

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELEVADORA PARA UN PARQUE SOLAR DE 10
MW EN EL MUNICIPIO DE CIMITARRA SANTANDER

Juan Andrés Murillo Ramírez
Anlly Yulethsy Suárez Corzo
Jorge Santiago Vargas Cucaita

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2026

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELEVADORA PARA UN PARQUE SOLAR DE 10
MW EN EL MUNICIPIO DE CIMITARRA SANTANDER

Juan Andrés Murillo Ramírez
Anlly Yulethsy Suárez Corzo
Jorge Santiago Vargas Cucaita

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Cesar Augusto Orozco Henao
Doctor en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Energía

Codirector

Wilman Morales Rey
Especialista en gerencia, estructuración, operación y aseguramiento de proyectos del
sector energético

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOMECAICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2026

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado, en primer lugar, a mis padres, Larry Murillo y Lina Ramírez, quienes con su apoyo, esfuerzo y ejemplo han sido el pilar fundamental de mi formación personal y profesional. A mi madre, por enseñarme con su trabajo y constancia el valor de la disciplina y la responsabilidad. A mi padre, por su apoyo incondicional, sus consejos y su fe permanente en mí. Todo lo que hoy soy y lo que he logrado tiene sus raíces en ustedes.

De manera muy especial, dedico también este logro a una mujer que hoy ocupa un espacio muy grande en mi corazón, Saray Ramírez, por su comprensión, su apoyo constante y su compañía durante este proceso. Su presencia ha sido un impulso invaluable para seguir adelante y no rendirme ante las dificultades.

Finalmente, me dedico este trabajo a mí mismo, por la perseverancia, el esfuerzo y la determinación que me permitieron llegar hasta aquí; por no haber renunciado cuando el camino se hizo exigente y por haber creído en mis capacidades para alcanzar esta meta.

Este proyecto representa no solo un resultado académico, sino también el reflejo del acompañamiento, el amor y el compromiso de quienes han sido parte fundamental de mi camino.

Juan Andrés Murillo Ramírez

Dedicado a mis padres y hermanos **Fabián, Diego y Steven**, por la confianza incondicional que siempre han depositado en mí. De manera especial, a mi padre **Hernando Suárez**, quien nunca dejó de creer en mis capacidades; uno de mis mayores propósitos en la vida ha sido y seguirá siendo llenarlo de orgullo.

Con seguridad puedo decir: **“No existen historias vacías; Dios escribe derecho en renglones torcidos”**. Todos estamos aquí con un propósito, y servir para mí ha sido uno de ellos; sé que ahora, como ingeniera electricista, iluminaré la vida de millones de personas. Crean en sus capacidades y jamás duden de que son merecedores de cosas increíbles.

Anlly Yulethsy Suárez Corzo

Dedico este trabajo primeramente a Dios por permitirme llegar hasta donde estoy en estos momentos, por la salud y la vida que le ha dado tanto a mi familia, seres queridos y a mi persona.

Esta importante victoria se la dedico a mi mamá **Cecilia Cucaita Cruz**, a mi hermana **Maryuri Vargas**, a mi papa **Jorge Vargas**, a mi tío **Ancelmo Cucaita** y a mis primo Sebastián Oicata, David Cucaita y Sergio Cagua, así como a cada uno de los integrantes de mi familia que con su apoyo permiten que hoy lograrse este resultado.

Les dedico este triunfo a cada uno de los integrantes de la familia peculiar, John Villareal, Jhoander Mora, Daniel Tavera, Diego Velasco y Juan Cala, por su compañía, amistad, paciencia y su amistad incondicional sobre este arduo proceso.

Les dedico este tan anhelado logro a todos mis amigos, colegas y compañeros, cuyo apoyo y enseñanzas fueron fundamentales para crecer no solo como profesional, sino también como persona.

Finalmente dedico este trabajo para todas aquellas personas que son diferentes, que no encajan, a las que miran raro, a las que el mundo, en muchas ocasiones, no está dispuesto a aceptar. Sin embargo, es su forma de ser y de pensar la que tiene la capacidad de mover diferentes los engranajes de la sociedad. Ustedes son valiosos para un mundo que necesita seguir avanzando. No desistan jamás de su lucha ni de su propósito, pues cada persona tiene un camino y una razón de ser, definidos hasta el momento en que la vida decide su final.

Jorge Santiago Vargas Cucaita

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestros padres, Larry Murillo y Lina Ramírez, Hernando Suárez, Jorge Enrique Vargas y Cecilia Cucaita; por acompañarnos y estar presentes a lo largo de todo el arduo proceso que implicó alcanzar este logro. Asimismo, agradecemos a cada familiar que nos brindó la fortaleza, el apoyo y la confianza para seguir adelante, perseverando en la lucha por cumplir este objetivo.

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento al ingeniero Wilman Morales Rey, a su equipo de trabajo WM SAS y al ingeniero Cesar Augusto Orozco Henao por la confianza depositada en nosotros, por su orientación, acompañamiento y valiosos aportes durante el desarrollo de este trabajo. Su experiencia, criterio académico y disposición fueron fundamentales para llevar este proyecto a buen término.

De igual manera, agradecemos a todos los profesores de la carrera, quienes a lo largo de nuestra formación profesional nos brindaron las bases teóricas, técnicas y éticas que hicieron posible la realización de este proyecto. Cada uno de sus conocimientos, enseñanzas y exigencia académica contribuyeron de manera significativa a nuestro crecimiento como estudiantes y futuros profesionales. Finalmente, agradecemos a la institución y a todas las personas que, directa o indirectamente, aportaron al proceso formativo y al desarrollo de este trabajo de grado.

A todos ellos, gracias por todo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	18
1.2 OBJETIVO GENERAL	18
1.3 OBJETIVO ESPECIFICOS.....	18
2. ESTUDIOS PRELIMINARES	19
2.1 LOCALIZACIÓN	19
2.2 DIAGNOSTICO DE LA SITUACIÓN DE LA REGIÓN	19
2.3 UBICACIÓN DEL PROYECTO	20
2.4 ALERTAS TEMPRANAS.....	21
2.5 ESTUDIO DEL ÁREA DE INFLUENCIA.....	21
2.6 PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA	25
2.7 ESTUDIOS PARA ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN	25
2.8 FLUJO DE POTENCIA.....	27
2.9 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	30
2.10 PERDIDAS DEL SISTEMA	32
2.11 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN	34
2.12 CRITERIOS DE DISEÑO	35
2.12.1 Nivel de tensión	36
2.12.2 Configuración de las barras de la subestación.....	36
2.12.3 Tipo de tecnología de aislamiento.....	37
2.12.4 Coordinación de aislamiento	37
2.12.5 Distancias de seguridad	38
2.12.6 Apantallamiento contra descargas atmosféricas	38
2.12.7 Resistencia del suelo.....	39
3. DEFINICION DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y CONSTRUCTIVOS DE LA SUBESTACIÓN.....	40
3.1 COORDINACION DE AISLAMIENTO	40

3.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	41
3.2.1 Distancias en tableros y equipos energizados	41
3.2.2 Distancias en servicios auxiliares AC y DC	42
3.2.3 Distancias entre conductores	42
3.2.4 Distancias verticales en conductores hacia transformadores	42
3.2.5 Distancias entre transformadores de potencia	43
3.2.6 Distancias para la planta de emergencia.....	43
3.3 DISEÑO DEL LAYOUT DE LA SUBESTACIÓN	43
3.3.1 Consideraciones ambientales y geográficas	45
3.3.2 Distribución general de la subestación	45
3.3.3.1 Zona de transformación.....	48
3.3.3.2 Zona de media tensión – 34,5 kV.....	51
• 3.3.3.3 Zona de Baja tensión – 800V	52
• 3.3.3.4 Zona de servicios auxiliares en corriente alterna	53
3.3.3.4 Zona de servicios auxiliares en corriente directa.....	55
3.3.3.5 Salida de media tensión hacia el sistema de transmisión regional.....	56
3.4 DIAGRAMA UNIFILAR.....	56
3.5 DISEÑO DE CANALIZACIONES Y DUCTOS	59
3.5.1 Tipos de canalización empleados	60
3.5.2 Profundidad de canalizaciones.....	62
3.6 INTEGRACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	63
3.6.1 Función dentro de la subestación.....	63
3.6.2 Integración con el layout.....	64
3.7 REGULACIÓN DE TENSIÓN Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES	65
3.8 SISTEMA DE PUESTA TIERRA	67
3.8.1 Corriente de diseño	68
3.8.2 Corriente efectiva de falla.....	68
3.8.3 Caracterización del suelo	69
3.8.4 Geometría de la malla	69
3.8.5 Evaluación de tensiones de paso y contacto.....	71

3.9 SISTEMA DE APANTALLAMIENTO	72
4. UNIDADES CONSTRUCTIVAS	74
4.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS	75
5. CONCLUSIONES.....	79
6. RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	82
ANEXOS	89

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico en la zona de Cimitarra, Santander.	22
FIGURA 2. Área de influencia del proyecto.....	24
FIGURA 3. Vista isométrica del modelado de la subestación.	44
FIGURA 4. Vista superior de la distribución general de la subestación.	45
FIGURA 5. Esquema de comunicaciones.	64
FIGURA 6. Vista superior de la malla de puesta tierra.....	70
FIGURA 7. Prueba de sistema de apantallamiento.....	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pérdidas totales del sistema para 34.5 kV del 2037	33
Tabla 2. Pérdidas totales del sistema para 115 kV del 2037	33
Tabla 3. Evaluación cuantitativa y cualitativa para las alternativas de conexión a 34,5 kV y 115 kV.	34
Tabla 4. Dimensiones de la subestación.	46
Tabla 5. Parámetros técnicos de los transformadores de potencia.	49
Tabla 6. Características del sistema de drenaje.	49
Tabla 7. Características de las celdas.	51
Tabla 8. Cargas derivadas de los servicios auxiliares de corriente alterna.	53
Tabla 9. Características técnicas del transformador de servicios auxiliares.	54
Tabla 10. Cargas derivadas de los servicios auxiliares de corriente alterna.	55
Tabla 11. Distribución de canalizaciones.	60
Tabla 12. Profundidad de enterramiento de ductos y canalizaciones.	62
Tabla 13. Valores admitidos de tensión nominal.	65
Tabla 14. Cálculo de la corriente efectiva de falla.	68
Tabla 15. Parámetros de resistividad del suelo.	69
Tabla 16. Geometría de la malla.	70
Tabla 17. Valores de tensión de paso y de contacto tolerable.	71
Tabla 18. Valores de tensión de paso y de contacto reales calculadas.	71
Tabla 19. Valores ajustados de cada una de las Unidades Constructivas.	77

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos)

Anexo A. Parámetros técnicos del sistema

Anexo B. Demanda de energía y modelado del sistema de potencia

Anexo C. Flujos de potencia para cada alternativa de conexión

Anexo D. Corrientes de corto circuito para cada alternativa de conexión

Anexo E. Disposición física de la subestación cimitarra

Anexo F. Unifilar de las unidades constructivas

Anexo G. Layout de la planta y sistema de apantallamiento

Anexo H. Diagrama unifilar de la subestación y convenciones

Anexo I. Equipos de la subestación

GLOSARIO

AC (Corriente alterna): Tipo de corriente eléctrica cuya magnitud y sentido varían periódicamente en el tiempo.

AIS (Air Insulated Substation): Subestación eléctrica que utiliza el aire como medio de aislamiento entre partes energizadas y estructuras puestas a tierra.

AN (Aire natural): Método de enfriamiento de equipos eléctricos mediante circulación natural de aire, sin ventilación forzada.

BIL (Basic Insulation Level): Nivel básico de aislamiento que indica la capacidad de un equipo para soportar sobretensiones de impulso sin falla dieléctrica.

BT (Baja tensión): nivel de tensión inferior a 1 kV, correspondiente en este proyecto al sistema de 800 V.

CNO: Consejo Nacional de Operación, entidad encargada de establecer lineamientos técnicos para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

DC (Corriente directa): Tipo de corriente eléctrica que circula en un solo sentido y mantiene magnitud constante en el tiempo.

DPS (Dispositivo de protección contra sobretensiones): Equipo destinado a limitar sobretensiones transitorias y proteger los sistemas eléctricos y electrónicos.

EACP: Estudio de Acceso y Conexión al Sistema de Transmisión, requerido para la integración de nuevos proyectos al SIN.

GIS (Gas Insulated Substation): Subestación o celda eléctrica que emplea gas aislante, generalmente SF₆, permitiendo diseños compactos y alta confiabilidad.

IEC: International Electrotechnical Commission, organismo internacional encargado de la elaboración de normas técnicas eléctricas.

I_k (Corriente de cortocircuito): Corriente eléctrica que circula durante una falla, utilizada para el dimensionamiento de equipos y sistemas de protección.

Layout: Disposición física y espacial de los equipos e instalaciones dentro de una subestación eléctrica.

MT (Media tensión): nivel de tensión superior a 1 kV e inferior a 57,5 kV, correspondiente en este proyecto a 34,5 kV.

ONAN: Método de enfriamiento de transformadores mediante aceite natural y aire natural.

PU (Por unidad): Sistema de normalización de magnitudes eléctricas que expresa los valores reales como fracción de un valor base.

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition, sistema para supervisión, control y adquisición de datos de instalaciones eléctricas.

SEP (Sistema Eléctrico de Potencia): de elementos destinados a la generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica.

SIN (Sistema Interconectado Nacional): Red integrada de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Colombia.

SF₆ (Hexafluoruro de azufre): Gas dieléctrico utilizado como medio de aislamiento en equipos eléctricos de media y alta tensión.

Slack (Barra slack): Barra de referencia en estudios de flujo de potencia que fija la tensión y absorbe los desbalances de potencia del sistema.

STR (Sistema de Transmisión Regional): Infraestructura eléctrica destinada al transporte de energía a nivel regional.

TC (Transformador de corriente): Equipo que reduce la corriente a valores normalizados para protección y medición.

TP (Transformador de potencial): Equipo que reduce la tensión a valores adecuados para medición y protección.

Um (Tensión máxima del sistema): Valor máximo de tensión que puede presentarse de forma permanente en condiciones normales de operación.

Un (Tensión nominal): Valor de tensión asignado a un sistema o equipo para su identificación y operación.

Uimp (Tensión de impulso soportada): Valor máximo de tensión de impulso que un equipo puede soportar sin falla.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética, entidad encargada de la planeación energética en Colombia.

Vac: Tensión nominal expresada en corriente alterna.

Vdc: Tensión nominal expresada en corriente directa.

XM: Operador del mercado de energía y del sistema interconectado nacional en Colombia.

Z (Impedancia): Oposición total de un circuito al paso de la corriente alterna.

Zt (Impedancia equivalente): Impedancia total vista desde un punto del sistema, utilizada en cálculos de cortocircuito.

ρ (Resistividad del suelo): Propiedad eléctrica del suelo que indica su oposición al paso de la corriente, expresada en ohm·metro.

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELEVADORA PARA UN PARQUE SOLAR DE 10 MW EN EL MUNICIPIO DE CIMITARRA, SANTANDER.

AUTOR: JUAN ANDRÉS MURILLO RAMÍREZ, ANLLY YULETHSY SUÁREZ CORZO, JORGE SANTIAGO VARGAS CUCAITA.

PALABRAS CLAVE: SUBESTACIÓN ELEVADORA, ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, MEDIA TENSIÓN, DISEÑO ELÉCTRICO.

DESCRIPCIÓN:

El trabajo de grado presenta el diseño técnico de una subestación eléctrica elevadora destinada a conectar un parque solar fotovoltaico de 10 MW al Sistema Interconectado Nacional en el municipio de Cimitarra, Santander. El proyecto responde a la necesidad de fortalecer la infraestructura eléctrica regional y fomentar la integración de energías renovables. Para ello, se analizan las condiciones del sistema eléctrico del área de influencia y se evalúan distintas alternativas de conexión bajo criterios técnicos como niveles de tensión, perfiles de voltaje, cargabilidad de equipos y corrientes de cortocircuito.

A partir de este análisis, se determina que la conexión a 34,5 kV es la opción más adecuada. Posteriormente, se definen los criterios de diseño de la subestación, incluyendo la coordinación de aislamiento, el sistema de puesta a tierra, las distancias de seguridad y la selección de equipos eléctricos, asegurando el cumplimiento de la normativa vigente y la confiabilidad operativa del sistema.

Trabajo de grado

Facultad de fisicomecánicas. Escuela de de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Programa académico ingeniería eléctrica. Director: Cesar Augusto Orozco Henao. Doctor en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Energía. Codirector: Wilman Morales Rey. Especialista en gerencia, estructuración, operación y aseguramiento de proyectos del sector energético.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A STEP-UP SUBSTATION FOR A 10 MW SOLAR POWER PLANT IN THE MUNICIPALITY OF CIMITARRA, SANTANDER

AUTHOR: JUAN ANDRÉS MURILLO RAMÍREZ, ANLLY YULETHSY SUÁREZ CORZO, JORGE SANTIAGO VARGAS CUCAITA.

KEY WORDS: STEP-UP SUBSTATION, POWER SYSTEM, MEDIUM VOLTAGE, ELECTRICAL DESIGN

DESCRIPTION:

The degree work presents the technical design of a booster electrical substation intended to connect a 10 MW photovoltaic solar park to the National Interconnected System in the municipality of Cimitarra, Santander. The project responds to the need to strengthen the regional electrical infrastructure and promote the integration of renewable energies. To do this, the conditions of the electrical system in the area of influence are analyzed and different connection alternatives are evaluated under technical criteria such as voltage levels, voltage profiles, equipment loadability and short-circuit currents.

From this analysis, it is determined that the 34.5 kV connection is the most appropriate option. Subsequently, the design criteria of the substation are defined, including the coordination of insulation, the grounding system, safety distances and the selection of electrical equipment, ensuring compliance with current regulations and the operational reliability of the system.

Undergraduate Thesis

Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Academic Program: Electrical Engineering. Advisor: César Augusto Orozco Henao, PhD in Electrical Engineering with emphasis on Energy. Co-advisor: Wilman Morales Rey, Specialist in management, structuring, operation, and assurance of projects in the energy sector.

INTRODUCCIÓN

La integración de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos ha incrementado la necesidad de infraestructuras que permitan su conexión de forma segura y eficiente. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una alternativa estratégica para la diversificación de la matriz energética, especialmente en regiones con alto potencial solar como el departamento de Santander.

El municipio de Cimitarra presenta condiciones favorables para el desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica; no obstante, su incorporación al Sistema Interconectado Nacional requiere el diseño de subestaciones elevadoras que permitan adecuar los niveles de tensión y garantizar una operación confiable. En este sentido, el presente trabajo desarrolla el diseño de una subestación eléctrica elevadora asociada a un parque solar fotovoltaico de 10 MW, el cual realiza la generación a un nivel de tensión de 800 V desde la etapa de inversión.

El proyecto comprende el análisis del sistema eléctrico del área de influencia, la evaluación de alternativas de conexión y la definición de los criterios técnicos para el diseño de la subestación. El alcance se limita al desarrollo del diseño técnico, proporcionando una base para su futura implementación y contribuyendo al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica regional y al aprovechamiento de fuentes de energía renovable.

1. OBJETIVOS

1.2 OBJETIVO GENERAL

Diseñar una subestación eléctrica elevadora en el municipio de Cimitarra, Santander que permita la integración de un parque solar fotovoltaico al sistema interconectado regional de Santander.

1.3 OBJETIVO ESPECIFICOS

Determinar los criterios de diseño de la subestación eléctrica elevadora a partir del análisis del área de influencia del proyecto en el sistema interconectado regional y las posibles alternativas de conexión.

Diseñar la coordinación de aislamiento, distancias de seguridad, sistema de puesta a tierra y el layout de la subestación elevadora.

Definir las unidades constructivas requeridas para la implementación de la subestación conforme a los lineamientos establecidos por la CREG.

2. ESTUDIOS PRELIMINARES

A continuación, se presenta una caracterización y evaluación de los aspectos asociados a la región donde se implementará el proyecto que puedan afectar su ejecución o incluso impedir la realización del proyecto.

2.1 LOCALIZACIÓN

El municipio de Cimitarra se encuentra ubicado en el departamento de Santander, Colombia. Su extensión territorial es de aproximadamente 3.165,94 km², con una altitud promedio de 190 msnm y una temperatura media anual cercana a los 27 °C. La población estimada es de 35.747 habitantes, de los cuales 23.245 residen en el área urbana y 12.502 en la zona rural. La cabecera urbana está conformada por 30 barrios, mientras que el área rural se organiza en 43 veredas reconocidas.¹

2.2 DIAGNOSTICO DE LA SITUACIÓN DE LA REGIÓN

Cimitarra fue creado mediante la Ordenanza 22 de 1966, expedida por la Asamblea Departamental de Santander. En su territorio se destacan diversos equipamientos patrimoniales y una amplia riqueza cultural, expresada en costumbres y tradiciones locales, tales como ferias, festivales y celebraciones conmemorativas, que contribuyen al fortalecimiento del turismo y a la consolidación de la identidad cultural municipal.

En materia de salud, el municipio cuenta con un hospital en la cabecera municipal y siete puestos de salud en distintos centros poblados que brindan atención básica; asimismo, dispone de un centro de vida para adultos mayores. En el ámbito educativo, Cimitarra

¹ ALCALDÍA DE CIMITARRA. Plan de Desarrollo Municipal 2024-2027: Cimitarra somos todos. Cimitarra (Santander): Alcaldía Municipal de Cimitarra, 2024. p. 33. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/819707272/PDM-Cimitarra-Final>.

cuenta con 11 instituciones y 96 sedes. Estas atienden a cerca de 6.000 estudiantes e incluyen colegios urbanos y rurales, lo que permite garantizar cobertura educativa en la cabecera municipal y en las zonas rurales, ofreciendo educación básica y media.

No obstante, Cimitarra enfrenta desafíos de orden público, particularmente en el corregimiento de Puerto Olaya, debido a la presencia de grupos armados como el Clan del Golfo, los cuales han generado episodios de intimidación contra la población civil. En mayo de 2023, estas acciones ocasionaron la suspensión de actividades escolares y evidenciaron la vulnerabilidad del sector educativo². Para mitigar estos riesgos, el Batallón de Infantería No. 41 “General Rafael Reyes” del Ejército Nacional mantiene presencia en la zona para garantizar la seguridad ³.

Finalmente, en términos de conectividad, Cimitarra dispone de vías de orden nacional, departamental y municipal, además de una importante conexión fluvial a través del río Magdalena. Igualmente, cuenta con infraestructura férrea y con conectividad aérea gracias a la presencia de un aeropuerto, elementos que fortalecen su articulación territorial y su potencial de desarrollo.

2.3 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se ubica dentro de un radio de 5 km alrededor del casco urbano de Cimitarra, Santander. Aunque no se han definido coordenadas específicas por falta de información legal de los predios, dentro de esta área se identifican zonas con potencial para la construcción de la subestación elevadora. La delimitación de este radio responde a la necesidad de mantener cercanía con la subestación Cimitarra, elemento clave del

² VANGUARDIA. Docentes de Cimitarra denuncian amenazas y suspenden clases en Puerto Olaya. Vanguardia, 25 de mayo de 2023. Disponible en: <https://www.vanguardia.com>.

³ EJÉRCITO NACIONAL DE COLOMBIA. Batallón de Infantería N.º 41 “General Rafael Reyes”. Colombia: Ejército Nacional de Colombia, 2023. Disponible en: <https://www.ejercito.mil.co>.

Sistema Interconectado Nacional y Regional, lo que garantiza la viabilidad técnica del proyecto.

2.4 ALERTAS TEMPRANAS

Las alertas tempranas identificadas para los medios abiótico, biótico y socioeconómico constituyen un insumo complementario para la evaluación integral del proyecto y se encuentran asociadas al área de interés definida en la Sección 2.3, definida como área de influencia del proyecto.

Del análisis realizado se evidencia que, en los componentes abiótico y socioeconómico, no se presentan impactos significativos que condicionen el diseño ni la viabilidad de la subestación. En el medio biótico, se identifican como aspectos a considerar la posible presencia de avifauna y la alteración en la percepción del paisaje; no obstante, estos aspectos no representan restricciones técnicas ni operativas para el proyecto.

En consecuencia, las alertas tempranas identificadas no generan condicionantes críticos para el diseño de la subestación ni para la selección de las alternativas de conexión, por lo que se concluye que el proyecto es ambientalmente viable.

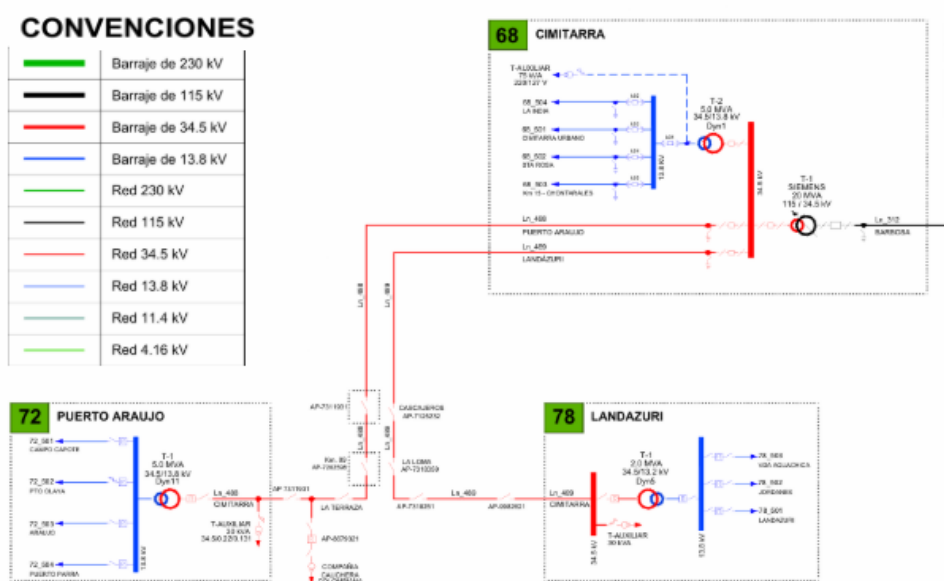
2.5 ESTUDIO DEL ÁREA DE INFLUENCIA

Para definir el área de influencia del proyecto, se debe determinar el punto de conexión de la subestación a diseñar con el sistema interconectado nacional (SIN). Como se mencionó en la sección 2.3 la subestación más cercana del SIN es la subestación de Cimitarra Santander, dado que dispone de bahías en los niveles de tensión de 13,8 kV, 34,5 kV y 115 kV, lo que permite evaluar distintas alternativas de integración al sistema.

Como se aprecia en el diagrama unifilar de la Figura 1, existe una línea de alta tensión de 115 kV que interconecta las subestaciones Barbosa y Cimitarra. Adicionalmente, en

la zona se identifican niveles de tensión de 34,5 kV y 13,8 kV presentes en las subestaciones Cimitarra, Puerto Araujo y Landázuri. Estos niveles de tensión disponibles en la subestación Cimitarra hacen viable la conexión del proyecto en dicho punto, teniendo en cuenta que resulta más práctico realizar la conexión directamente a una subestación, en lugar de intervenir una línea de transmisión o distribución, siempre y cuando exista la disponibilidad de espacio para la ampliación de infraestructura.

Figura 1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico en la zona de Cimitarra, Santander.



Fuente: UPME, s. f.

Para el estudio del área de influencia es fundamental identificar las subestaciones, líneas y fuentes de generación que puedan impactar de manera significativa el proyecto. En este contexto para la definición del área de influencia se utilizan los criterios establecidos en el numeral 8.1⁴ del documento elaborado por el Consejo Nacional de Operación (CNO), titulado “Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN

⁴ CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN (CNO). Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano. Revisión 2. Colombia, 2024. Disponible en: <https://www.cno.org.co>

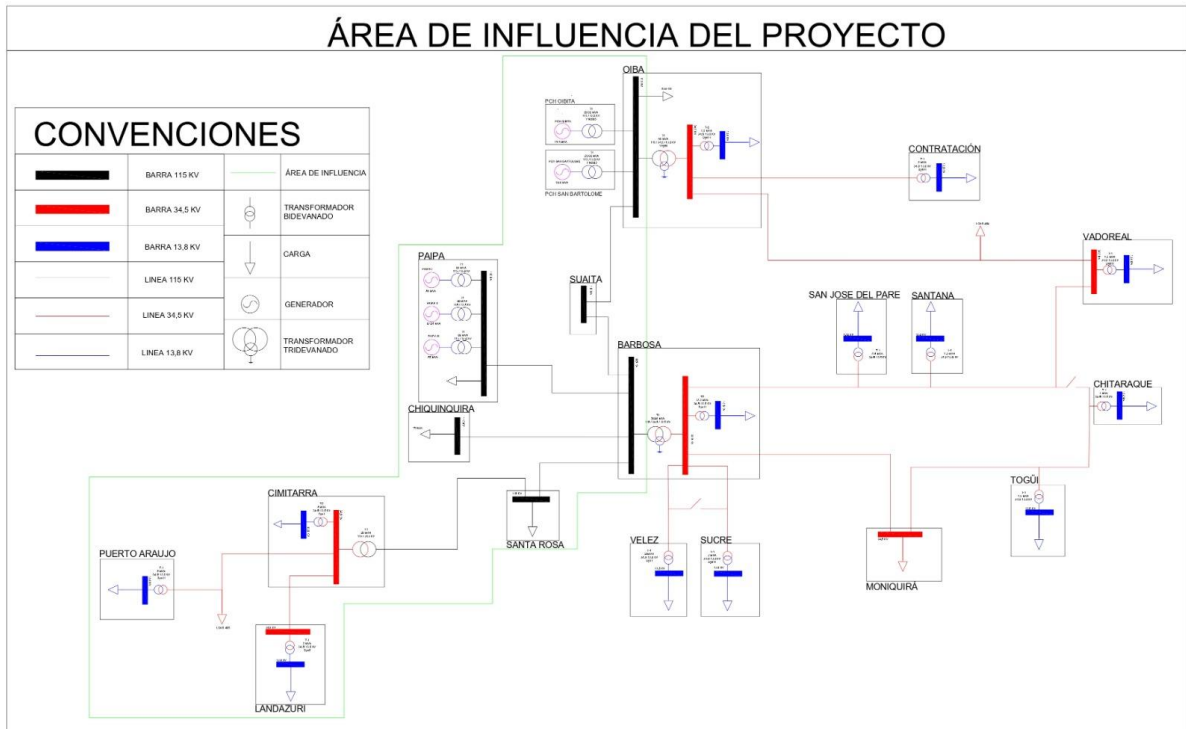
colombiano”, que constituyen una guía de referencia útil para orientar la delimitación del área de influencia. De este modo se toma en consideración el siguiente criterio para la selección del área de influencia.

“Para la selección del área de influencia, se tomarán como base de referencia dos barras adyacentes a la conexión del nuevo proyecto. Para cada proyecto, se debe analizar y definir si es necesario expandir o contraer esta área de influencia”⁵. Añadiendo, se deben tomar en cuenta elementos que hacen parte del SIN, de este modo se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- “Todo generador ubicado al interior y en las cercanías de la red bajo estudio, se debe modelar con su transformador elevador y punto de sincronización a la red.”
- “Modelar, considerando el grupo de conexión, impedancia de puesta a tierra y todos los devanados, los transformadores conectados al STN, STR, SDL y los aportes de la generación distribuida desde la red del SDL.”
- “Modelar el devanado terciario de los transformadores y autotransformadores con tres devanados.”

Con base en los diagramas unifilares de las subáreas de Santander y Boyacá, y conforme a los lineamientos del Consejo Nacional de Operación (CNO), la Figura 2 presenta el área de influencia seleccionada. En esta se integran niveles de tensión de 115 kV con infraestructura de generación y transmisión esencial para el funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Asimismo, se identifica que las subestaciones Barbosa y Oiba presentan una configuración en anillo, al interconectarse tanto a 115 kV como a 34,5 kV, razón por la cual se incluyó un segmento representativo de este último nivel de tensión.

Figura 2. Área de influencia del proyecto.



Esta zona anillada incorpora subestaciones internas con niveles de tensión que alcanzan hasta 13,8 kV, en donde se localizan las cargas asociadas a cada una. Cada carga representa un conjunto de circuitos que alimentan sectores comerciales o residenciales. Cabe resaltar que en los niveles de 115 kV y 34,5 kV se modelaron cargas que representan subestaciones aledañas, teniendo en cuenta la capacidad de los transformadores de cada instalación y que no se va a superar dicho límite. Ejemplo de ello son las subestaciones Chiquinquirá, Paipa y Oiba en el nivel de 115 kV, y la subestación Monquirá en 34,5 kV. De este modo, es posible evaluar el impacto que genera la incorporación de la subestación sobre el sistema y, además, el área de influencia permite analizar cómo los elementos presentes dentro de ella afectan el desarrollo de la nueva subestación.

2.6 PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA

Estos parámetros incluyen información relevante de los elementos que conforman el sistema, tales como niveles de tensión, potencias nominales, impedancias, capacidades de cortocircuito y demás datos eléctricos necesarios para la modelación, simulación y verificación del desempeño del sistema. El formato de presentación de dicha información se adopta de acuerdo con los lineamientos establecidos por el Consejo Nacional de Operación (CNO) en el documento “Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano”⁵, garantizando coherencia con los requerimientos técnicos del Sistema Interconectado Nacional. Debido a la extensión y nivel de detalle de la información, los parámetros técnicos se incluyen como anexo A.

Los parámetros consignados fueron obtenidos a partir de las bases de datos de la UPME⁵ y PARATEC de XM⁶. Las cuales constituyen fuentes oficiales y herramientas especializadas ampliamente utilizadas para estudios de planeamiento y análisis del sistema eléctrico.

2.7 ESTUDIOS PARA ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN

Para llevar a cabo las alternativas de conexión del proyecto al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se realizó una simulación mediante el software PowerFactory DlgSILENT 2021 SP1, en la cual se modeló el área de influencia para analizar el impacto derivado de la incorporación de la nueva subestación. En el estudio se analizaron dos alternativas de conexión en la subestación Cimitarra, correspondientes a los niveles de tensión de

⁵ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024–2038 – Revisión diciembre de 2024. Bogotá, Colombia: UPME, 2024. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf.

⁶ XM S.A. E.S.P. PARATEC – Plataforma de Análisis de Restricciones del Sistema de Transmisión. Disponible en: <https://paratec.xm.com.co/mapa>.

115 kV y 34,5 kV, descartándose la alternativa a 13,8 kV debido a la insuficiente capacidad del transformador existente en dicha bahía. Adicionalmente, se consideraron escenarios de proyección para los años 2027, 2032 y 2037, asociados a la entrada en operación del proyecto y a horizontes de análisis de cinco y diez años, respectivamente. Los valores de demanda empleados fueron obtenidos de la información oficial suministrada por la UPME⁶.

Los valores de demanda utilizados en las simulaciones corresponden a la información oficial publicada por el operador de red para las subáreas de Santander y Boyacá, permitiendo identificar la demanda real registrada en los años 2024 y 2025. Con base en estos datos, se realizó la proyección de la demanda eléctrica para el período 2027–2037, aplicando una tasa de crecimiento del 1.7% sobre las cargas de forma lineal y acumulativa año a año en la simulación realizada, en conformidad con las proyecciones nacionales de demanda de energía eléctrica publicadas por la UPME⁶ con horizonte al año 2038.

En el software se realizaron simulaciones bajo distintos escenarios operativos, considerando condiciones de generación máxima y mínima, así como diferentes estados de carga del sistema. Para la definición de estos escenarios de demanda, se consultaron los datos oficiales de consumo de energía nacional publicados por XM⁷, correspondientes al año 2024, con el fin de caracterizar los valores de demanda máxima, media y mínima del sistema. Dado que la información se encontraba expresada en unidades de energía (kWh), fue necesario convertirla a potencia (kW) mediante su división entre un período de 24 horas, lo que permitió estimar la demanda diaria y, a partir de esta, identificar los valores extremos y promedio del año analizado. Como resultado de este proceso, se obtuvieron una demanda máxima de 10.168,58 MW, una demanda media de 9.347,85 MW y una demanda mínima de 7.344,53 MW. Los valores correspondientes a la demanda de energía del SIN para el año 2024 se presentan de manera detallada en el anexo B.

A partir de estos valores se calcularon los factores de demanda para las simulaciones, definidos como la relación entre la demanda media y los distintos escenarios. Así, se obtuvieron factores de 108,77 % para carga máxima, 100 % para demanda media y 78,56 % para demanda mínima. Adicionalmente, la generación se escaló al 100 % y al 20 % para representar condiciones de generación máxima y mínima, respectivamente, y evaluar el comportamiento del sistema en escenarios extremos.

En los estudios realizados, la barra Slack se definió en la subestación Barbosa a 115 kV y se representó mediante un equivalente de red, cuya función es mantener fija la tensión en el punto de conexión del modelo. Este equivalente, caracterizado por una impedancia muy baja, actúa como una fuente capaz de suministrar o absorber la potencia necesaria para garantizar el balance del sistema bajo diferentes condiciones operativas. Sus parámetros son presentados en el anexo B. Con los escenarios establecidos se ejecutaron los análisis de flujo de potencia y cortocircuito, evaluando el comportamiento del sistema antes y después de la incorporación del proyecto.

2.8 FLUJO DE POTENCIA

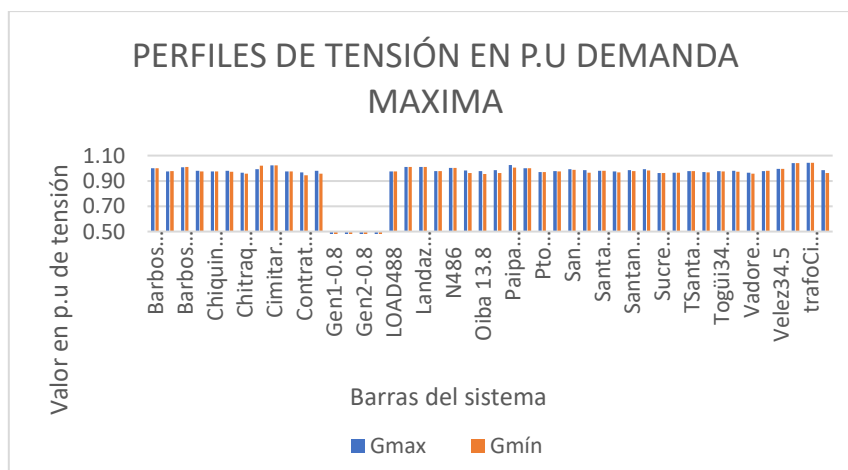
El análisis de flujo de potencia tiene como objetivo determinar la cargabilidad de los elementos del sistema y evaluar los perfiles de tensión en las barras para cada alternativa de conexión propuesta. Si se identifican condiciones críticas, como sobrecargas en elementos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) o desviaciones significativas de tensión, la alternativa correspondiente debe descartarse desde el punto de vista operativo.

Mediante el uso del software previamente descrito y la modelación de un área específica del SIN, en el anexo C, se presentan los resultados correspondientes a los perfiles de tensión y la cargabilidad de los equipos del sistema de potencia para cada uno de los años analizados y para los niveles de tensión descritos. Estos resultados se muestran tanto para el escenario sin la subestación propuesta como para los escenarios que

consideran su incorporación. Los perfiles de tensión de cada una de las barras se rigen bajo la NTC 5001 del 2013, calidad de la potencia eléctrica (CPE), DEFINICIONES Y términos fundamentales, en la sección 2.7, fluctuaciones de tensión, cita lo siguiente “En el caso de Colombia, se espera que las fluctuaciones se encuentren dentro del rango de 0.93 p.u hasta los 1.05 p.u”⁷. Teniendo en cuenta la norma anterior, los perfiles de tensión se encuentran dentro de los rangos admisibles por la NTC, como se muestra en el anexo C anteriormente mencionado.

Como se muestra en la Figura 3, se presenta a modo de ejemplo el perfil de tensión en p.u. de las barras para el escenario de 34,5 kV, bajo condiciones de demanda media, generación máxima y generación mínima proyectadas para el año 2027. Los resultados evidencian que los niveles de tensión se mantienen dentro de los rangos permitidos por la NTC 5000. Cabe señalar que los perfiles de tensión correspondientes a los demás escenarios evaluados se encuentran consignados en el Anexo C.

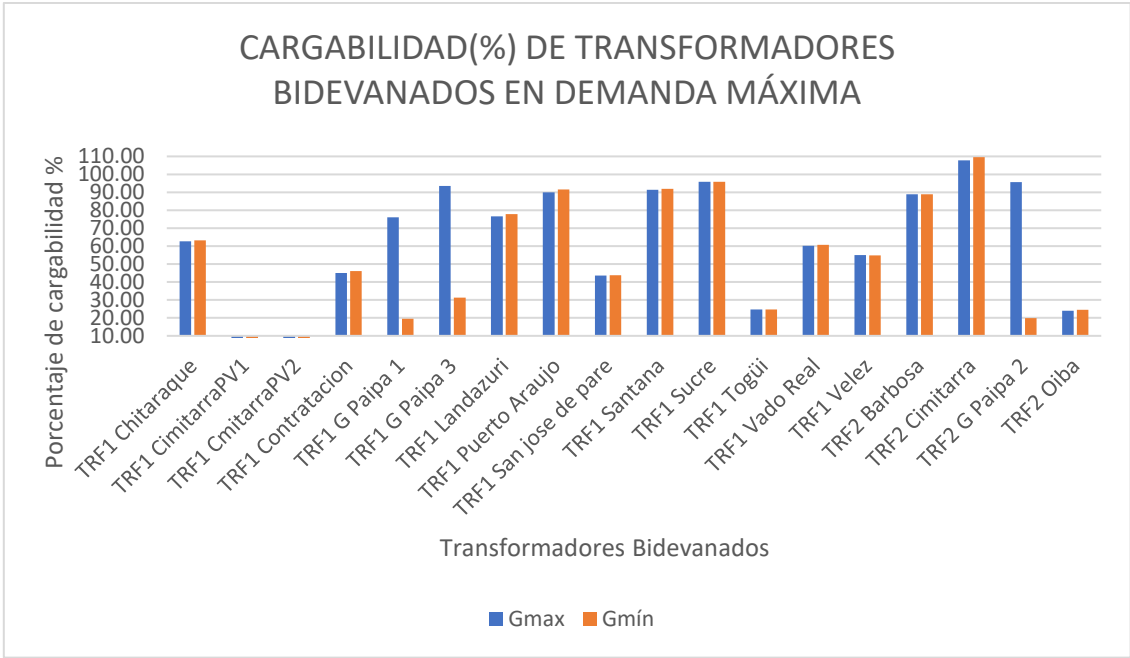
FIGURA 3. Perfiles de tensión de las barras en p.u en demanda máxima en escenario 34,5 kV del año 2027.



⁷ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales (NTC 5000:2013). Bogotá, Colombia: ICONTEC, 2013. Disponible en: <https://tienda.icontec.org/>

Por otra parte, las proyecciones realizadas muestran que algunos equipos del sistema presentan incrementos significativos en sus niveles de cargabilidad. Un caso particularmente relevante es el transformador bidevanado de la subestación Cimitarra, el cual alcanza para el año 2037 una sobrecarga aproximada del 109 %. Este comportamiento se atribuye principalmente al crecimiento de la demanda proyectada considerada en las simulaciones, tal como se evidencia en la Figura 4; en consecuencia, la condición de sobrecarga se presenta tanto en el escenario base, sin la incorporación de la nueva subestación, como en el escenario que contempla su conexión.

FIGURA 4. Porcentaje de cargabilidad de transformadores bidevanados para el escenario 34,5 kV del año 2037.



Este resultado evidencia la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de la subestación para reducir riesgos operativos en el mediano y largo plazo. Asimismo, en escenarios de demanda media y máxima, el transformador mantiene altos niveles de cargabilidad, lo que indica que, independientemente de la condición operativa de la subestación, es pertinente evaluar el refuerzo o reemplazo del equipo existente. Los demás casos correspondientes a cada alternativa analizada se presentan en el Anexo C.

2.9 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

El análisis de cortocircuito se realizó con el propósito de comparar las corrientes de falla obtenidas en las simulaciones con los niveles de cortocircuito admisibles en las subestaciones del sistema, las corrientes de cortocircuito se encuentran establecidos por la UPME⁶. Este procedimiento es fundamental, ya que, si alguna corriente simulada supera la capacidad nominal de los equipos de la subestación, la alternativa evaluada debe descartarse por representar un riesgo operativo para el Sistema de Potencia. Además, los valores de corriente de cortocircuito constituyen insumos clave para el diseño del sistema de puesta a tierra, el cual se desarrollará en una etapa posterior, una vez definida la alternativa de conexión más adecuada.

El análisis de cortocircuito considera tanto fallas trifásicas como fallas monofásicas a tierra, con el fin de identificar los escenarios más críticos para el sistema. Las fallas trifásicas representan, en general, las condiciones más severas, debido a que la impedancia equivalente vista desde el punto de falla es mínima, lo que incrementa significativamente la magnitud de la corriente de cortocircuito.⁸

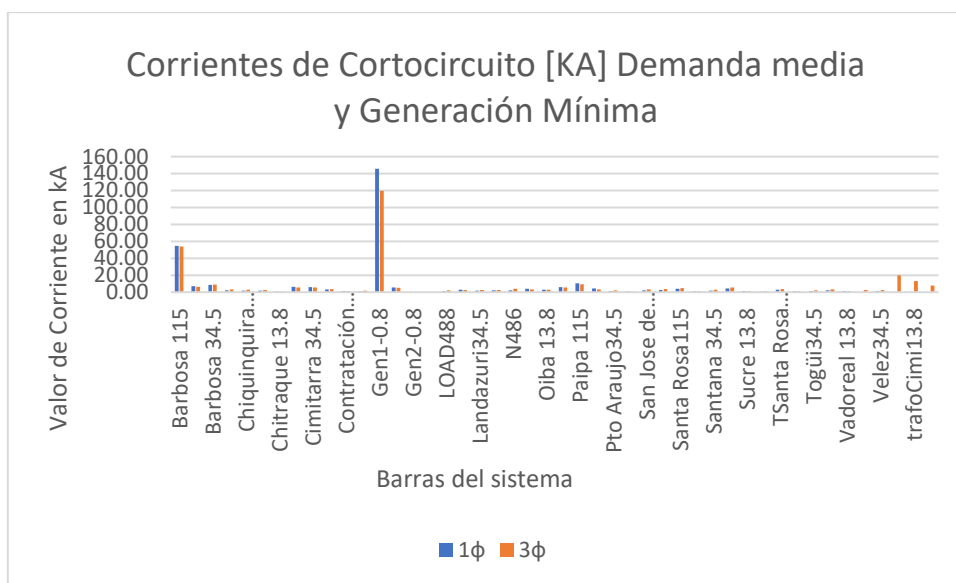
Por su parte, las fallas monofásicas a tierra, al corresponder a condiciones desbalanceadas, dependen en gran medida de la impedancia de secuencia cero, la cual está determinada por la configuración del sistema y su esquema de puesta a tierra. En sistemas sólidamente aterrizados, la baja impedancia del camino de retorno a través de tierra puede dar lugar a corrientes monofásicas elevadas, comparables a las asociadas a fallas trifásicas.⁹

⁸ GLOVER, J. Duncan; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J. Power system analysis and design. 6. ed. Stamford: Cengage Learning, 2016.

⁹ INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 141™-1993 (Red Book): IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants. New York: IEEE, 1994

Una vez definidos los tipos de falla a analizar, se adoptó el método de cálculo de corrientes de cortocircuito establecido en la norma IEC 60909¹⁰, en concordancia con lo dispuesto en la IEC 61936-1¹¹, normativa aplicable al diseño de instalaciones eléctricas de potencia con tensiones nominales superiores a 1 kV, la cual establece de manera obligatoria el uso de la IEC 60909 como referencia para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Con base en la metodología descrita, se realizaron las simulaciones de cortocircuito en el software DlgSILENT PowerFactory, cuyos resultados se ilustran a modo de ejemplo en la Figura 5. Los resultados correspondientes a los demás escenarios analizados se presentan de forma detallada en el Anexo D.

FIGURA 5. Corrientes de Cortocircuito para 34,5 kV del año 2032.



Del análisis de los resultados se identificó que en la barra denominada Gen1-0.8 se presentan corrientes de cortocircuito significativamente elevadas. Este comportamiento

¹⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 61936-1: Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules. Geneva: IEC, 2018.

¹¹ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 60909-0: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents. Geneva: IEC, 2016.

se debe a que dicha barra corresponde al punto de conexión entre el transformador elevador y el parque solar, donde el aporte de corriente de falla está dominado principalmente por el transformador. En el modelo implementado, el sistema interpreta la existencia de dos transformadores en paralelo conectados a una misma barra de baja tensión, lo que incrementa el nivel de cortocircuito calculado, según las características del transformador. No obstante, en la configuración real cada transformador dispone de dos barras de baja tensión independiente en el lado de baja tensión, por lo que físicamente no operan en paralelo; sin embargo, desde el punto de vista del sistema de potencia y del modelo de simulación, esta disposición es equivalente a transformadores conectados en paralelo sobre una misma barra, lo cual explica los valores elevados de corriente obtenidos.

Con base en los resultados obtenidos, se concluye que ninguna de las alternativas de conexión propuestas genera impactos negativos sobre la operación del sistema desde el punto de vista de cortocircuito, manteniéndose los perfiles de tensión dentro de los rangos normativos y una cargabilidad adecuada en la mayoría de los equipos. La única excepción es el transformador bidevanado de la subestación Cimitarra, que presenta sobrecarga debido al crecimiento proyectado de la demanda, situación que deberá ser atendida por el operador de red mediante su sustitución o modernización. Adicionalmente, las corrientes de cortocircuito no superan los límites establecidos por la UPME para las subestaciones analizadas; la corriente elevada en la barra Barbosa se debe únicamente a su modelación como barra Slack y no refleja una condición operativa real.

2.10 PERDIDAS DEL SISTEMA

Para evaluar el desempeño energético del sistema propuesto, es necesario analizar las pérdidas totales de potencia en la red. Este parámetro constituye un indicador fundamental de la eficiencia del diseño, ya que permite identificar cuánta energía se disipa en los elementos del sistema durante la operación. A través del módulo de flujo de

carga de DigSILENT PowerFactory, es posible cuantificar las pérdidas activas y reactivas del sistema, información que resulta clave para comparar alternativas. A modo de ejemplo, en la Tabla 1 y Tabla 2 se presenta el caso correspondiente al nivel de 34,5 kV y 115 kV para el año 2037, mientras que la información detallada de las pérdidas técnicas para cada nivel de tensión, considerando sus distintos escenarios y proyecciones, se encuentra consignada en el Anexo C.

Tabla 1. Pérdidas totales del sistema para 34.5 kV del 2037.

Pérdidas Totales											
Dmax				Dmed				Dmin			
Gmax		Gmin		Gmax		Gmin		Gmax		Gmin	
[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
10.29	38.55	2.57	-3.03	10.45	39.19	2	-5.59	11.41	41.67	1.16	-9.1

Tabla 2. Pérdidas totales del sistema para 115 kV del 2037.

Pérdidas Totales											
Dmax				Dmed				Dmin			
Gmax		Gmin		Gmax		Gmin		Gmax		Gmin	
[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
10.30	38.62	2.54	-3.16	10.42	38.53	11.38	40.76	11.38	40.76	1.16	-8.99

Las pérdidas totales del sistema muestran un comportamiento similar en ambas alternativas, aunque el escenario de 115 kV presenta valores ligeramente superiores a los de 34,5 kV, lo cual es coherente con los cambios en la distribución de corrientes y las pérdidas asociadas al incremento del nivel de tensión. Adicionalmente, la presencia de valores positivos de potencia reactiva en el balance de pérdidas se explica por el equivalente de red implementado en DigSILENT, el cual actúa como una fuente flexible que ajusta la inyección o absorción de potencia reactiva para mantener el equilibrio del sistema y los perfiles de tensión. En escenarios donde existe una mayor demanda de compensación, el equivalente de red tiende a inyectar potencia reactiva, lo que se refleja

en valores positivos o negativos según la convención de signos utilizada en el software, manteniendo en equilibrio al sistema.¹²

2.11 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN

Para definir el nivel de tensión de conexión de la subestación propuesta, se realizó un análisis comparativo entre las alternativas de 34,5 kV y 115 kV, descartándose desde la etapa inicial la opción a 13,8 kV debido a la insuficiente capacidad del transformador existente. El análisis se fundamentó en criterios técnicos, operativos y económicos, evaluados mediante una escala cuantitativa de 1 a 5, donde 1 representa una condición no viable y 5 una condición óptima, asignando además ponderaciones según el impacto de cada criterio en la viabilidad del proyecto, con el fin de garantizar una evaluación objetiva.

Los resultados obtenidos, presentados en la Tabla 3, evidencian que la alternativa de conexión a 34,5 kV alcanza el mayor puntaje ponderado y presenta las condiciones más favorables para el desarrollo del proyecto. Aunque la alternativa a 115 kV cumple con los criterios eléctricos fundamentales, su evaluación se ve penalizada principalmente por la falta de disponibilidad física de conexión en la subestación Cimitarra, situación documentada en el Anexo E, así como por los mayores costos y la complejidad constructiva inherente a este nivel de tensión.

Tabla 3. Evaluación cuantitativa y cualitativa para las alternativas de conexión a 34,5 kV y 115 kV.

Criterio	Peso (%)	115 kV	Puntaje ponderado	34,5 kV	Puntaje ponderado
Nivel de cortocircuito	10	Cumple	5	Cumple	5
Cargabilidad de los equipos	10	Cumple	5	Cumple	5
Perfiles de tensión en barras	10	Cumple	5	Cumple	5

¹² ELECTRISIM. Load flow (power flow). [En línea]. s. l.: Electrisim, s. f. Disponible en: <https://electrisim.com/load-flow-power-flow>

Disponibilidad física de conexión	15	No Cumple	1	Cumple	5
Adecuación del nivel de tensión a la potencia del proyecto (10MW)	10	Sobredimensionado	2	Adecuado	5
Complejidad constructiva	15	Alto	2	Moderado	4
Costo regulatorio estimado (CREG 015 de 2018)	20	Alto	2	Moderado	4
Integración con infraestructura existente	10	Limitada	2	Favorable	4
Puntaje total ponderado	100		24		37

En el caso de la conexión a 115 kV, la implementación del proyecto implica un incremento significativo en las dimensiones de la subestación, mayores distancias de seguridad y aislamiento, así como el uso de equipos de alta tensión de mayor costo y complejidad. Adicionalmente, este nivel de tensión exige mayores secciones de conductor, sistemas de puesta a tierra más exigentes y el cumplimiento de una normativa más rigurosa propia del Sistema de Transmisión Regional, lo que conlleva modificaciones sustanciales en el diseño integral de la subestación.

Por el contrario, la alternativa de conexión a 34,5 kV permite un diseño más compacto, con menores requerimientos de espacio, costos moderados y exigencias normativas acordes con la potencia del proyecto, facilitando su integración con la infraestructura existente. En consecuencia, esta alternativa presenta el mejor desempeño global dentro del proceso de selección y se adopta como la opción técnicamente viable y económicamente eficiente para la conexión de la subestación propuesta al Sistema Interconectado Nacional.

2.12 CRITERIOS DE DISEÑO

Los criterios de diseño forman el punto de partida para el desarrollo de la subestación elevadora, estableciendo bases que orientan el desarrollo del proyecto. Su propósito es definir desde el inicio las condiciones bajo las cuales se seleccionarán los equipos, las configuraciones, los niveles de tensión y demás elementos esenciales, garantizando que el diseño final cumpla con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en las

normativas vigentes aplicables a su desarrollo. A continuación, se presentan en detalle los criterios de diseño adoptados y la justificación correspondiente para cada uno de ellos.

2.12.1 Nivel de tensión. El nivel de tensión es un parámetro fundamental, ya que determina la forma en que la subestación se conectará al Sistema Interconectado Nacional (SIN), condicionando a su vez aspectos como los requisitos de aislamiento y las distancias mínimas de seguridad. Además, este valor influye directamente en la viabilidad técnica del proyecto y en sus costos asociados a 34,5 kV, por lo que debe definirse desde las etapas iniciales del diseño. Tal como se evidenció previamente, se realizó un estudio del sistema de potencia y, junto con otros criterios de ingeniería, se seleccionó el nivel de tensión que mejor se ajustaba a las condiciones y necesidades de la subestación.

2.12.2 Configuración de las barras de la subestación. La configuración de barras define la forma de interconexión de los circuitos y tiene un impacto directo en la confiabilidad, la continuidad del servicio, la flexibilidad operativa y los costos asociados a la subestación. Su selección debe ser coherente con la función de la instalación y el nivel de criticidad del punto de conexión dentro del sistema eléctrico.

De acuerdo con la norma IEC 61936-1¹³, la configuración de barras debe adecuarse al propósito de la subestación, siendo admisibles esquemas simples cuando no se requieren altos niveles de redundancia. En este contexto, se selecciona una configuración de barra sencilla, la cual satisface los requerimientos de confiabilidad y disponibilidad del proyecto, facilita la operación y el mantenimiento, y reduce el número de equipos primarios, el espacio requerido y los costos de inversión. Dado que la subestación corresponde a la conexión de un parque fotovoltaico, con flujos de potencia unidireccionales y sin carácter crítico para la operación del Sistema Interconectado Nacional, esta configuración resulta técnicamente adecuada y económicamente eficiente.

¹³ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules. IEC 61936-1. Geneva: IEC, 2010.

2.12.3 Tipo de tecnología de aislamiento. Este criterio de diseño determina la forma en que se dispondrán los equipos, el espacio requerido, los niveles de confiabilidad y los costos asociados a la obra. La elección entre una solución AIS o GIS influye directamente en la operación, el mantenimiento, la seguridad y la capacidad de la subestación para adaptarse a las condiciones del sitio. La tecnología AIS (Air-Insulated Substation) utiliza el aire como medio de aislamiento, lo que exige mayor espacio físico, equipos expuestos y una infraestructura generalmente más económica y sencilla de mantener. En contraste, la tecnología GIS (Gas-Insulated Substation) emplea gas SF₆ como aislante, permitiendo instalaciones más compactas, con mayor confiabilidad, menor sensibilidad a factores ambientales y mayor seguridad operativa, aunque con costos más elevados y mantenimiento especializado.

Se seleccionó la tecnología GIS únicamente para las celdas de 34,5 kV de la subestación debido a que ofrece una solución más compacta, segura y confiable para la maniobra y protección en media tensión. A diferencia de una subestación AIS, que requeriría mayor espacio, equipos dispersos y más infraestructura metálica, las celdas GIS integran interruptores, seccionadores, TC, TP y barras en un módulo aislado en SF₆, reduciendo significativamente el área requerida y los tiempos de instalación, ya que llegan ensambladas y probadas de fábrica.

Dado que el proyecto es de escala compacta y que el resto del sistema (barrajes de 800 V, ducterías y transformador de 5 MVA) no necesita aislamiento en gas, el uso de GIS se concentra solo en donde aporta beneficios reales: la sección de 34,5 kV. Esto permite una subestación más ordenada, confiable y de menor impacto constructivo, con una relación costo–beneficio favorable frente a una solución AIS completamente desarrollada.

2.12.4 Coordinación de aislamiento. La coordinación de aislamiento es esencial porque define los niveles de tensión soportable (Um y sus voltajes normalizados de prueba) que deben adoptarse para fase-tierra, fase-fase y aislamiento longitudinal, asegurando que

los equipos resistan las sobretensiones temporales y transitorias presentes en la instalación y mantengan la seguridad y continuidad del servicio. En la práctica, el nivel de aislamiento se selecciona a partir de la mayor tensión del sistema (en este caso, los escalones 0,8 kV en baja y 34,5 kV en media tensión), y a esa tensión se asocian los valores normalizados de soportabilidad en frecuencia industrial y de impulso (power-frequency and lightning/switching impulse) según las tablas de la IEC 60071-1¹⁴ y sus guías de aplicación en IEC 60664-1¹⁵.

2.12.5 Distancias de seguridad. El criterio relacionado con las distancias de seguridad constituye un aspecto fundamental dentro del diseño de subestaciones, ya que define las separaciones mínimas necesarias para garantizar un aislamiento adecuado y evitar riesgos por acercamiento a partes energizadas. Estas distancias se basan en los principios de coordinación de aislamiento, considerando sobretensiones de origen atmosférico y de maniobra. En la subestación propuesta, con niveles de 0,8 kV y 34,5 kV, la selección del Basic Insulation Level (BIL) se realiza conforme a normas como IEC 60071-1, IEC 60664-1 y RETIE¹⁶, que establecen los valores de impulso soportado y los espacios mínimos entre fase-fase, fase-tierra y fase-estructura. El cumplimiento de estos requisitos asegura la integridad del aislamiento, la protección del personal y la confiabilidad de la operación frente a condiciones normales y eventos de sobrevoltaje.

2.12.6 Apantallamiento contra descargas atmosféricas. El apantallamiento en una subestación es un criterio clave para asegurar la continuidad del servicio y proteger los equipos frente a descargas atmosféricas, reduciendo la probabilidad de impactos directos

¹⁴ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Insulation coordination – Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60071-1). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

¹⁵ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests (IEC 60664-1). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

¹⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá, Colombia: Ministerio de Minas y Energía, s. f. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/retie>

y derivando la corriente hacia el sistema de puesta a tierra. Esto evita daños en transformadores, interruptores, barras y equipos de control, así como riesgos para el personal. Su diseño, basado en métodos geométricos como el ángulo de protección, la esfera rodante o el método electrogeométrico, se realiza conforme a normas como la IEC 62305¹⁷ y la IEEE Std 998¹⁸, que definen zonas de protección y requisitos mínimos. Un apantallamiento adecuado disminuye interrupciones, preserva la integridad de los equipos y mejora la confiabilidad general de la subestación.

2.12.7 Resistencia del suelo. La resistencia eléctrica del suelo es un criterio clave en el diseño de subestaciones porque define la eficacia del sistema de puesta a tierra, responsable de disipar corrientes de falla y descargas atmosféricas de forma segura. Para el desarrollo de este diseño, se ha considerado una resistividad del suelo de 180 Ohmios-m, valor que permite limitar tensiones de paso y contacto, protege al personal y los equipos, y asegura la continuidad operativa. Además, influye directamente en el diseño de la malla de tierra, la necesidad de electrodos adicionales y el uso de mejoradores de resistividad. Su determinación debe cumplir normas como la IEEE Std 80¹⁹, que fija criterios para tensiones seguras y diseño de mallas; y la IEC 61936-1²⁰, que define los requisitos de seguridad y puesta a tierra en instalaciones de alta tensión. Estas normas garantizan un diseño confiable que asegure la correcta disipación de energía y la operación segura de la subestación.

¹⁷ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Protection against lightning (IEC 62305). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

¹⁸ INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations (IEEE Std 998). New York, United States: IEEE, s. f. Disponible en: <https://standards.ieee.org/>

¹⁹ INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). Guide for Safety in AC Substation Grounding (IEEE Std 80). New York, United States: IEEE, s. f. Disponible en: <https://standards.ieee.org/>

²⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules (IEC 61936-1). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

3. DEFINICION DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y CONSTRUCTIVOS DE LA SUBESTACIÓN

3.1 COORDINACION DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento se basa en los criterios establecidos por la norma IEC 60071-1:2019²¹, la cual define los principios para la selección del nivel básico de aislamiento (BIL), parámetro que representa la capacidad de los equipos para soportar sobretensiones de impulso tipo rayo y de maniobra. Este criterio garantiza que el sistema tenga un nivel de aislamiento adecuado frente a descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias.

Para los circuitos de baja tensión, la coordinación de aislamiento se rige por la IEC 60664-1²², la cual emplea el parámetro U_{imp} , equivalente funcional al BIL en sistemas de alta y media tensión. Bajo este marco normativo, en la subestación de 10 MVA que opera a 800 V y 34,5 kV se definen los niveles de aislamiento de la siguiente forma:

En el nivel de 800 V, la tabla F.1 del anexo f de la IEC 60664-1 no presenta un valor específico para esta tensión nominal. Por esta razón se adopta el nivel normalizado inmediatamente superior, 1 kV, y se clasifica la instalación en Categoría de Sobretensión III, correspondiente a equipos fijos conectados a la instalación eléctrica principal. Con esta categoría, el nivel de impulso requerido es $U_{imp} = 8$ kV, valor que se toma como

²¹ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. IEC 60071-1:2019. Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules. Geneva: IEC, 2019.

²² INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. IEC 60664-1. Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests. Geneva: IEC, última edición vigente.

referencia para el diseño de los tableros y equipos de baja tensión. Para el nivel de 34,5 kV, se aplica la IEC 60071-1, utilizando la tabla de niveles normalizados de aislamiento. Como la norma no define un valor específico para 34,5 kV, se selecciona el nivel normalizado superior, 36 kV, al cual le corresponde un BIL de 146 kV. Este valor proporciona un margen adecuado frente a sobretensiones de rayo y maniobra sin sobredimensionar innecesariamente los equipos, manteniendo un equilibrio entre seguridad técnica y costos de inversión.

Con base en los niveles de aislamiento definidos en la presente coordinación, se establece que todos los equipos principales de la subestación incluidos los transformadores de potencia, las celdas, los tableros de baja tensión, los tableros de servicios auxiliares y los dispositivos de protección contra sobretensiones han sido seleccionados de manera que cumplen o superan los valores de BIL y Uimp establecidos. De esta forma, el sistema garantiza una adecuada resistencia frente a sobretensiones de origen atmosférico y de maniobra, asegurando la integridad de los equipos, la continuidad del servicio y la confiabilidad operativa de la subestación.

3.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias de seguridad dentro de la subestación se definen conforme a la resolución 40117 del RETIE, ya que la instalación integra equipos energizados en diferentes niveles de tensión que requieren separaciones mínimas para garantizar condiciones seguras de operación, inspección y mantenimiento.

3.2.1 Distancias en tableros y equipos energizados. De acuerdo con el título 10 de la resolución 40117 del RETIE²³ la distancia mínima de aproximación para equipos que operan a 800 V es de 0,7 m, y para 34,5 kV es de 0,8 m. Para el diseño de esta

²³ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Resolución 40117 de 2024. Libro 3, Título 10: Distancias de seguridad. Bogotá D. C., Colombia.

subestación se adopta un criterio más conservador, estableciendo una distancia mínima de 1,0 m para todos los tableros, celdas GIS y transformadores secos, con el fin de aumentar el margen de seguridad en labores de operación y mantenimiento.

3.2.2 Distancias en servicios auxiliares AC y DC. Para los tableros de servicios auxiliares en 220 Vac, la distancia mínima exigida por el RETIE es de 0,3 m. De manera similar, la Tabla 3.10.5 del RETIE establece que para los sistemas en 120 Vdc, incluyendo tableros y bancos de baterías, la distancia mínima de seguridad es también de 0,3 m. Estas zonas solo pueden ser intervenidas por personal competente y autorizado, equipado con protección contra arco eléctrico, de acuerdo con los límites de aproximación indicados en el libro 3 título 10 del RETIE²⁴.

3.2.3 Distancias entre conductores. El Artículo 3.10.4 del RETIE²⁵, a través de la Tabla 3.10.4.a, define las separaciones mínimas entre conductores según el nivel de tensión. Para circuitos entre 0 y 8,7 kV, como el sistema de 800 V, la distancia mínima es de 0,30 m. Para conductores que operan a 34,5 kV, correspondientes al rango de 8,7 kV a 50 kV, se aplica una separación base de 0,30 m más 1 cm por cada kV por encima de 8,7 kV, lo que resulta en una distancia mínima aproximada de 0,46 m.

3.2.4 Distancias verticales en conductores hacia transformadores. Los conductores que ingresan a los transformadores mediante cárcamos o estructuras elevadas deben cumplir las distancias verticales indicadas en la Tabla 3.22.1.c del RETIE²⁶, la cual exige una separación mínima de 3 m respecto a superficies accesibles o zonas de circulación.

²⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. RETIE. Libro 3, Título 10 – Distancias de seguridad (tablas de límites de aproximación a partes energizadas). Resolución 40117 de 2024. Bogotá D. C., Colombia.

²⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Resolución 40117 de 2024. Libro 3, Título 10. Artículo 3.10.4 – Distancias mínimas entre conductores. República de Colombia, última edición vigente.

²⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Resolución 40117 de 2024. Libro 3, Título 10. Tabla 3.22.1.c – Distancias mínimas verticales de seguridad. República de Colombia, última edición vigente.

En este proyecto, la altura de los transformadores y la disposición de los bornes garantizan una distancia superior a este valor.

3.2.5 Distancias entre transformadores de potencia. En el patio de la subestación se establece una distancia libre mínima de 3 m alrededor de cada transformador, medida horizontalmente desde su carcasa, para permitir operación segura, ventilación y mantenimiento. Adicionalmente, al instalarse dos transformadores de 5 MVA sin muro cortafuego, la separación entre ellos se define conforme a la NFPA 850²⁷, que recomienda una distancia mínima de aproximadamente 7,6 m para reducir el riesgo de propagación de incendios entre unidades.

3.2.6 Distancias para la planta de emergencia. La planta de generación de respaldo se diseña conforme al Título 4 del RETIE²⁸, que exige accesos adecuados, ventilación suficiente y condiciones seguras de operación. De manera complementaria, las normas NFPA 37²⁹ y NFPA 110³⁰ se utilizan como referencia para definir criterios de ventilación, control térmico, protección contra incendios y accesibilidad del equipo.

3.3 DISEÑO DEL LAYOUT DE LA SUBESTACIÓN

El diseño del layout de la subestación constituye una etapa fundamental dentro del desarrollo del proyecto, ya que en ella se definió la organización física de los equipos en el terreno y la manera en que se garantizan las condiciones necesarias para una

²⁷ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and Electric Substations. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

²⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Libro 3, Título 4: Instalaciones de generación. Bogotá D. C., Colombia.

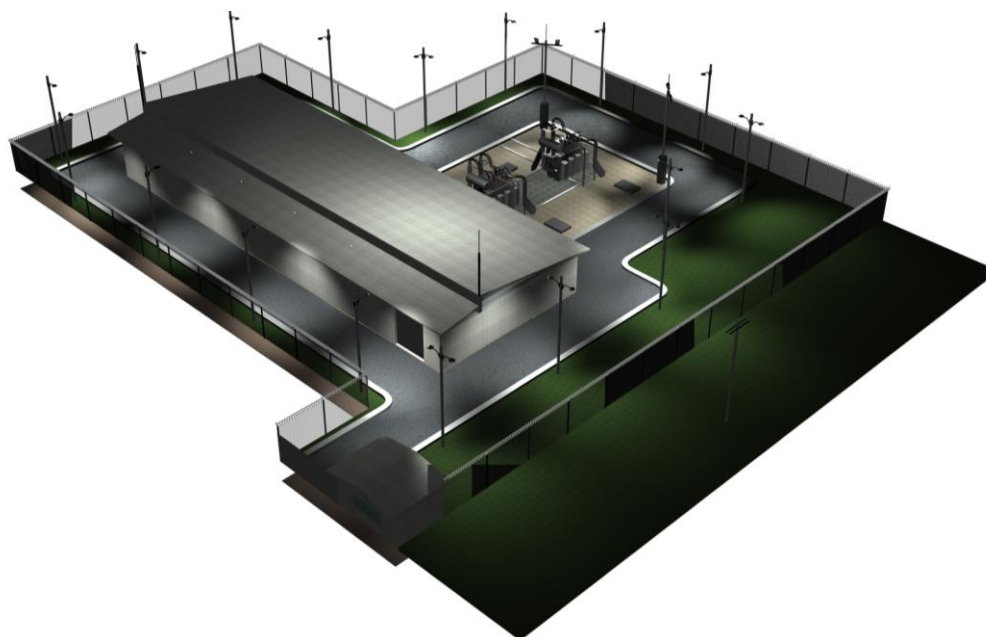
²⁹ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 37: Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

³⁰ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 110: Standard for Emergency and Standby Power Systems. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

operación segura, confiable y adecuada al entorno. Este no solo determina la ubicación de los elementos principales de la subestación, sino que también establece los espacios de circulación, mantenimiento, accesibilidad y protección, aspectos que influyen directamente en la funcionalidad, confiabilidad y vida útil de la instalación.

En esta sección se describe el proceso seguido para la construcción del layout de la subestación elevadora, considerando los criterios técnicos y normativos que orientan el diseño, así como las decisiones prácticas relacionadas con la disposición de los equipos, las distancias de seguridad, el área total del encerramiento, las zonas de operación y los recorridos de cables y ductos. El objetivo en este punto es presentar un diseño claro, ordenado y coherente con las necesidades del proyecto, que facilite la interconexión del parque solar de 10 MVA al sistema eléctrico de transmisión regional en 34,5 kV.

Figura 6. Vista isométrica del modelado de la subestación.



3.3.1 Consideraciones ambientales y geográficas. El diseño del layout se adapta a las condiciones ambientales y geográficas del sitio del proyecto, ubicado en el municipio de Cimitarra, Santander las cuales ya están soportadas en la sección 2 de los estudios preliminares. Entre los factores considerados se encuentran la temperatura ambiente, la humedad, las condiciones climáticas generales, las características del terreno y la topografía del área. Asimismo, se evalúan los riesgos asociados a descargas atmosféricas y la necesidad de implementar canalizaciones subterráneas o protecciones adicionales para los equipos y conductores. Estas condiciones influyen directamente en la selección de los equipos, en las distancias de separación entre ellos, en la disposición general del layout y en la definición de las rutas de ductos y accesos requeridos para una operación y mantenimiento seguros.

3.3.2 Distribución general de la subestación. La subestación está organizada de manera que optimiza el uso del terreno, facilita la operación y mantenimiento, y garantiza la seguridad de los equipos y del personal la Figura 3 muestra cómo se distribuye la subestación por zonas.

Figura 7. Vista superior de la distribución general de la subestación.

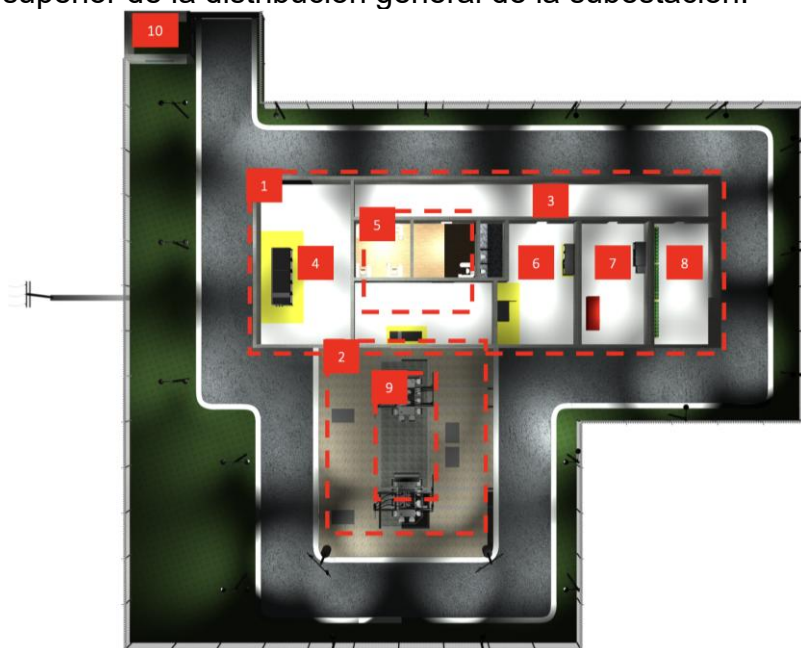


Tabla 4. Dimensiones de la subestación.

Ítem	Área	Dimensiones (m)	Área (m ²)
1	Casa de equipos	40 × 15	600
2	Zona de transformación	15 × 19	285
3	Pasillo	32 × 2	64
4	Zona de celdas	15 × 8	120
5	Zona de tableros 800 + oficinas y baños	12 × 5 + 13 × 5 = 25 × 5	125
6	Cuarto transformador seco + tableros + rack comunicaciones	7 × 10	70
7	Grupo electrógeno + tableros + cargador	10 × 5	50
8	Cuarto de baterías	11 × 5	55
9	Zona trampa de aceite	15 × 4,5	67,5
10	Portería	6 × 3,8	22,8

- **Casa de equipos.** Es la estructura principal, ubicada estratégicamente para centralizar los equipos críticos y permitir un acceso desde las diferentes zonas de la subestación como lo establece RETIE³¹ y se muestra en el Anexo G (Vista isométrica.pdf).
- **Zona de transformación.** Ubicada en un espacio abierto, esta zona alberga los transformadores identificados en el Anexo I (Transformador.pdf) y se complementa la trampa de aceite y la zona de contención de piedras. Su localización asegura ventilación adecuada, acceso para mantenimiento y separación suficiente de otras áreas para cumplir con la norma NFPA 850³² de seguridad eléctrica.

³¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Libro 3, Capítulo de Subestaciones Eléctricas. Bogotá D. C., Colombia.

³² NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and Electric Substations. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

- **Zona de celdas.** Esta área está próxima a los transformadores, lo que permite una conexión directa entre los equipos de media tensión identificados en el Anexo I (Celdas.pdf). Su disposición facilita maniobras evitando interferencias con las vías de tránsito y otras instalaciones.
- **Zona de tableros y oficinas.** En base al Anexo G (Oficinas+baños.pdf). Agrupa los tableros de control identificados en el Anexo I (Tablero control.pdf, Tablero de baja tensión.pdf, Tablero de medida.pdf) con las oficinas y baños, centralizando las funciones de supervisión y operación. Esta organización permite que el personal tenga acceso inmediato a los sistemas de control sin interferir con las operaciones de maniobra o el tránsito de vehículos dentro de la subestación.
- **Cuartos de equipos especializados.** Comprenden el transformador (Trafo seco.pdf), los tableros auxiliares (Tablero SADC.pdf y Tablero SAAC.pdf), el rack de comunicaciones (rack de comunicaciones.pdf), el grupo electrógeno (Planta de emergencia.pdf) y el cuarto de baterías (baterias.pdf), todos referenciados en el Anexo I. Se ubican en áreas accesibles, pero separadas de la zona de maniobra de los transformadores. La norma NFPA 855³³ se utilizan como referencia para definir criterios de ventilación, control térmico, protección contra incendios y accesibilidad de los equipos de estos cuartos.
- **Pasillos y vías de tránsito.** Los pasillos conectan las distintas áreas y facilitan la circulación del personal y vehículos de mantenimiento. Las vías principales aseguran tránsito seguro alrededor de los equipos y cumplen la función de zonas de maniobra y evacuación en caso de emergencia.

³³ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 855. Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. Quincy, MA: NFPA.

- **Portería y accesos.** La portería se ubica en la entrada principal del terreno, garantizando control de acceso y seguridad de la subestación. Las puertas y vías están alineadas para permitir la entrada y salida sin interferir con las operaciones internas.
- **Iluminación de la subestación.** La iluminación interior garantiza visibilidad segura en oficinas, tableros y cuartos de equipos como lo muestra el Anexo G (Vista superior equipos.pdf). facilitando maniobras y mantenimiento. La iluminación exterior cubre vías, accesos y zonas abiertas, asegurando tránsito seguro³⁴, vigilancia y operación nocturna.

3.3.3 Distribución física de los equipos. La organización física de los equipos busca asegurar un recorrido lógico, seguro y eficiente de la energía desde los inversores del parque fotovoltaico hasta el punto de conexión con el Sistema Interconectado Nacional en 34,5 kV. Para ello, la subestación se divide en zonas funcionales definidas en la distribución general de la subestación, donde cada equipo cumple un rol específico dentro de la cadena de transformación, protección, control y medición.

3.3.3.1 Zona de transformación. La zona de transformación se encuentra en la parte exterior de la casa de control y potencia y se compone de:

- **Transformadores de potencia.** La subestación cuenta con dos transformadores de potencia idénticos, cada uno con una potencia nominal de 5 MVA, destinados a elevar el nivel de tensión desde 0,8 kV (salida de inversores fotovoltaicos) hasta 34,5 kV, para su interconexión con el sistema de distribución regional. Se disponen con una separación mínima de 6 metros entre equipos, en virtud de esta separación y de la

³⁴MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Libro 3, Título 4: Medidas de seguridad y protección de las personas. Bogotá D. C., Colombia.

implementación del sistema de drenaje y contención de aceite, el diseño no contempla la instalación de muros cortafuego³⁵, manteniendo condiciones adecuadas de seguridad operativa y protección ambiental para la subestación.

Tabla 5. Parámetros técnicos de los transformadores de potencia.

Parámetro	Valor
Tipo de transformador	Transformador elevador de potencia
Potencia nominal	5 MVA
Número de unidades	2
Tensión primaria (BT)	0,8 kV
Tensión secundaria (MT)	34,5 kV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de enfriamiento	ONAN
Servicio	Continuo
Conexión típica	Δ / Yg (según diseño del fabricante)
Nivel de aislamiento MT	Conforme IEC 60076 / IEC 60071
Norma de fabricación	IEC 60076

Los transformadores son instalados sobre rieles metálicos embebidos y anclados a la fundación de concreto, con el fin de facilitar las maniobras de montaje, alineación y eventual retiro del equipo. Los rieles se disponen sobre la fundación, manteniendo continuidad estructural sobre el área del foso común, sin obstruir el drenaje de aceite y aguas lluvias.

- **Sistema de Drenaje.** Sobre la losa y alrededor del área de los transformadores se dispone una capa de grava, para ayudar con el drenaje y la mitigación de incendios.

Tabla 6. Características del sistema de drenaje.

Tipo	grava triturada limpia.
Granulometría	20 a 50 mm.
Espesor mínimo	150 mm.
Material	Material libre de finos y material orgánico.

³⁵ NFPA 221: Standard for High Challenge Fire Walls, Fire Walls, and Fire Barrier Walls. Quincy (MA, EE. UU.): National Fire Protection Association, 2024. Cap. 3 (Definiciones) y Cap. 6 (Fire Walls).

Resistividad	Alta resistividad eléctrica.
--------------	------------------------------

- **Foso de captación de aceite.** El sistema de drenaje y foso de aceite se diseñó conforme al RETIE³⁶, que exigen cubetas o fosos con capacidad suficiente para contener el volumen total de aceite de los transformadores y su evacuación hacia sistemas de separación y drenaje.
- **Volumen de aceite a contener.** De acuerdo con la ficha técnica del transformador, cada unidad contiene un volumen aproximado de aceite dieléctrico $V_1 = 5730 L \pm 10\%$.

Tomando el caso más crítico:

$$V_t = 2 \times 6303L = 12606 L$$

El foso se diseña para contener: El 100 % del volumen de aceite del transformador de mayor capacidad, más un margen de seguridad adicional del 10–20 %³⁷.

Como ambos transformadores son iguales y el foso es común, se adopta el criterio conservador de contención del volumen completo de un transformador, considerando que un evento catastrófico simultáneo en ambos es altamente improbable.

- **Dimensiones del foso.** El foso se modela como un volumen prismático rectangular, cuya capacidad se calcula como:

$$V_f = 14400 L$$

Donde:

³⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Artículo 23.1 literal v – Requisitos generales de subestaciones para evitar peligros de incendio por derrame de aceite de transformadores, Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2024.

³⁷ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and Substations. Quincy (MA): NFPA, última edición vigente. Capítulo 7, Sección 7.7, Oil Spill Control and Drainage.

L: longitud del foso 4,0 m

A: ancho del foso 2,0 m

H: profundidad útil 1,8 m

Comparando el volumen del foso con el volumen máximo de aceite de ambos transformadores:

$$\frac{V_f}{V_t} = 1.14\%$$

Esto indica que el foso tiene una capacidad equivalente al 114% del volumen máximo total de aceite de los dos transformadores.

3.3.3.2 Zona de media tensión – 34,5 kV. El sistema de media tensión se encuentra conformado por un barraje principal, desde el cual se derivan las bahías de transformación, línea y reserva.

- **Celdas GIS de 34,5 kV.** En el Anexo G (Celdas 34,5.pdf) se puede observar físicamente el equipo. El siguiente cuadro explica todas las características internas de las celdas.

Tabla 7. Características de las celdas.

Componente	Descripción / Función	Ubicación dentro de la celda GIS
Envolvente metálica	Carcasa sellada que contiene los elementos energizados y garantiza protección mecánica y eléctrica	Estructura principal de la celda
Gas aislante (SF ₆ o equivalente)	Aislamiento eléctrico interno y reducción de distancias entre fases	Interior de la envolvente
Barras encapsuladas	Interconexión eléctrica entre celdas (barra simple o doble)	Compartimiento de barras
Interruptor de potencia	Apertura y cierre del circuito en condiciones normales y de falla	Compartimiento del interruptor
Seccionador de línea	Aislamiento del circuito para mantenimiento (sin carga)	Integrado al módulo de maniobra
Seccionador de puesta a tierra	Conexión del circuito a tierra para trabajos seguros	Compartimiento de maniobra
Transformadores de corriente (TC)	Medición de corriente para protección y medición	Integrados en el módulo GIS

Transformadores de potencial (TP)	Medición de tensión para protección, medición y SCADA	Módulo de medición
Compartimiento de control y protección	Aloja relés de protección, bornes y equipos de control	Parte frontal o lateral de la celda
Entradas de cables MT	Conexión de cables de 34,5 kV provenientes de transformadores o líneas	Parte inferior o posterior
Sistemas de enclavamiento	Evitan maniobras incorrectas y garantizan operación segura	Integrados en mecanismos
Sistema de supervisión del gas	Monitoreo de presión/densidad del gas aislante	Compartimiento de gas

Fuente: GHA. Gas-insulated switchgear up to 40.5 kV — Single and Double busbar — IEC | ANSI | RAIL — Medium Voltage Distribution. Schneider Electric. Consultado en: schneider-electric.com.

- **3.3.3.3 Zona de Baja tensión – 800V.** Esta subestación incorpora 4 tableros de protección y distribución en baja tensión a 800 V (TC1-1, TC1-2, TC2-1 Y TC2-2), como se puede ver en el Anexo G (Tableros 800.pdf). destinados a concentrar las salidas de los inversores del parque fotovoltaico y transferir la energía hacia los transformadores. Estos tableros constituyen puntos de protección, seccionamiento y organización del sistema de baja tensión.

Cada inversor dispone de protección individual, permitiendo el aislamiento selectivo para operación y mantenimiento. La protección general del sistema se realiza mediante un interruptor principal ubicado aguas abajo del barraje.

El tablero incorpora barraje de neutro y barraje de puesta a tierra, asegurando la correcta referencia del sistema y la equipotencialidad de las masas. Adicionalmente, el sistema integra un dispositivo de protección contra sobretensiones, conectado directamente al barraje de 800 V. Este se ubica próximo a los transformadores, con el fin de minimizar recorridos, reducir pérdidas y facilitar la operación y el mantenimiento.

- 3.3.3.4 Zona de servicios auxiliares en corriente alterna.** La zona de servicios auxiliares concentra los equipos destinados a garantizar la operación continua y segura de la subestación, como se puede ver en Anexo G (Cargador+tablerosAUX+SCADA.pdf). Independientemente del estado del sistema principal. En esta área se ubican el transformador seco de servicios auxiliares en corriente alterna, los tableros de distribución en AC y DC, el cargador identificado en el Anexo I (cargador de baterías.pdf) y banco de baterías, así como los equipos de control, protección, comunicaciones y SCADA. Su disposición dentro de la casa de control permite recorridos cortos de cableado, adecuada ventilación, fácil acceso para operación y mantenimiento.

Tabla 8. Cargas derivadas de los servicios auxiliares de corriente alterna.

Circuito / Carga	Función dentro de la subestación	Observaciones técnicas
Alumbrado interior	Iluminación de caseta de control, cuartos eléctricos y pasillos	Requerido para operación y mantenimiento
Alumbrado exterior	Iluminación de patio, transformadores y accesos	Respaldado por grupo electrógeno
Tomas de servicio	Alimentación de herramientas y equipos portátiles	Circuitos independientes
Extractores y ventilación	Ventilación de caseta y cuartos eléctricos	Evita sobre calentamiento de equipos
Sala de control	Alimentación de consolas y puestos de operación	Respaldada por grupo electrógeno
Rack de comunicaciones	Switches, routers, equipos de enlace	Interactúa con SCADA y telecontrol
Tablero de control y protección	Relés, IEDs, HMI, SAS	Alimenta equipos que protegen la subestación
Cargador de baterías	Alimenta el sistema DC de 120 V	Fuente principal del sistema DC
Aire acondicionado – Unidades (UCE zona potencia)	Climatización de equipos de potencia y tableros	Evita fallas térmicas
Aire acondicionado – Unidad control	Climatización de sala de control y SCADA	Requerido para operación continua
Pre calentador de transformador	Mantiene temperatura del aceite y devanados	Evita condensación y envejecimiento del aislamiento
Grupo electrógeno (sistemas auxiliares)	Cargador de batería, calentador y control del generador	Garantiza disponibilidad del generador
Tablero de la garita	Iluminación, tomas y control de acceso	Seguridad física y operativa

- **Transformador de servicios auxiliares.** El transformador de servicios auxiliares en corriente alterna de la subestación se alimenta desde la celda S1H4 de 34,5 kV, dedicada exclusivamente al suministro de cargas internas de la planta como se puede ver en Anexo G (Trafo Aux.pdf) . Desde esta celda se energiza el transformador de servicios auxiliares.

Tabla 9. Características técnicas del transformador de servicios auxiliares.

Parámetro	Descripción
Tipo	Transformador seco
Aplicación	Servicios auxiliares de subestación
Nivel de tensión primaria	Proveniente de celda de 34,5 kV o tablero auxiliar
Nivel de tensión secundaria	Baja tensión (típicamente 208/120 V o 480/277 V)
Frecuencia	60 Hz
Tipo de aislamiento	Aislamiento sólido (resina o encapsulado seco)
Enfriamiento	AN (aire natural)
Instalación	Interior de caseta
Conexión a tierra	Carcasa conectada al sistema de puesta a tierra

- **Tablero de transferencia automática.** El secundario del transformador alimenta un tablero de transferencia automática, identificado en el Anexo I (Tablero de transferencia automática.pdf) el cual permite la conmutación entre la fuente normal y la planta de emergencia, garantizando continuidad de servicio ante la pérdida de la red principal. La transferencia se realiza mediante un sistema de interbloqueo automático, evitando la operación simultánea de ambas fuentes.
- **Grupo electrógeno.** La subestación cuenta con un grupo electrógeno diésel de 75 kVA (60 kW), destinado al respaldo automático del sistema de Servicios Auxiliares en Corriente Alterna. Este equipo garantiza la continuidad operativa de la subestación en caso de pérdida de la fuente principal, permitiendo la operación segura de los sistemas esenciales.

3.3.3.4 Zona de servicios auxiliares en corriente directa. La subestación dispone de un sistema de Servicios Auxiliares en Corriente Directa en 120 Vdc, diseñado para garantizar la operación continua de los sistemas de protección, control, señalización y comunicaciones, aun en condiciones de pérdida total de la alimentación en corriente alterna.

- **Cargador–rectificador 120 Vdc.** El cargador de baterías es el encargado de convertir la tensión de 208/120 Vac del sistema de servicios auxiliares en corriente alterna en 120 V DC, para alimentar directamente las cargas de corriente continua y mantener el banco de baterías en régimen de flotación. Opera de forma permanente mientras exista alimentación en alterna y regula la tensión para evitar sobrecarga o descarga profunda de las baterías. Incluye protecciones contra sobrecorriente, sobretensión y falla a tierra.
- **Banco de baterías.** Está compuesto por 60 celdas de 2 V conectadas en serie, formando un sistema de 120 Vdc, con una capacidad de 485 Ah a 10 horas. Este banco almacena energía para suministrar corriente continua cuando falla la alimentación AC o durante maniobras de emergencia.
- **Tablero de distribución DC.** Es el tablero que recibe el bus principal de 120 Vdc desde el cargador y las baterías, y lo distribuye hacia cada uno de los circuitos DC de la subestación. Cada salida cuenta con protección individual, lo que permite aislar fallas sin perder todo el sistema.

Tabla 10. Cargas derivadas de los servicios auxiliares de corriente alterna.

Salida DC	Función
Tablero de medida	Medidores, registradores
Tablero SAS	Automatización IEC-61850
Rack de comunicaciones	Fibra, switches
Circuito celdas 34,5 kV	Bobinas, sensores GIS

Tablero SCADA	RTU, gateways
Control y protección celdas potencia	Relés y lógicas
DPS DC	Protege toda la electrónica

3.3.3.5 Salida de media tensión hacia el sistema de transmisión regional. La salida de 34,5 kV desde las celdas GIS de la subestación se realiza mediante cableado subterráneo, el cual se conduce a través de ductos enterrados desde la caseta de celdas hasta un poste de transición ubicado en el perímetro de la subestación. En este punto se efectúa el cambio de configuración subterránea–aérea, desde donde la línea continua en configuración aérea hasta su interconexión con el Sistema de Transmisión Regional (STR).

3.4 DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar muestra una representación simplificada del sistema eléctrico y tiene como objetivo describir de forma clara el recorrido de la energía dentro de la subestación. En el Anexo H se incluyen los diagramas unifilares que conforman el sistema eléctrico del proyecto. A partir de ellos, el funcionamiento general puede describirse de la siguiente manera:

Figura 8. Convenciones.

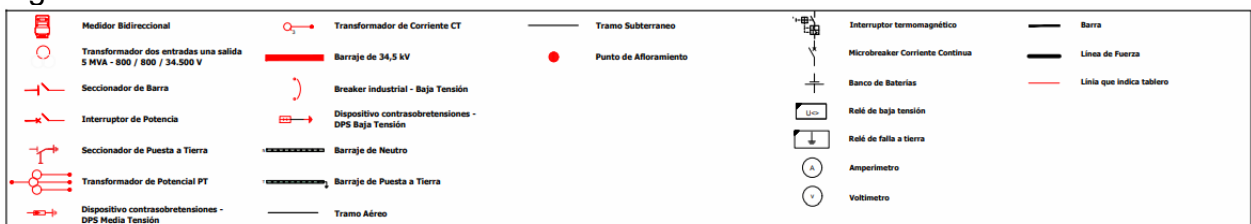


Figura 9. Diagrama unifilar de potencia.

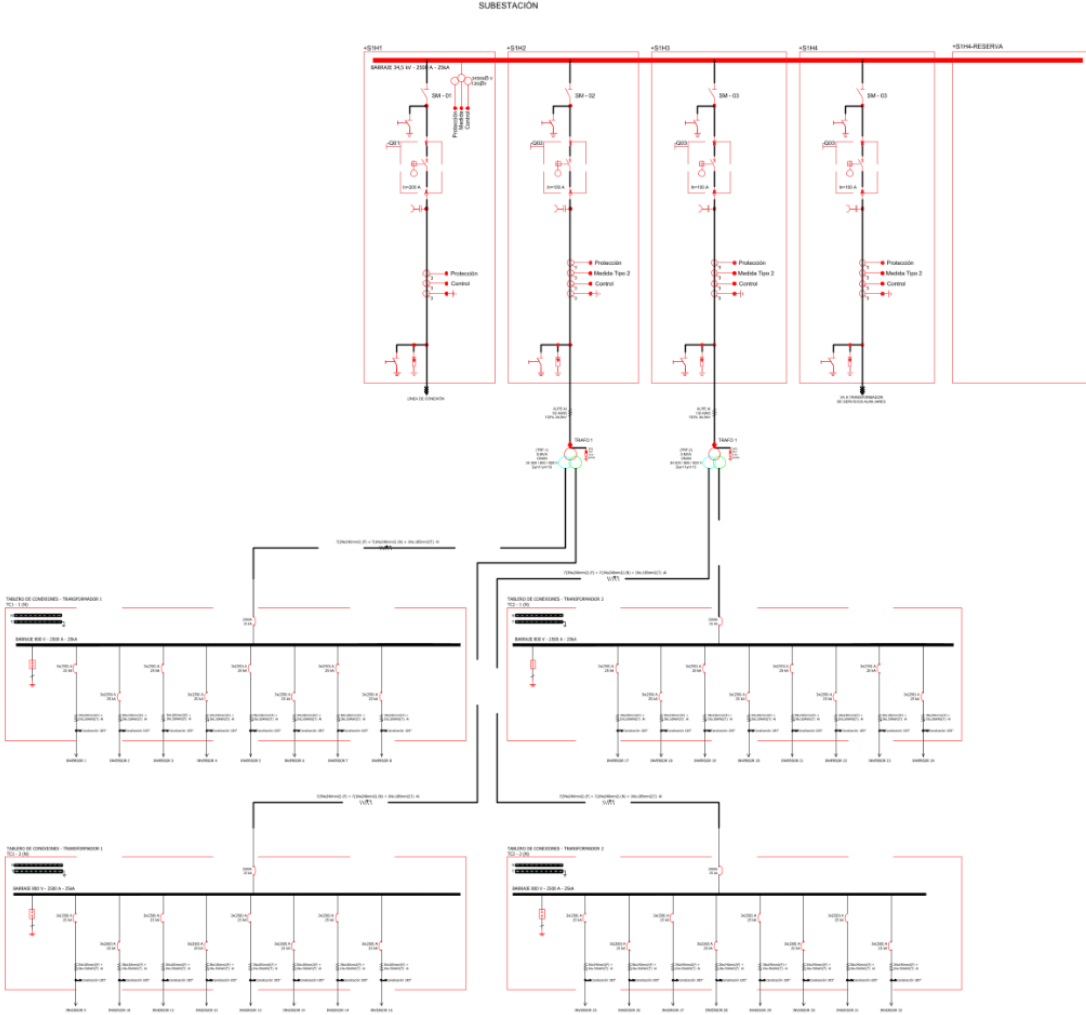


Figura 10. Unifilar SAAC.

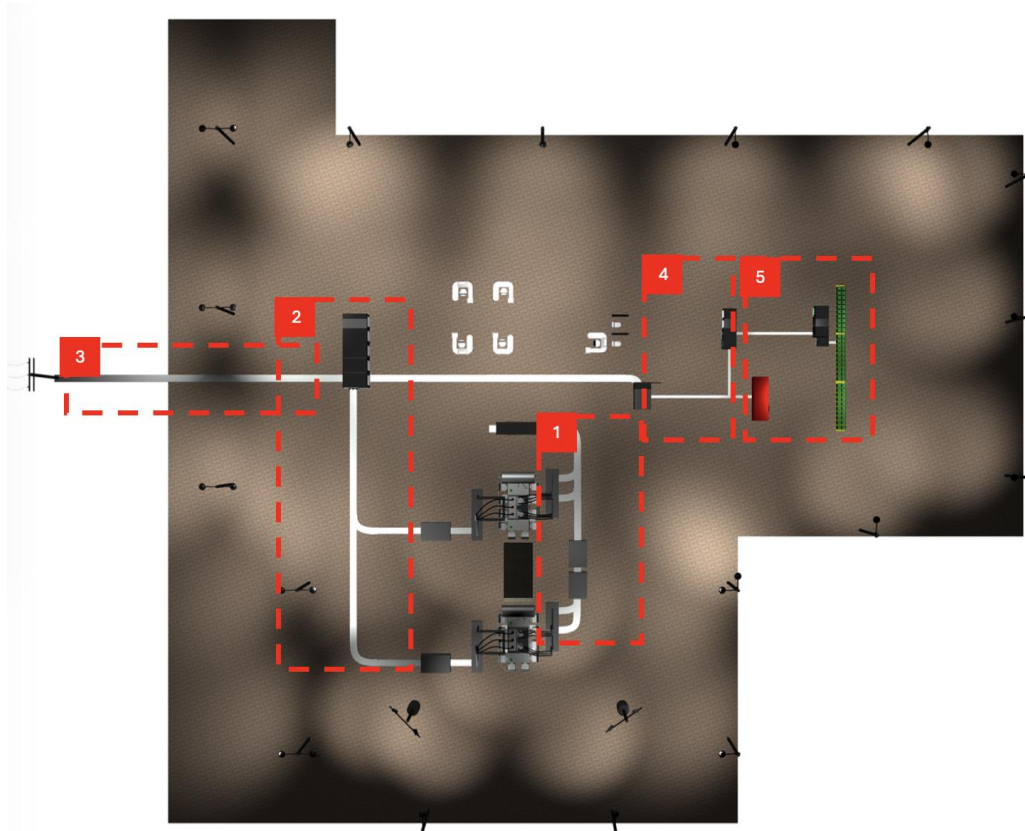
elevadores. Estos transformadores incrementan la tensión a 34,5 kV y alimentan las celdas de media tensión, en las cuales se realizan las funciones de maniobra, protección y medición. Desde estas celdas, la energía se conduce hacia un poste de transición y continúa hasta el sistema eléctrico regional.

- El diagrama también incorpora el sistema de servicios auxiliares, el cual se alimenta desde una de las celdas de 34,5 kV hacia un transformador auxiliar que suministra energía a los tableros internos y al cargador de baterías, garantizando la operación de los sistemas de control, protección, comunicaciones y SCADA, incluso ante una falla del sistema principal.

3.5 DISEÑO DE CANALIZACIONES Y DUCTOS

El sistema de canalizaciones y ductos de la subestación se diseñó con el objetivo de garantizar un tendido ordenado, seguro y funcional de los conductores eléctricos asociados a los sistemas de potencia, control, protección, medición, comunicaciones, SCADA, servicios auxiliares en corriente alterna y continua, y sistema de puesta a tierra, desde los equipos instalados en campo hasta el cuarto de control.

Tabla 1. Distribución de canalizaciones.



3.5.1 Tipos de canalización empleados. Para el proyecto se adopta un sistema mixto de canalización, optimizando el uso del espacio disponible y asegurando el cumplimiento de los criterios técnicos y normativos del RETIE³⁸.

- **Canalizaciones de baja tensión (0,8 kV).** Las canalizaciones de baja tensión, ubicadas en la zona 1, se diseñan mediante bancos de ductos subterráneos conformados por ductos de PVC rígido pesado de 3", dispuestos horizontalmente y con separadores. Estos ductos se instalan a la profundidad mínima con pendiente

³⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Resolución 40117 de 2024 — Libro 2: Requisitos de Diseño de Instalaciones Eléctricas — Sección "Canalizaciones y Ductos para Cables y Conductores Eléctricos". Bogotá D.C., Colombia.

hacia registros para drenaje conforme a la Resolución 90708 de 2013, protección mecánica en concreto en zonas de tránsito y banda de advertencia. Se incorporan registros en cambios de dirección y antes de la caseta, así como ductos de reserva para ampliaciones futuras.

- **Canalizaciones de media tensión (34,5 kV).** Las canalizaciones de media tensión, correspondientes a las zonas 2 y 3, se ejecutan mediante ductos subterráneos dedicados, totalmente independientes de los sistemas de baja tensión y control. Cada circuito se conduce en un ducto exclusivo, con protección mecánica reforzada en zonas críticas y pasamuros sellados al ingresar a edificaciones. La disposición prioriza recorridos cortos entre transformadores y celdas GIS, e incluye registros en tramos largos y cambios de dirección.
- **Canalizaciones de control, protección, medición y SCADA.** En la zona 4, los circuitos de control y comunicaciones se canalizan por ductos subterráneos dedicados y bandejas metálicas interiores, manteniendo una segregación funcional entre protección, control, SCADA y medición. Se utilizan bandejas de acero galvanizado y bajadas en conduit metálico, garantizando protección contra interferencias electromagnéticas, accesibilidad para mantenimiento y correcta identificación de los cables.
- **Canalizaciones de servicios auxiliares AC y DC.** En la zona 5, los servicios auxiliares se canalizan mediante ductos subterráneos y bandejas interiores, manteniendo una separación estricta entre circuitos en AC y DC. Los circuitos en corriente continua cuentan con ductos dedicados hasta los tableros, bandejas segregadas por tipo de servicio y bajadas en conduit metálico, asegurando continuidad operativa y orden en la distribución.
- **Canalizaciones del sistema de puesta a tierra.** El sistema de puesta a tierra se canaliza de forma totalmente independiente de los sistemas de potencia y control,

utilizando conductores de cobre desnudo enterrados o en ductos exclusivos. Se disponen registros para inspección y mantenimiento, garantizando trayectos directos, baja impedancia y una adecuada disipación de corrientes de falla y descargas atmosféricas.

3.5.2 Profundidad de canalizaciones. Las profundidades mínimas de enterramiento adoptadas para las canalizaciones subterráneas de la subestación se definieron conforme a los criterios establecidos en la Resolución 40117 de 2024³⁹, correspondiente a redes e instalaciones subterráneas.

Tabla 12. Profundidad de enterramiento de ductos y canalizaciones.

Nivel de tensión / Sistema	Tipo de canalización	Profundidad mínima adoptada
Baja tensión (0,8 kV)	Banco de ductos subterráneos (PVC Ø 3")	≥ 0,60 m
Media tensión (34,5 kV)	Ductos subterráneos dedicados	≥ 0,90 m
Control y protección	Ductos subterráneos independientes	≥ 0,60 m
Medición y SCADA	Ductos subterráneos dedicados	≥ 0,60 m
Servicios auxiliares AC	Ductos subterráneos	≥ 0,60 m
Servicios auxiliares DC	Ductos subterráneos independientes	≥ 0,60 m
Sistema de puesta a tierra	Conductores enterrados / ductos exclusivos	≥ 0,50 m

Fuente: Elaboración propia a partir de MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Tabla 25.1 – Profundidades mínimas de enterramiento de redes subterráneas. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, vigente (Resolución 40117 de 2024).

³⁹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Tabla 25.1: Profundidades mínimas de enterramiento de redes subterráneas. Bogotá D. C., Colombia.

3.6 INTEGRACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

La subestación elevadora incorpora un sistema de comunicaciones diseñado para permitir la supervisión, el control y la protección de los equipos de potencia, en particular las celdas GIS de 34,5 kV y los transformadores de potencia. El sistema se basa en una red de datos industrial conforme a la IEC 61850⁴⁰, la cual es el estándar utilizado actualmente para la automatización de subestaciones.

El sistema de comunicaciones integra los relés de protección, el sistema SCADA, el sistema de automatización de subestación (SAS) y los equipos de medida, permitiendo que toda la información operativa de la subestación esté disponible tanto localmente en la caseta de control como remotamente en el centro de operación del operador de red.

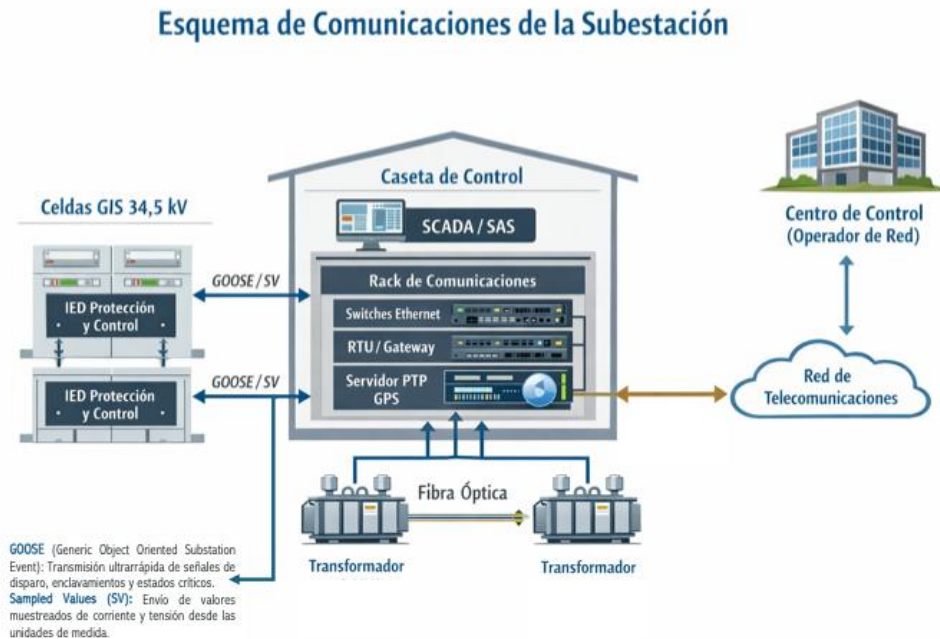
3.6.1 Función dentro de la subestación. El sistema de comunicaciones permite:

- Supervisar en tiempo real el estado de las celdas GIS, interruptores, seccionadores y transformadores.
- Ejecutar órdenes de apertura y cierre desde el SCADA local o desde el centro de control.
- Transmitir mediciones de tensión, corriente, potencia y energía.
- Enviar alarmas y eventos ante fallas o condiciones anormales.

⁴⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 61850. Communication networks and systems for power utility automation. Geneva: IEC, última edición vigente.

3.6.2 Integración con el layout. Desde el punto de vista físico, el sistema de comunicaciones se organiza de la siguiente forma dentro del layout de la subestación:

Figura 8. Esquema de comunicaciones.



Fuente: Elaboración propia a partir de INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 61850. Communication networks and systems for power utility automation. Geneva: IEC, última edición vigente.

- En la zona de celdas GIS de 34,5 kV, cada celda dispone de sus propios IED de protección y control, los cuales se conectan a la red de comunicaciones mediante fibra óptica.
- En la casa de control se ubica el rack de comunicaciones, que aloja los switches Ethernet industriales, la RTU o Gateway y los equipos de sincronización horaria.

- El SCADA local y el sistema SAS se conectan al rack de comunicaciones, permitiendo la operación local y la transmisión de datos al centro de control del operador de red.

Las rutas de comunicación se realizan principalmente por fibra óptica, instalada en ductos subterráneos y bandejas internas, lo que reduce la susceptibilidad a interferencias eléctricas y aumenta la confiabilidad del sistema.

De esta forma, el sistema de comunicaciones garantiza que la subestación pueda operar de manera remota, segura y confiable, cumpliendo los requisitos exigidos por el operador de red para la conexión del parque solar al sistema eléctrico regional.

3.7 REGULACIÓN DE TENSIÓN Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES

La selección de los conductores y el trazado de las canalizaciones se realizó a partir de las distancias reales del layout de la subestación, considerando tanto los recorridos horizontales como las bajadas verticales hacia los equipos. Estas longitudes fueron utilizadas para evaluar la caída de tensión en cada tramo crítico del sistema, asegurando que los valores de regulación se mantuvieran dentro de los límites técnicos establecidos por la CREG 024 de 2005⁴¹.

Tabla 13. Valores admitidos de tensión nominal.

Nivel de tensión	Valor mínimo de tensión	Valor máximo de tensión
Nivel 1	90 % de la tensión nominal	110 % de la tensión nominal
Nivel 2	90 % de la tensión nominal	110 % de la tensión nominal
Nivel 3	90 % de la tensión nominal	110 % de la tensión nominal
Nivel 4	90 % de la tensión nominal	110 % de la tensión nominal
STN – menor 500 kV	90 % de la tensión nominal	110 % de la tensión nominal
STN – \geq 500 kV	90 % de la tensión nominal	de la tensión nominal

⁴¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Límites de desviación estacionaria de tensión. Documento D-032-12 “Calidad de la Potencia”. Bogotá: CREG, 2024.

Fuente: Elaboración propia a partir de COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Límites de desviación estacionaria de tensión. Documento D-032-12 “Calidad de la Potencia”. Bogotá: CREG, 2024.

- **Nivel de baja tensión.** Correspondiente a la conexión entre los tableros de inversores y los transformadores elevadores de 5 MVA, se presentan corrientes del orden de 4.000 A, por lo que se emplean múltiples conductores en paralelo de aluminio de gran sección. Para cada transformador se utilizan siete ternas de conductores de 240 mm² por fase y siete conductores de 240 mm² para el neutro, lo que permite distribuir térmica y eléctricamente la corriente y reducir la impedancia total del circuito. Con estas configuraciones, y para longitudes de hasta 25,7 m, se obtienen valores de regulación comprendidos entre 1,6 % y 3,0 %, lo cual cumple con los criterios de diseño para sistemas industriales y plantas de generación, garantizando una adecuada tensión en bornes del transformador.
- **Nivel de media tensión.** Correspondiente a la conexión entre los transformadores y las celdas GIS, las corrientes son significativamente menores (alrededor de 93 A). Por ello se emplean conductores de aluminio con aislamiento XLPE, calibre 1/0 AWG, adecuados para 35 kV. Para recorridos del orden de 36 a 39 m, la regulación de tensión es prácticamente despreciable (≈ 0 %), lo que asegura una transferencia eficiente de potencia hacia el sistema de celdas y la línea de interconexión.
- **Servicios auxiliares en corriente alterna.** Alimentan la caseta de control, el cargador de baterías y los sistemas auxiliares, se utilizan conductores de cobre en paralelo, 2 \times (3 \times 4/0 AWG) por fase y 2 \times (1 \times 4/0 AWG) para el neutro, lo que permite conducir corrientes de hasta 270 A con una regulación inferior al 0,1 % en los tramos principales entre el transformador auxiliar, el tablero de transferencia automática y el tablero de servicios auxiliares.

- **Servicios auxiliares en corriente continua.** Conectan el cargador de baterías con el banco de baterías y con el tablero de servicios auxiliares en DC, presentan longitudes cortas (menores a 6 m), por lo que su caída de tensión es despreciable y no afecta el desempeño de los sistemas de control, protección, SCADA y comunicaciones.

3.8 SISTEMA DE PUESTA TIERRA

El sistema de puesta a tierra de la subestación tiene como finalidad principal proteger la vida de las personas, asegurar la integridad de los equipos y garantizar la correcta operación del sistema eléctrico, proporcionando un camino de baja impedancia para la disipación de corrientes de falla, descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias. En Colombia, este requisito es de carácter obligatorio según el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, el cual establece en el Título 10 (Puesta a tierra) que todas las subestaciones deben contar con un sistema de puesta a tierra diseñado de manera que las tensiones de paso y de contacto no representen riesgo para las personas. Para el diseño técnico del sistema se adoptan los criterios de la norma IEEE Std 80⁴², la cual es reconocida por el RETIE⁴³ como norma técnica de referencia para el diseño de sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas. Esta norma, titulada Guide for Safety in AC Substation Grounding, desarrolla en su Capítulo 14 los métodos de cálculo para la corriente efectiva de falla, las tensiones de paso y de contacto, y los criterios de seguridad asociados.

⁴² INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 80-2013 (Reaffirmed 2018), Guide for Safety in AC Substation Grounding. New York: IEEE, 2018.

⁴³ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Título 10 – Requisitos de puesta a tierra para instalaciones eléctricas, incluyendo subestaciones. Resolución 40117 de 2024. Bogotá D.C.: República de Colombia, 2024.

Los cálculos asociados al diseño del sistema de puesta a tierra se realizaron mediante una herramienta desarrollada en Microsoft Excel, en la cual se implementaron las ecuaciones establecidas en la IEEE Std 80 (Capítulos 9, 14 y 15), permitiendo evaluar la corriente efectiva, la elevación del potencial de tierra y las tensiones de seguridad.

3.8.1 Corriente de diseño. Para el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra es necesario establecer la corriente máxima de cortocircuito que puede circular por la malla. A partir de la simulación del sistema se obtuvieron los valores de corriente de cortocircuito en los diferentes niveles de tensión: 5,4 kA a 34,5 kV y 145 kA a 800 V. Sin embargo, de acuerdo con la IEEE Std 80, numeral 14.3, la corriente de diseño debe representar la corriente efectiva que realmente se inyecta a tierra desde el transformador.

Por esta razón se adopta el valor de cortocircuito suministrado por el fabricante del transformador, correspondiente a 22,6 kA, ya que este refleja la capacidad real de aporte de corriente del equipo en una condición de falla interna, criterio coherente con la metodología de la IEEE Std 80.

3.8.2 Corriente efectiva de falla. La corriente efectiva que circula por la malla se obtiene aplicando el factor de decremento y el factor de división de corriente, definidos en la IEEE Std 80, numerales 14.6 y 15.7, mediante la siguiente tabla:

Tabla 14. Cálculo de la corriente efectiva de falla.

Parámetro	Valor
Corriente de cortocircuito ($I_{k''}$)	22 600 A
Relación X/R	7,76877
Constante de tiempo (T_a)	0,02061 s
Tiempo de falla (T_f)	0,20 s
Resistencia equivalente del sistema (R)	2,640 Ω
Reactancia equivalente del sistema (X)	0,600 Ω
Factor de división de corriente (S_f)	0,3513
Factor de decremento (D_f)	1,0503
Corriente efectiva de tierra (I_g)	8 337,58 A

Este valor es utilizado como corriente de diseño para la evaluación de las tensiones de seguridad.

3.8.3 Caracterización del suelo. La resistividad del suelo y de la capa superficial se estableció de forma conservadora de acuerdo con la IEEE Std 80, Capítulo 13 – “Soil Resistivity and Surface Resistivity”, particularmente usando la Tabla 15 (Soil resistivity ranges) para representar condiciones típicas de suelos naturales y superficies cubiertas. Los valores adoptados fueron:

Tabla 15. Parámetros de resistividad del suelo.

Parámetro	Valor
Resistividad superficial ρ_s	5000 $\Omega \cdot m$
Espesor de capa superficial h_s	0,1 m
Resistividad del suelo ρ	180 $\Omega \cdot m$

3.8.4 Geometría de la malla. La geometría de la malla de puesta a tierra se define de manera que cubra la totalidad del área encerrada de la subestación, incluyendo el patio de equipos, la casa de control, las zonas de transformación, las áreas de servicios auxiliares y el perímetro interno del cerramiento, garantizando una superficie equipotencial continua para la protección de las personas y de los equipos. Este criterio se fundamenta en lo establecido en la IEEE Std 80, numeral 16.4, el cual indica que la malla debe abarcar toda el área accesible donde puedan presentarse tensiones de paso y de contacto. Para el presente proyecto, la geometría de la malla se definió a partir del área real del encerramiento de la subestación, la cual corresponde a una planta no rectangular. Esta geometría garantiza que tanto el patio de transformadores como la edificación de control y las zonas de circulación queden completamente incluidas dentro de la malla de puesta a tierra.

Figura 9. Vista superior de la malla de puesta tierra.



Tabla 16. Geometría de la malla.

Parámetro	Valor
Largo Lx	48 m
Ancho Ly	32 m
Separación entre conductores D	5 m
Perímetro del encerramiento	235 m (aprox.)

La malla se construye con conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG (diámetro aproximado 10,63 mm), enterrado a una profundidad de 0,6 m, conforme a lo recomendado en la IEEE Std 80, numeral 14.5, con el fin de lograr una adecuada disipación de corriente y control de gradientes de potencial en la superficie.

Debido a la presencia del foso común de captación de aceite ubicado entre los dos transformadores de potencia, la continuidad eléctrica de la malla se garantiza mediante la implementación de un anillo conductor perimetral alrededor del foso como se ve en la figura 11, conectado a la malla principal, así como por la instalación de conductores que cruzan por debajo del foso y enlazan los tramos de la malla a ambos lados de este. Adicionalmente, se dispone un conductor de cobre desnudo dentro del foso, el cual se conecta al anillo perimetral y a la malla general, asegurando la equipotencialidad entre el foso, los transformadores y el suelo circundante. Este criterio cumple con lo establecido en la IEEE Std 80, numerales 16.4 y 17, que exigen la interconexión eléctrica de excavaciones, drenajes y estructuras metálicas con la malla de puesta a tierra.

3.8.5 Evaluación de tensiones de paso y contacto. Las tensiones tolerables se calculan conforme a las ecuaciones establecidas en la IEEE Std 80, numerales 8.3 y 8.4, obteniéndose:

Tabla 17. Valores de tensión de paso y de contacto tolerable.

Parámetro	Valor
Tensión de paso tolerable E_p	10 883 V
Tensión de contacto tolerable E_t	2 984 V

Las tensiones reales obtenidas del modelo de la malla fueron:

Tabla 18. Valores de tensión de paso y de contacto reales calculadas.

Parámetro	Valor
Tensión de paso real	2 059 V
Tensión de contacto real	2 964 V

Como se observa, ambas tensiones reales son inferiores a los valores tolerables, cumpliendo el criterio de seguridad exigido por la IEEE Std 80, numeral 8.1 y por el RETIE, Título 10, lo que confirma que el sistema de puesta a tierra garantiza condiciones seguras para las personas y los equipos.

3.9 SISTEMA DE APANTALLAMIENTO

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas se adoptó un sistema de apantallamiento externo basado en el método de la esfera rodante, de acuerdo con lo establecido en la NTC 4552-3⁴⁴ y la IEC 62305-3⁴⁵, normas que definen los criterios para el diseño de sistemas de protección contra el rayo en estructuras e instalaciones eléctricas.

Dado que la subestación de 34,5 kV corresponde a una instalación a la intemperie, con equipos de alto valor, estructuras de gran altura y elevada criticidad operativa, se seleccionó un Nivel de Protección I, el cual es comúnmente aplicado en subestaciones eléctricas de media tensión. Para este nivel de protección, la normativa establece un radio de la esfera rodante de 20 m, valor que representa la distancia máxima desde la cual una descarga atmosférica puede impactar directamente una estructura no protegida. Esta información se encuentra consignada en la tabla 2 de la sección 5.2.2 de la NTC 4552-3⁴⁶.

Con base en este criterio, el sistema de captación fue diseñado de manera que una esfera imaginaria de 20 m de radio no pueda entrar en contacto con ninguna parte de los equipos o estructuras críticas de la subestación. Para ello, se instalaron puntas captadoras sobre los postes de iluminación de la zona de transformadores y en los extremos superiores de

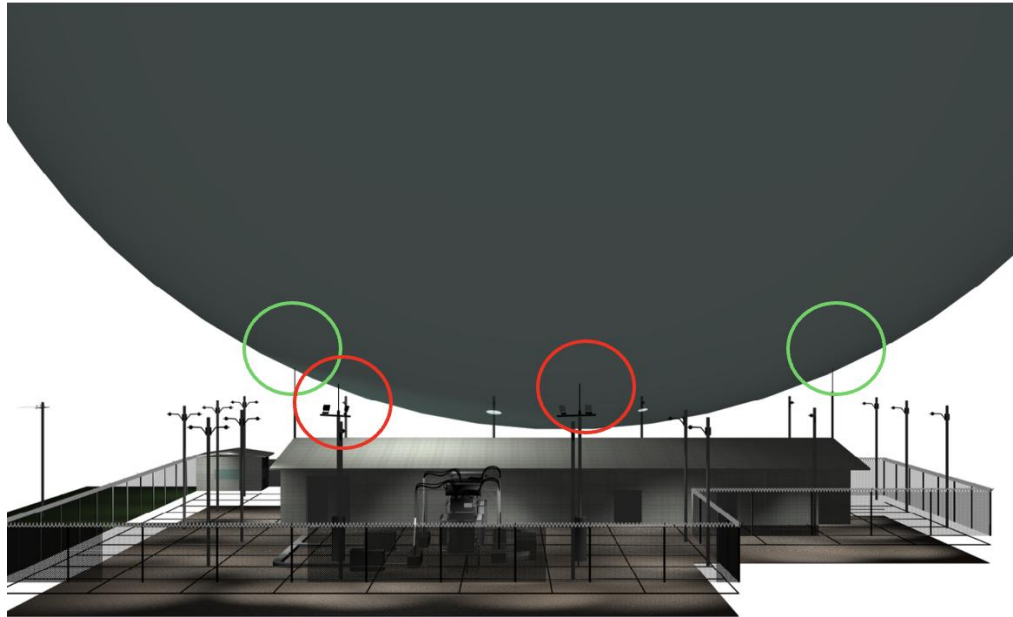
⁴⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 4552-3. Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y peligro para la vida. Bogotá D. C.: ICONTEC.

⁴⁵ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 62305-3. Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard. Ginebra: IEC.

⁴⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 4552-3. Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y peligro para la vida. Tabla 2, sección 5.2.2. Bogotá D. C.: ICONTEC

la casa de potencia y control y van directamente conectadas al sistema de puesta tierra, y además se instalaron 8 puntas más uniformemente espaciadas en el encerramiento de la subestación, de tal forma que la esfera, al rodar sobre dichas puntas captadoras, cubre el área total de la subestación.

Figura 10. Prueba de sistema de apantallamiento.



Como se ve en la figura 7 el caso más crítico ocurre cuando la esfera solo toca dos de las puntas del tejado de la casa de potencia y control, cuando la esfera se mueve por los demás puntos cumple sin problemas, por lo tanto el análisis geométrico mediante el método de la esfera rodante demuestra que todos los equipos ubicados dentro del patio de la subestación, incluyendo transformadores, estructuras metálicas y barras, permanecen por debajo del volumen de protección generado por la esfera de 20 m, garantizando así una cobertura efectiva contra impactos directos de rayo.

4. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

En esta sección se realiza la definición de las unidades constructivas requeridas para la implementación de la subestación elevadora del parque solar fotovoltaico de 10 MW. Las unidades constructivas constituyen una herramienta técnico–regulatoria que permite estandarizar los elementos que conforman una subestación eléctrica, agrupando equipos principales, obras civiles y actividades de montaje, de acuerdo con el nivel de tensión y la configuración del sistema.

Para el desarrollo de esta etapa se adoptan las unidades constructivas establecidas en la Resolución 015 de 2018 de la CREG⁴⁷ con base a un archivo oficial, las cuales se emplean como referencia técnica para la identificación ordenada de los componentes requeridos. De este catálogo se seleccionaron únicamente las unidades constructivas aplicables a subestaciones de nivel 3 (34,5 kV), correspondientes a los equipos principales, obras civiles y sistemas complementarios necesarios para la operación de la subestación Cabe mencionar que el nivel de tensión 1, correspondiente a tensiones menores a 1 kV, no se incluye dentro del análisis de Unidades Constructivas, dado que la Resolución CREG 015 de 2018 no define Unidades Constructivas para este nivel de tensión. En efecto, la metodología establecida en el anexo general de la resolución contempla únicamente Unidades Constructivas asociadas a los niveles de tensión 2, 3 y 4. En consecuencia, las instalaciones en baja tensión no se reconocen de manera individual como Unidades Constructivas, sino que se consideran parte de las instalaciones auxiliares de la subestación, cuyos costos se encuentran implícitamente incorporados dentro de los módulos comunes y demás Unidades Constructivas aplicables a los niveles de tensión regulados. Las Unidades Constructivas reportadas en el presente proyecto se fundamentan en lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018,

⁴⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución 015 de 2018. Bogotá: CREG, 2018. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.html.

específicamente en el Capítulo 14, correspondiente a las Unidades Constructivas para la valoración de activos nuevos, donde se definen las UC asociadas a cada nivel de tensión junto con sus costos de referencia, calculados con base en los precios vigentes a diciembre de 2017; en este capítulo se describen las Unidades Constructivas aplicables a subestaciones, líneas, transformadores y sistemas de control y protección, las cuales se seleccionan de acuerdo con el nivel de tensión y con las características técnicas y funcionales de los equipos que conforman la subestación.

En el anexo F se encuentran las unidades constructivas reportadas en la subestación que se basaron en la resolución mencionada.

4.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS

Las Unidades Constructivas cuentan con valores de referencia definidos en la Resolución CREG 015 de 2018 con el fin de estandarizar la valoración económica de los activos del sistema eléctrico y constituir el mecanismo regulatorio mediante el cual se reconoce y remunera la inversión realizada por los Operadores de Red. Estos valores no representan el costo real de construcción, sino un valor regulatorio que permite valorar de manera homogénea activos como subestaciones, líneas, transformadores y sistemas de control y protección, garantizando transparencia, eficiencia y comparabilidad entre proyectos ejecutados por distintos agentes. Para los Operadores de Red y para las empresas que desarrollan subestaciones, los valores de las Unidades Constructivas son fundamentales, ya que proporcionan certidumbre sobre la inversión que será reconocida por la regulación, facilitan la planeación técnica y económica de los proyectos y evitan que ineficiencias, sobrecostos o sobredimensionamientos se trasladen a los usuarios finales del sistema eléctrico.

Los valores de las unidades constructivas se conforman por varios parámetros como:

- DPP, Diseño, pruebas y puesta en servicio.

- Obra Civil.
- Montaje.
- Ingeniería.
- Interventoría.
- Administración de ejecución.
- Inspección.
- Costos financieros.

Para estimar el costo aproximado del proyecto con base en las Unidades Constructivas, se emplea el Índice de Precios al Productor (IPP), el cual es un indicador económico publicado mensualmente por el DANE y utilizado como mecanismo de actualización de valores en la regulación. Este índice refleja la evolución de los precios de venta desde la perspectiva del productor y permite capturar variaciones asociadas a factores como costos de manufactura, insumos, mano de obra, bienes de origen nacional e importado y condiciones del mercado interno y externo, tal como lo referencia el Banco de la República[[<https://www.banrep.gov.co/es/glosario/ipp>]]. En este sentido, el IPP constituye una herramienta fundamental para actualizar los valores base de las Unidades Constructivas y obtener una aproximación económica coherente con las condiciones reales del mercado al momento de la evaluación del proyecto.

Dado que los valores base de las Unidades Constructivas se encuentran expresados a precios de diciembre de 2017, es necesario actualizar dichos valores para obtener una estimación económica acorde con el período de análisis del proyecto; para ello, se

emplea el Índice de Precios al Productor (IPP) mediante una relación proporcional (regla de tres), utilizando los índices históricos publicados por el DANE⁴⁸. En este caso, el IPP correspondiente a diciembre de 2017 fue de 111,29, mientras que para noviembre de 2025 el índice alcanzó un valor de 182,24, lo cual permite ajustar los precios de referencia de las Unidades Constructivas al nivel de precios vigente en el año de evaluación. Con base en esta actualización, en el cuadro 15 se presentan los valores ajustados de cada una de las Unidades Constructivas reportadas para el proyecto.

Tabla 19. Valores ajustados de cada una de las Unidades Constructivas.

UC	DESCRIPCIÓN	TOTAL (COP Dic 17-2017)	TOTAL (COP Nov 17-2025)
N3S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	\$ 614,745,845	\$ 1,006,660,820.43
N3S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	\$ 586,609,606	\$ 960,587,066.97
N3S37	MÓDULO COMÚN/BAHÍA - TIPO 4 - TIPO INTERIOR	\$ 41,345,000	\$ 67,703,412.71
N3EQ9	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA - N3	\$ 2,540,156	\$ 4,159,565.51
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN - N3	\$ 5,907,902	\$ 9,674,328.16
N3EQ27	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE - N3	\$ 6,764,748	\$ 11,077,434.10
N3T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) LADO DE ALTA EN EL NIVEL 3 CAPACIDAD FINAL DE 2.6 A 6 MVA	\$ 76,962,233	\$ 126,027,472.09
N3P1	BAHÍA DE LÍNEA	\$ 88,901,824	\$ 145,578,833.44
N3P2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR	\$ 88,901,824	\$ 145,578,833.44
N3P5	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS TIPO 1,2	\$ 86,583,053	\$ 141,781,791.90
N0P3	CONTROL SUBESTACIÓN TIPO 3 (5-8 BAHÍAS)(\$/BAHÍA)	\$ 84,778,000	\$ 138,825,974.66
N0P6	CENTRO DE CONTROL TIPO 1(SCADA)	\$ 1,513,672	\$ 2,478,673.60
N0P13	CASA DE CONTROL CUALQUIER NIVEL DE TENSIÓN(\$/M^2)	\$ 2,676,000	\$ 4,382,013.12
N3EQ15	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	\$ 84,254,000	\$ 137,967,912.30
N3EQ16	GATEWAY DE COMUNICACIONES	\$ 13,848,000	\$ 22,676,426.63
N3EQ19	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	\$ 14,080,000	\$ 23,056,332.11
TOTAL			\$ 2,948,216,891.18

⁴⁸ DANE – Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Índice de Precios al Productor (IPP). Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp> (consultado el 20 de diciembre de 2025).

Con base en la identificación de las Unidades Constructivas y la actualización de sus valores mediante el Índice de Precios al Productor, se obtiene una estimación económica de referencia para la subestación proyectada. Este valor permite dimensionar el orden de magnitud de la inversión asociada a los activos eléctricos considerados, manteniendo coherencia con la metodología regulatoria definida por la CREG y sirviendo como insumo para el análisis técnico–económico del proyecto.

En conjunto, la definición, clasificación y valoración de las Unidades Constructivas permite estructurar de manera ordenada los componentes técnicos de la subestación elevadora del parque solar fotovoltaico, asegurando consistencia con la normativa vigente y con los criterios de reconocimiento regulatorio. Esta sección establece una base sólida para la evaluación del proyecto, al integrar el diseño eléctrico con una estimación económica estandarizada, facilitando la comparación de alternativas y sirviendo de soporte para las etapas posteriores de análisis y toma de decisiones.

5. CONCLUSIONES

El desarrollo del presente trabajo permitió establecer un diseño básico e integral para una subestación elevadora asociada a un parque solar fotovoltaico de 10 MW en el municipio de Cimitarra, Santander, demostrando la viabilidad técnica de su conexión al sistema eléctrico regional bajo condiciones operativas seguras y confiables.

A partir del análisis del sistema eléctrico del área de influencia, se identificaron los niveles de tensión disponibles, la infraestructura existente y las restricciones operativas relevantes. Este estudio permitió evaluar de manera objetiva las alternativas de conexión, concluyendo que el nivel de tensión de 34,5 kV constituye la opción más adecuada para el proyecto, al ofrecer un equilibrio favorable entre desempeño eléctrico, complejidad constructiva y requerimientos de infraestructura.

Los estudios de flujo de potencia evidenciaron que la incorporación de la subestación no genera desviaciones críticas en los perfiles de tensión ni sobrecargas inadmisibles en la mayoría de los elementos del sistema para los escenarios analizados. No obstante, se identificó una condición de sobrecarga futura en el transformador de la subestación Cimitarra, asociada al crecimiento proyectado de la demanda, lo que resalta la necesidad de intervenciones de refuerzo por parte del operador de red en el mediano y largo plazo.

El análisis de cortocircuito permitió verificar que las corrientes de falla resultantes se mantienen dentro de los límites admisibles para los equipos del sistema, confirmando que la alternativa seleccionada no compromete la seguridad ni la integridad de la infraestructura eléctrica existente. Estos resultados constituyeron una base fundamental para el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra y la definición de los criterios de diseño asociados.

El diseño de la subestación, incluyendo la coordinación de aislamiento, las distancias de seguridad, el layout general, el sistema de puesta a tierra y el apantallamiento contra

descargas atmosféricas, fue desarrollado de manera coherente con los parámetros eléctricos definidos y las condiciones del entorno. La selección de tecnología GIS para la sección de media tensión permitió optimizar el uso del espacio, mejorar la confiabilidad operativa y reducir el impacto constructivo.

Finalmente, la definición de las unidades constructivas y la estimación de costos asociadas proporcionan una referencia clara para una eventual etapa de implementación, consolidando el diseño como una solución técnicamente sólida y alineada con los objetivos de integración de generación renovable al sistema eléctrico regional.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda que, previo a la ejecución del proyecto, se realicen estudios de detalle adicionales que incluyan levantamientos topográficos, estudios geotécnicos y caracterización definitiva de la resistividad del suelo, con el fin de optimizar el diseño civil y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

Es conveniente actualizar periódicamente los estudios de flujo de potencia y cortocircuito considerando escenarios reales de expansión del sistema y nuevas incorporaciones de generación o carga en el área de influencia, de manera que el diseño se mantenga alineado con la evolución del sistema eléctrico regional.

Se sugiere al operador de red evaluar con anticipación el refuerzo o reemplazo del transformador existente en la subestación Cimitarra, dado que los resultados del estudio evidencian una condición de sobrecarga futura independiente de la incorporación del proyecto, lo cual podría afectar la confiabilidad del suministro en el horizonte de planeación analizado.

Para una etapa constructiva, se recomienda profundizar en el diseño de los sistemas de protección, control y comunicaciones, incluyendo la coordinación de protecciones y la integración con plataformas de supervisión y control, con el fin de garantizar una operación eficiente y una adecuada respuesta ante eventos de falla.

Finalmente, se sugiere que futuros trabajos complementen el alcance del presente estudio mediante la evaluación ambiental detallada y el análisis económico-financiero del proyecto, de forma que se disponga de una visión integral que facilite la toma de decisiones para su implementación y operación a largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA. Acta de concertación audiencias Cimitarra, Santander. Colombia: Agencia Nacional de Minería, 2024. Disponible en: <https://www.anm.gov.co>.

ALCALDÍA DE CIMITARRA. Plan de Desarrollo Municipal 2024-2027: Cimitarra somos todos. Cimitarra (Santander): Alcaldía de Cimitarra, 2024. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/819707272/PDM-Cimitarra-Final>.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Límites de desviación estacionaria de tensión. Documento D-032-12 “Calidad de la Potencia”. Bogotá: CREG, 2024.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución 015 de 2018. Bogotá: CREG, 2018. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.html.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN (CNO). Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano. Revisión 2. Colombia, 2024. Disponible en: <https://www.cno.org.co>

DANE – Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Índice de Precios al Productor (IPP). Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp> (consultado el 20 de diciembre de 2025).

EJÉRCITO NACIONAL DE COLOMBIA. Batallón de Infantería N.º 41 “General Rafael Reyes”. Colombia: Ejército Nacional de Colombia, 2023. Disponible en: <https://www.ejercito.mil.co>.

ELECTRISIM. Load flow (power flow). [En línea]. s. l.: Electrisim, s. f. Disponible en: <https://electrisim.com/load-flow-power-flow>

GLOVER, J. Duncan; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J. Power system analysis and design. 6. ed. Stamford: Cengage Learning, 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 141™-1993 (Red Book): IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants. New York: IEEE, 1994

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations (IEEE Std 998). New York, United States: IEEE, s. f. Disponible en: <https://standards.ieee.org/>

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). Guide for Safety in AC Substation Grounding (IEEE Std 80). New York, United States: IEEE, s. f. Disponible en: <https://standards.ieee.org/>

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 80-2013 (Reaffirmed 2018), Guide for Safety in AC Substation Grounding. New York: IEEE, 2018.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales (NTC 5000:2013). Bogotá, Colombia: ICONTEC, 2013. Disponible en: <https://tienda.icontec.org/>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC).
NTC 4552-3. Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y peligro para la vida. Bogotá D. C.: ICONTEC.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 61850.
Communication networks and systems for power utility automation. Geneva: IEC, última edición vigente.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 61936-1: Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules. Geneva: IEC, 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 60909-0: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents. Geneva: IEC, 2016.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Insulation coordination – Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60071-1). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests (IEC 60664-1). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules (IEC 61936-1). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. IEC 60071-1:2019. Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules. Geneva: IEC, 2019.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. IEC 60664-1. Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests. Geneva: IEC, última edición vigente.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Protection against lightning (IEC 62305). Geneva, Switzerland: IEC, s. f. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 62305-3. Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard. Ginebra: IEC.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá, Colombia: Ministerio de Minas y Energía, s. f. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/retie>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Resolución 40117 de 2024. Libro 3, Título 10: Distancias de seguridad. Bogotá D. C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. RETIE. Libro 3, Título 10 – Distancias de seguridad (tablas de límites de aproximación a partes energizadas). Resolución 40117 de 2024. Bogotá D. C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Resolución 40117 de 2024. Libro 3, Título 10. Artículo 3.10.4 – Distancias mínimas entre conductores. República de Colombia, última edición vigente.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Resolución 40117 de 2024. Libro 3, Título 10. Tabla 3.22.1.c – Distancias mínimas verticales de seguridad. República de Colombia, última edición vigente.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Libro 3, Título 4: Instalaciones de generación. Bogotá D. C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Libro 3, Capítulo de Subestaciones Eléctricas. Bogotá D. C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Libro 3, Título 4: Medidas de seguridad y protección de las personas. Bogotá D. C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Artículo 23.1 literal v – Requisitos generales de subestaciones para evitar peligros de incendio por derrame de aceite de transformadores, Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2024.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Resolución 40117 de 2024 — Libro 2: Requisitos de Diseño de Instalaciones Eléctricas — Sección “Canalizaciones y Ductos para Cables y Conductores Eléctricos”. Bogotá D.C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 40117 de 2024 – Tabla 25.1: Profundidades mínimas de enterramiento de redes subterráneas. Bogotá D. C., Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Título 10 – Requisitos de puesta a tierra para instalaciones eléctricas,

incluyendo subestaciones. Resolución 40117 de 2024. Bogotá D.C.: República de Colombia, 2024.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 37: Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 110: Standard for Emergency and Standby Power Systems. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 221: Standard for High Challenge Fire Walls, Fire Walls, and Fire Barrier Walls. Quincy (MA, EE. UU.): National Fire Protection Association, 2024. Cap. 3 (Definitions) y Cap. 6 (Fire Walls).

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and Electric Substations. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA. NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and Electric Substations. Quincy (MA), Estados Unidos: NFPA, última edición vigente.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 855. Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. Quincy, MA: NFPA.

VANGUARDIA. Docentes de Cimitarra denuncian amenazas y suspenden clases en Puerto Olaya. Vanguardia, 25 de mayo de 2023. Disponible en: <https://www.vanguardia.com>.

XM S.A. E.S.P. PARATEC – Plataforma de Análisis de Restricciones del Sistema de Transmisión. Disponible en: <https://paratec.xm.com.co/mapa>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules. IEC 61936-1. Geneva: IEC, 2010.

ANEXOS

Los anexos se encuentran en el siguiente enlace:

[https://drive.google.com/drive/folders/16hYMZN4XRmkNm3URlhiC7yU1yuIFvIAH?
usp=sharing](https://drive.google.com/drive/folders/16hYMZN4XRmkNm3URlhiC7yU1yuIFvIAH?usp=sharing)