De Distribución Parte B Unidades De Propiedad y Construcción*. Quito, Ecuador, 2015.
- [33] N. Vallejo, “Diseño del apantallamiento contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión con ayuda computacional,” Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- [34] “Tutiempo.net,” 2022. <https://www.tutiempo.net/clima/ws-841230.html>.
- [35] Centelsa, “Cables ACSR.” .
- [36] Endesa, “ESPECIFICACIÓN TÉCNICA Cable de Acero Galvanizado E-MT-028,” 2011.