

**Estandarización de Criterios de Diseño de Subestaciones de Media Tensión 34,5/13,8  
kV para el Sistema de Distribución Local de Centrales Eléctricas De Norte De  
Santander (CENS S.A. E.S.P.)**

Jorge Gutierrez Silva y Omar Gregorio Duarte Benavides

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Universidad Industrial de Santander

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Dr. Edison Soto Ríos

28 de mayo de 2025

**ESTANDARIZACIÓN DE CRITERIOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE  
MEDIA TENSIÓN 34,5/13,8 KV PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL  
DE CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER (CENS S.A. E.S.P.)**

JORGE GUTIERREZ SILVA

OMAR GREGORIO DUARTE BENAVIDES

Trabajo de grado presentado para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución  
de Energía Eléctrica

DIRECTOR

DR. EDISON SOTO RÍOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE

TELECOMUNICACIONES

ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Bucaramanga

2025

## Tabla de Contenido

Resumen .....	8
Introducción.....	12
Objetivos.....	14
Objetivo general.....	14
Objetivos específicos .....	14
Alcance .....	15
Sistema de unidades .....	16
Normas y guías de referencia .....	17
Abreviaturas.....	18
Definiciones.....	19
Caracterización de las Subestaciones de 34,5/13,8 kV .....	21
Información referente para el diseño de subestaciones.....	21
Tipos de subestaciones.....	24
Tipos de configuraciones .....	27
Tipos de subestaciones existentes en CENS S.A. E.S.P. ....	30

	4
Caracterización de las subestaciones de media tensión de CENS S.A. E.S.P.....	31
Modelos tipo de subestación para el análisis técnico económico. ....	33
Análisis Técnico y Económico de las Subestaciones Actuales .....	38
CaPex/Opex de las subestaciones actuales .....	40
Análisis de costos de las diferentes configuraciones .....	43
Unidades constructivas .....	44
Relación beneficio/costo del CaPex y de unidades constructivas .....	46
Criterios de análisis de costo, riesgo y desempeño.....	48
Aplicación de la metodología de toma de decisiones .....	48
Análisis comparativo de los resultados.....	49
Propuesta de Criterios de Diseño y Caracterización de las Subestaciones de 34,5/13,8 kV.	52
Lineamientos para la selección del tipo y la configuración de las subestaciones.....	53
Criterios de diseño electromecánico .....	54
Criterios de diseño civil .....	55
Criterios de diseño ambiental.....	55
Criterios de diseño predial .....	56

Criterios de confiabilidad..... 56

Criterios de mantenimiento..... 57

Criterios de operación..... 58

Conclusiones..... 59

## **Lista de Ilustraciones**

Ilustración 1 Diagrama unifilar de tres subestaciones de CENS S.A. E.S.P. .... 32

Ilustración 2 Diagrama unifilar de subestación estándar. .... 37

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1</b> Sistemas de Unidades del presente documento. ....	16
<b>Tabla 2</b> Documentos de referencia de la monografía. ....	17
<b>Tabla 3</b> Tipos de subestaciones eléctricas de media tensión.....	24
<b>Tabla 4</b> Configuraciones de subestaciones reconocidas por la CREG en media tensión. ...	27
<b>Tabla 5</b> Configuraciones de barra en media tensión. ....	28
<b>Tabla 6</b> Caracterización de las subestaciones CENS S.A. E.S.P. ....	31
<b>Tabla 7</b> Isométrico de subestaciones de referencia.....	35
<b>Tabla 8</b> Alternativas de disposiciones físicas.....	39
<b>Tabla 9</b> CAPEX de las alternativas.....	40
<b>Tabla 10</b> Costo predial de las subestaciones. ....	41
<b>Tabla 11</b> Valor del proyecto por alternativas. ....	42
<b>Tabla 12</b> OPEX de las alternativas. ....	42
<b>Tabla 13</b> Codificación de Unidades constructivas de las alternativas.. ....	44
<b>Tabla 14</b> Relación B/C de las alternativas planteadas. ....	46
<b>Tabla 15</b> Resultados CRD de las alternativas propuestas. ....	49

## Resumen

La presente monografía pretende entregar un resumen técnico económico de las alternativas constructivas de subestaciones de media tensión con base en proyectos similares ejecutados en CENS S.A. E.S.P. a fin de estructurar criterios y lineamientos para la construcción del plan de inversiones futuro de la empresa.

En el primer capítulo del documento contiene los objetivos a lograr y el alcance del análisis a realizar, así como información base para comprender los numerales siguientes de la monografía; definiciones, abreviaturas, normas de referencia, entre otros.

El segundo capítulo comprende el marco teórico del proyecto en cuanto a las disposiciones físicas típicas, las configuraciones de barra usadas para media tensión y una caracterización de las subestaciones de CENS S.A. E.S.P. a nivel de tensión 34,5/13,8 kV; adicionalmente se define tres modelos típicos de subestación a evaluar para determinar la mejor alternativa constructiva desde el punto de vista del costo, riesgo y desempeño.

El tercer capítulo resume el análisis técnico económico de las tres alternativas de disposición física para media tensión establecidas en el capítulo dos, en este numeral se muestran los costos de referencia de la construcción de una subestación, costos de mantenimiento y operación, así como el resumen del análisis mediante la metodología de toma de decisiones, documentada por CENS S.A. E.S.P.

Finalmente, el capítulo cuatro recopila los lineamientos y criterios a tener en cuenta en los modelos estándar de subestación para 34,5/13,8 kV. Así como concluye que alternativa de solución, desde una mirada de costo, riesgo y desempeño, presenta mejores prestaciones tanto a CENS S.A. E.S.P. como a los usuarios.

## **Abstract**

This monograph aims to provide a technical and economic summary of construction alternatives for medium-voltage substations, based on similar projects carried out by CENS S.A. E.S.P. It also seeks to establish criteria and guidelines for the development of the company's future investment plan.

The first chapter presents the project objectives and the scope of the analysis. It also includes essential background information to support understanding of the subsequent sections, such as definitions, abbreviations, and reference standards.

The second chapter outlines the project's theoretical framework. It addresses typical physical layouts, busbar configurations for medium voltage, and provides a characterization of CENS S.A. E.S.P. substations operating at a voltage level of 34.5/13.8 kV. Additionally, three standard substation models are selected for evaluation to identify the optimal construction alternative in terms of cost, risk, and performance.

The third chapter presents the technical and economic analysis of the three medium-voltage physical layout alternatives introduced in Chapter Two. It includes reference costs for construction, maintenance, and operation, along with a summary of the analysis based on the decision-making methodology employed by CENS S.A. E.S.P. Finally, chapter four compiles the guidelines and criteria to be considered in standard 34.5/13.8 kV substation

models. It also concludes which alternative solution, from a cost, risk, and performance perspective, offers the best benefits to both CENS S.A. E.S.P. and users.

## **Introducción**

Actualmente en Colombia, el reconocimiento de los ingresos a los Operadores de Red por la actividad de distribución de energía eléctrica está determinado mediante la resolución CREG 015 de 2018, la cual estableció, que la metodología de remuneración de las inversiones en infraestructura se establece mediante el concepto de unidades constructivas.

Una unidad constructiva se resume en la agrupación de equipos y elementos requeridos para construir un sistema eléctrico. Su intención es el de ser usado como un mecanismo de estandarización para el reconocimiento económico de los proyectos que ejecutan las empresas de distribución de energía; en ellas, se presentan diferentes alternativas técnicas (con su respectivo valor de reconocimiento económico) para ejecutar un proyecto.

El objetivo general de una organización del sector eléctrico es el de maximizar los beneficios por remuneración de las inversiones, reducir los costos de administración, operación y mantenimiento (En adelante, AOM) e impactar positivamente en la calidad del servicio que se brinda a los usuarios, así como cumplir con los estándares exigidos por la normatividad vigente y el aporte al desarrollo de territorios sostenibles. Por lo anterior, las empresas del grupo EPM incorporan dentro de sus procesos de planeación del negocio los equipos de formulación de proyectos y diseños de infraestructura. El objetivo de dichos equipos es el de evaluar, de acuerdo con las condiciones del mercado y las necesidades del sistema eléctrico, la mejor solución técnico-económica para la organización, sin descuidar la confiabilidad y calidad del servicio que se debe prestar a los usuarios.

Sin embargo, basado en las experiencias de años anteriores expuestas por los dos equipos de trabajo de CENS S.A. E.S.P. los requerimientos de las áreas ejecutoras, mantenedoras y en general los requerimientos asociados a los proyectos, pueden llegar a diferir del objetivo general de la organización y generar sobrecostos en obras cuyo reconocimiento ya está definido y no puede ser modificado, esto también genera un análisis muy particular para proyectos de igual similitud haciendo que los tiempos en etapa de planeación del negocio sean más extensos, generando el riesgo de permitir poco tiempo al ejecutor del proyecto e incumplir compromisos regulatorios.

Por lo anterior, el interés de la presente monografía es el de estandarizar la forma constructiva de las subestaciones eléctricas de CENS S.A. E.S.P. para media tensión, esto mediante la revisión de normatividad vigente, reuniones con personal experto, estándares técnicos, revisión de tipos constructivos de subestación, que incluya criterios de mantenimiento, operación, valores de inversión y que se enfoquen en las diferentes configuraciones planteadas en la CREG 015 de 2018. CENS S.A. E.S.P.

Al finalizar el análisis expuesto en los capítulos dos (2) y tres (3) del presente documento; el capítulo cuatro (4) recopilará una serie de lineamientos y criterios para el diseño de subestaciones eléctricas. Ello buscará no solo apalancar el cumplimiento del propósito de la compañía, sino que también permitirá a otros equipos de trabajo homologar actividades como la estimación y compra de repuestos, insumos, servicios, entre otros.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Desarrollar un documento que estandarice los criterios de diseño de subestaciones de media tensión 34,5 kV/13,8 kV del Sistema de Distribución Local de Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS S.A. E.S.P.), utilizando normativa asociada al sector eléctrico colombiano.

### **Objetivos específicos**

Definir criterios de diseño y la caracterización de la infraestructura inicial para establecer los modelos de subestación base para el análisis de alternativas de construcción de subestaciones.

Recopilar información base para determinar los costos del proyecto y el reconocimiento económico en unidades constructivas.

Realizar un análisis de costo-riesgo-desempeño bajo la metodología de toma de decisiones de CENS S.A. E.S.P para comparar los modelos de subestación planteados.

Determinar los modelos de subestación de acuerdo con los resultados obtenidos con la metodología de toma de decisiones, así como el establecimiento de criterios y lineamientos finales que sirvan como insumo para realizar la formulación y los diseños de las subestaciones de CENS S.A. E.S.P.

### **Alcance**

El documento busca asegurar los lineamientos que deben seguir los equipos de formulación de proyectos y de diseño de infraestructura para garantizar que las subestaciones de media tensión a construir en CENS S.A. E.S.P. tengan la mejor relación calidad/precio posible y a su vez contemple criterios de confiabilidad, operación y mantenimiento.

Estos lineamientos son aplicables a proyectos de subestaciones eléctricas nuevas para el plan de inversiones siguiente y su análisis deberá ser actualizado conforme haya cambios regulatorios, normativos o económicos en gran medida.

La información de los costos utilizados son referencias de otros proyectos, de análisis realizados con las áreas en la formulación de proyectos y de estudios de mercado realizados por la empresa. Este análisis no pretende ser un ejercicio financiero riguroso, sino que busca establecer una base referencial del comportamiento de ingresos vs gasto dependiendo de la disposición física de la subestación, para optimizar así los análisis de disposición física de las subestaciones de media tensión.

### Sistema de unidades

**Tabla 1**

*Sistemas de Unidades del presente documento.*

Parámetro	Nombre	Símbolo
Frecuencia	Hertz	Hz
	Mega Hertz	MHz
Moneda	Dólar	USD
	Peso colombiano	COP
Porcentaje	Porcentaje	%
Capacidad nominal	Potencia eléctrica	MVA
	kilo Voltio	kV
Tensión	Voltio	V

*Nota:* Fuente. Los autores.

Esta tabla relaciona el sistema de unidades a emplearse dentro de la presente monografía.

## Normas y guías de referencia

**Tabla 2**

*Documentos de referencia de la monografía.*

Documento	Código	Nombre
Reglamento técnico nacional	Resolución 40117 de 2024	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
Documento Regulatorio	Circular CREG 038 de 2014- anexo 5	Estudio para determinación de unidades constructivas STN, STR y SDL.
Documento Regulatorio	CREG 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
Documento interno	GUI_101_PIN_001	Guía metodológica para toma de decisiones.
Documento interno	GU-201_MST_012	Guía de premisas de mantenimiento.

*Nota:* Esta tabla detalla los documentos de referencia de la monografía.

### **Abreviaturas**

**AOM:** Administración, operación y mantenimiento.

**AIS:** (Air Insulated Substation) Subestación aislado en aire.

**B/C:** Beneficio/Costo.

**BT:** Bahía de transformación.

**BL:** Bahía de línea.

**CENS:** Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**GIS:** (Gas Insulated Substation) Subestación aislada en gas.

**OR:** Operador de red.

**SDL:** Sistema de Distribución Local.

**SE o S/E:** Subestación eléctrica.

**UC:** Unidad constructiva.

**UPS:** (Uninterrupted Power Supply) Sistema alimentación ininterrumpida.

**VPN:** Valor presente neto.

**TIR:** Tasa interna de retorno.

## Definiciones

**Base de los costos:** Define el año y el mes de referencia de los costos a evaluar.

**Capex (Capital expenditure):** Gasto de capital. Representa las inversiones en capital que una empresa realiza para adquirir o mejorar recursos físicos.

**Confiability:** Propiedad de una subestación eléctrica para suministrar energía cuando alguno de sus equipos esta fuera de servicio, durante un tiempo determinado.

**Configuración de la subestación:** Forma en la que se conectan los equipos eléctricos y mecánicos en un mismo patio o cuarto de celdas.

**Operador de red:** Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local.

**IVA:** Sigla que hace referencia a un tributo o impuesto que deben pagar los consumidores al Estado por el uso de un determinado servicio o la adquisición de un bien.

**OpEx:** (Operational Expenditure) Gastos Operativos. Gastos recurrentes y necesarios para el funcionamiento diario de una empresa.

**Precios constantes:** define el valor de un bien o servicio en un momento determinado y no tiene en cuenta el efecto inflacionario del mismo.

**Subestación convencional:** subestaciones que tienen equipos en disposición horizontal, típicamente montados sobre soportes en celosía metálica en el patio.

**Subestación convencional reducida:** subestaciones que tienen equipos en disposición vertical, montados sobre vigas en pórticos de celosía metálica en el patio, suelen ser menos robustas que las subestaciones convencionales.

**Subestación tipo interior:** Aquella con equipos de tipo convencional instalados en celdas metálicas compartimentadas (Metal Clad), alojadas dentro de edificios, en zonas de alta contaminación o humedad.

**Subestación rural:** Aquellas con una mínima cantidad de equipos y protecciones y comunicaciones. Se utilizan normalmente en áreas de rurales de baja carga.

**Unidad constructiva:** conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico dentro de una subestación o red eléctrica.

**Vida útil:** Tiempo durante el cual un bien cumple la función para la que fue concebido.

## **Caracterización de las Subestaciones de 34,5/13,8 kV**

### **Información referente para el diseño de subestaciones**

Las subestaciones eléctricas se pueden definir como instalaciones conformadas por diversos sistemas y equipos de tipo electromecánicos, civiles, de comunicación y control, que tienen como principales funciones la maniobra, operación, transformación y protección de los sistemas de energía eléctrica, permitiendo un flujo de potencia, entre diversas infraestructuras lineales (líneas de distribución y transmisión), centros de generación e interconexión.

En Colombia, el negocio de las actividades de transmisión y distribución de la energía eléctrica se encuentran reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. La cual establece mediante la resolución 015 del 2018 las unidades constructivas que conforman los diferentes sistemas de una subestación, sus características generales y las reglas para su reconocimiento y remuneración. De acuerdo con estas reglas, los Operadores de Red deben diseñar, operar y mantener subestaciones ajustadas a las necesidades de sus respectivos SDL y STR en cuanto la calidad del servicio y la atención de la demanda, seleccionando las tecnologías y configuraciones apropiadas, que a su vez mantengan un balance adecuado entre el valor y el beneficio de las inversiones, que permite la sostenibilidad del negocio.

Dentro de las etapas del ciclo de vida de los activos que conforman una subestación, en la etapa de formulación del proyecto se definen las tecnologías a implementar, configuraciones y condiciones futuras para la operación, mantenimiento y disposición final.

Un diseño adecuado para una subestación debe considerar aspectos como<sup>1</sup>:

**Funcionalidad:** La subestación debe permitir la transformación, distribución y control del flujo de energía eléctrica a través de diferentes niveles de tensión.

**Seguridad:** Se debe garantizar la seguridad de los equipos, las personas y el entorno, mediante la implementación de medidas de protección y aislamiento.

**Eficiencia:** La subestación debe optimizar la utilización de los recursos, minimizando las pérdidas y maximizando el rendimiento del sistema.

**Flexibilidad:** El diseño debe permitir la adaptación de la subestación a los cambios en las necesidades de suministro y la incorporación de nuevas tecnologías.

**Confiabilidad:** El diseño debe asegurar la disponibilidad continua y la calidad de la energía suministrada, incluso en condiciones de falla.

El diseño de una subestación implica la selección de los equipos adecuados, la disposición física de los mismos, la coordinación de las protecciones y la optimización de los procesos de operación y mantenimiento.

Algunos aspectos importantes del diseño de subestaciones incluyen:

---

<sup>1</sup> HMV- SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN

**Ubicación:** La selección del lugar de la subestación debe tener en cuenta factores como la disponibilidad de terreno, la accesibilidad, la contaminación ambiental y la posibilidad de drenaje.

**Configuración:** Se deben elegir las configuraciones más adecuadas para las diferentes funciones de la subestación, como la conexión a las líneas de transmisión, la transformación de la energía y la distribución a los usuarios.

**Equipos:** Se deben seleccionar los equipos adecuados para las diferentes tensiones y capacidades de la subestación, como los transformadores, interruptores, seccionadores, relés de protección y aparatos de medida.

**Aislamiento:** Se debe asegurar el aislamiento adecuado entre los diferentes componentes de la subestación, para evitar cortocircuitos y garantizar la seguridad.

**Protección:** Se deben implementar sistemas de protección para detectar y aislar las fallas en los equipos, garantizando la continuidad del suministro y la seguridad del personal.

**Automatización:** Se pueden implementar sistemas de automatización para el control remoto y la optimización de la operación de la subestación.

Es importante que un Operador de Red, cuente con criterios definidos mediante análisis técnicos y económicos que permitan estandarizar los aspectos más relevantes de la ingeniería en las etapas de prefactibilidad y factibilidad de los proyectos, acotando las configuraciones, características de equipos y sistemas, que permitan lograr un estándar para facilitar la gestión de los diseños, construcción, puesta en operación, la gestión de repuestos,

tareas de mantenimiento y de operación, asegurando el cumplimiento de los niveles de confiabilidad y calidad requeridos.

Adicionalmente, los criterios que se establezcan para la estandarización de aspectos relevantes de un proyecto deben ir acordes a la caracterización de las unidades constructivas que la CREG ha identificado y establecido como alternativas de construcción a las subestaciones eléctricas.

### **Tipos de subestaciones**

De acuerdo con la literatura, las subestaciones se pueden categorizar dependiendo de su exposición al ambiente, pues pueden ser de tipo exterior (cuyo medio de aislamiento suele ser el aire) o interior (compactada mediante celdas metal clad o encapsuladas GIS). Independientemente de su tipo, en la tabla tres se muestra un resumen de diferentes alternativas de construcción para cada tipo de subestación de media tensión.

**Tabla 3**

*Tipos de subestaciones eléctricas de media tensión.*

Tipo de Subestación	Nombre	Características
Exterior	Convencional	<p>El medio de aislamiento es el aire.</p> <p>Su elemento de corte principal suele ser un interruptor de potencia.</p> <p>Tienen pórticos de llegada y salida que soportan los conductores de los barrajes.</p>

---

	<p>Los equipos de medida, los equipos de maniobra y los interruptores tienen soportes individuales.</p> <p>Suelen tener uno o más transformadores de potencia</p> <p>Los equipos de comunicación suelen instalarse en casetas de control.</p>
Convencional Reducida	<p>El medio de aislamiento es el aire.</p> <p>Su elemento de corte principal suele ser un reconector.</p> <p>Tienen pórticos de llegada y salida que soportan los conductores, equipos de medida, los equipos de maniobra y los re conectores de forma vertical.</p> <p>Suelen tener un transformador de potencia</p> <p>Los equipos de comunicación suelen instalarse en gabinetes tipo exterior.</p>
Simplificada Rural	<p>Conformada típicamente por 4 postes de concreto que soportan las crucetas sobre las cuales se instalan los equipos de protección, maniobra y medida</p>

	Convencional Sf6 (Gis)	Los elementos energizados están contenidos en un envolvente metálico y sumergidos en un gas Hexafluoruro de Azufre (SF6)
		Ocupan menor espacio que las convencionales aisladas en aire.
Encapsulada	Convencional Metal Clad O Interior (AIS)	Los elementos energizados están contenidos en un envolvente metálico y mantienen distancias adecuadas para aislar los equipos mediante el aire.
		Ocupan menor espacio que las convencionales aisladas en aire
Otros	Subestación Móvil	Una subestación móvil es una subestación eléctrica completa, plataforma que puede ser movida.

---

*Nota:* La tabla detalla los tipos de subestaciones eléctricas de media tensión.

## Tipos de configuraciones

De acuerdo con la Resolución CREG 015 del 2018<sup>2</sup>, las configuraciones reconocidas para las subestaciones de nivel de tensión 3 y 2 se muestran en la tabla 4.

**Tabla 4**

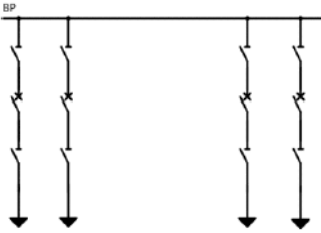
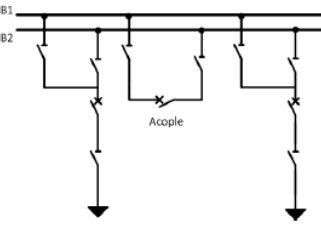
*Configuraciones de subestaciones reconocidas por la CREG en media tensión.*

	Nivel de tensión 3 (NT3)	Nivel de tensión 2 (NT2)
Barra sencilla convencional	X	X
Barra sencilla encapsulada	X	
Doble barra convencional	X	X
Doble barra encapsulada	X	
Barra principal más transferencia	X	X

*Nota:* Cada configuración tiene una serie de características que aportan a diferentes necesidades del proyecto y de las empresas, desde confiabilidad hasta menor costo. La tabla cinco resume el esquema de barras usados en media tensión y sus ventajas y desventajas.

<sup>2</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 015 de 2018

**Tabla 5**  
*Configuraciones de barra en media tensión.*

Configuración	Esquema	Observaciones
Barra Sencilla	 <p>Diagrama de una barra sencilla (BP) horizontal. Desde la barra, se conectan cuatro interruptores (representados por símbolos de interruptor con una 'x' en el centro) que conducen a cuatro líneas de salida verticales hacia abajo.</p>	<p><b>Ventajas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo costo</li> <li>• Área del terreno pequeña</li> <li>• Fácil de ampliar</li> <li>• Operación simple</li> <li>• Esquemas de protección simples</li> </ul> <p><b>Desventajas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja confiabilidad</li> <li>• La falla de la barra causa la salida de toda la subestación.</li> <li>• El mantenimiento del interruptor implica la salida del circuito.</li> </ul>
Doble Barra	 <p>Diagrama de una configuración de doble barra. Hay dos barras horizontales, B1 (superior) y B2 (inferior). Se conectan cuatro interruptores entre las barras. El primer interruptor conecta B1 a una línea de salida. El segundo interruptor conecta B2 a una línea de salida. El tercer interruptor conecta B1 a una línea de salida. El cuarto interruptor conecta B2 a una línea de salida. Un símbolo de 'Acople' (un interruptor con una 'x' en el centro) conecta directamente las barras B1 y B2.</p>	<p><b>Ventajas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite la suspensión del servicio de cualquiera de las barras.</li> <li>• Aumenta la flexibilidad de la barra.</li> <li>• Permite el mantenimiento interruptor.</li> </ul> <p><b>Desventajas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumenta la complejidad de barras.</li> <li>• Alto costo.</li> </ul>

Configuración	Esquema	Observaciones
Barra Principal y Transferencia	<p>El diagrama muestra un sistema de barras con dos barras horizontales, BARRA 1 (superior) y BARRA 2 (inferior). Una línea vertical conecta ambas barras. En esta línea, hay un interruptor de acople y transferencia. A la izquierda de este interruptor, hay un 'SECCIONADOR DE "BY-PASS"'. A la derecha, hay un 'INTERRUPTOR DE ACOPLE Y TRANSFERENCIA' con una posición normal y una posición de transferencia. Una línea vertical sale de BARRA 1 y pasa por el interruptor de acople y transferencia hacia abajo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se requiere mucha más área de terreno.</li> </ul>
		<p><b>Ventajas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gran flexibilidad debido a que se puede realizar la transferencia a través de cualquiera de las dos barras.</li> <li>• Confiabilidad ante falla en Interruptor</li> </ul>
		<p><b>Desventajas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere un mayor número de equipos por campo, los que lleva a una alta posibilidad de Operación incorrecta</li> <li>• Operación complicada.</li> <li>• Es una configuración costosa</li> </ul>

*Nota:* La Tabla 5 refleja las configuraciones de barra en media tensión.

### **Tipos de subestaciones existentes en CENS S.A. E.S.P.**

El sistema eléctrico de CENS S.A. E.S.P. cuenta actualmente con un total de 40 subestaciones para la distribución de la demanda en el área de influencia, de las cuales el 70% (28 subestaciones) pertenecen al sistema de distribución local (SDL), exhibiendo que gran parte de las inversiones que ha realizado la empresa se centran en la expansión de subestaciones y redes en los niveles de tensión de 34,5 kV y 13,8 kV.

Una vez realizada la caracterización de las subestaciones existentes en CENS S.A. E.S.P. para media tensión, se evidencia que el 100% de ellas presentan una configuración barra sencilla, siendo la única diferencia entre todas, la disposición física, pues para el nivel de tensión de 34,5 kV y el de 13,8 kV se observó que la disposición convencional reducida suele ser el tipo de subestación mayormente construida en la organización, con un porcentaje típico de entre el 54% y el 57%, mientras que, la disposición convencional suele construirse entre un 25% y un 32%. Finalmente, las celdas de potencia tipo interior, suelen ser el otro modelo de disposición física que ha ejecutado la empresa, con un porcentaje entre el 10% y el 20%. Los resultados del análisis de los tipos de subestaciones existentes en CENS S.A. E.S.P. para media tensión se muestran en la siguiente tabla 6:

**Tabla 6**  
*Caracterización de las subestaciones CENS S.A. E.S.P.*

Subestaciones lado de alta - 34,5 kV			Subestaciones lado de baja - 13,8 kV		
Convencional reducida	Disposición convencional	Celdas de potencia	Convencional reducida	Disposición convencional	Celdas de potencia
16	9	3	15	7	6
57%	32%	10%	54%	25%	21%

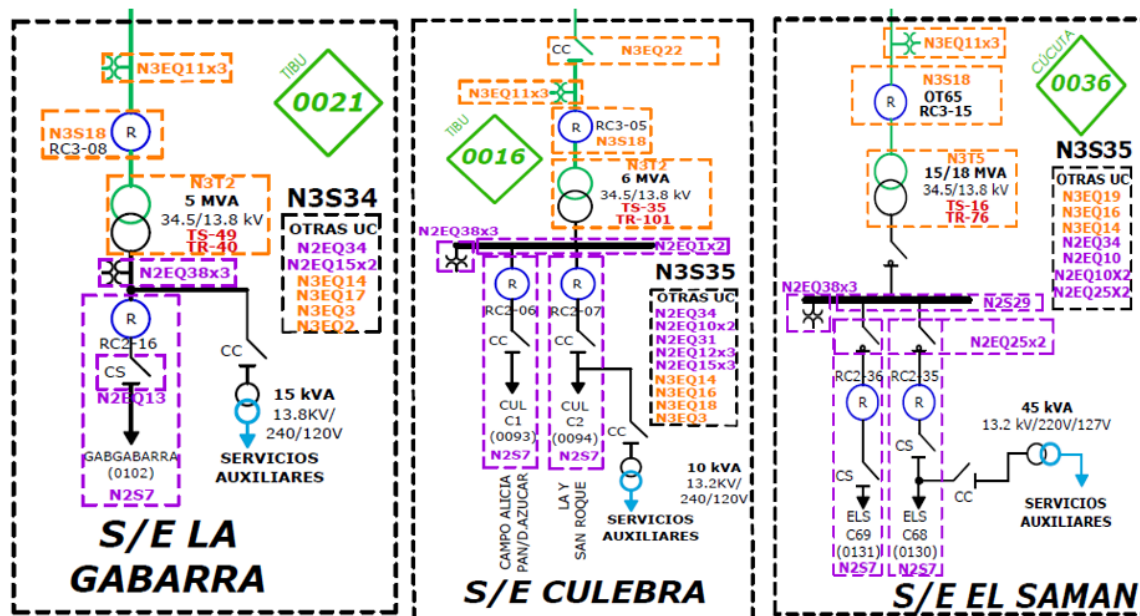
*Nota:* En la tabla se evidencia la caracterización de las subestaciones CENS S.A. E.S.P.

***Caracterización de las subestaciones de media tensión de CENS S.A. E.S.P.***

Es posible caracterizar, con base en la revisión de los diagramas unifilares y de visitas a un número específico de subestaciones de media tensión, tres modelos de disposición física típicos: convencional reducida, disposición convencional y subestaciones tipo interior en celdas de potencia.

Se observó que más del 50% de las subestaciones construidas no cuentan con un barraje físico, ni constituyen una bahía de línea y una bahía de transformador, como suele ser en un sistema típico de subestación, sino que se construye solo una bahía de entrada y una de salida, con un reconectador como elemento de protección, este es el caso de varias subestaciones en CENS S.A. E.S.P. mostradas en la ilustración 1, cuya falla o mantenimiento generan una desconexión completa del sistema.

*Ilustración 1*  
*Diagrama unifilar de tres subestaciones de CENS S.A. E.S.P.*



Nota: En la ilustración 1 se detalla el Diagrama unifilar de tres subestaciones de CENS S.A. E.S.P.

Además, otra característica observada en la revisión de la infraestructura actual es que se construye un barraje físico en el nivel de tensión de 13,8 kV, con salidas en disposición convencional reducida, por lo que la constitución del barraje no permite su remuneración, debido a que la circular 029 de 2018 de la CREG 015 de 2018, determina que la construcción de un barraje físico se debe realizar en acero estructural, mientras que las disposiciones de subestaciones reducidas en CENS S.A. E.SP. realizan su construcción con postes de concreto o fibra de vidrio.

En cuanto a su confiabilidad, al ser subestaciones netamente radiales, cualquier intervención de mantenimiento o falla en el sistema, genera la desconexión completa de la subestación del Sistema de Distribución Local.

En cuanto a las disposiciones convencionales y tipo interior, aunque son menos susceptibles de falla y remuneran el 100% de su construcción, siguen presentando radialidad en su configuración, por lo que su confiabilidad es baja.

***Modelos tipo de subestación para el análisis técnico económico.***

De acuerdo con la caracterización de las subestaciones y de las reuniones sostenidas con los equipos de trabajo que operan y mantienen, se definió como base para la estructuración del análisis técnico económico tres modelos de subestación a comparar desde el punto de vista costo/beneficio e incluyendo criterios iniciales de diseño que permitan mejorar las condiciones actuales de operación de las subestaciones de media tensión.

Los tres modelos de disposición física identificados son: subestación de media tensión de tipo convencional, de tipo convencional reducida y de tipo interior en celdas de potencia. A continuación, se presenta un detalle de lo que contempla el modelo constructivo de cada alternativa identificada:

**Subestación de media tensión tipo convencional:** constructivamente se realiza mediante equipos de patio dispuestos en forma horizontal y su mecanismo de corte principal es el interruptor de potencia, dentro de sus características para el análisis se incluye el acero estructural para la construcción de pórticos, equipos de patio, tableros de control y protecciones, obras civiles independientes y requieren una caseta de control.

**Subestación de media tensión tipo convencional reducida:** su elemento de corte principal es el reconectador, equipo que puede ser dispuesto, junto con los demás elementos

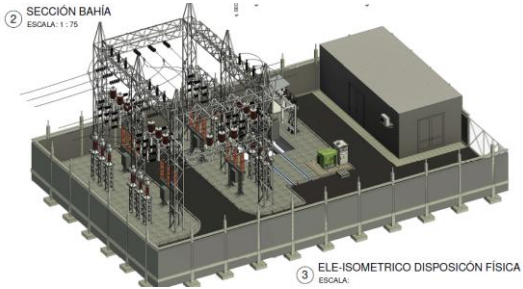

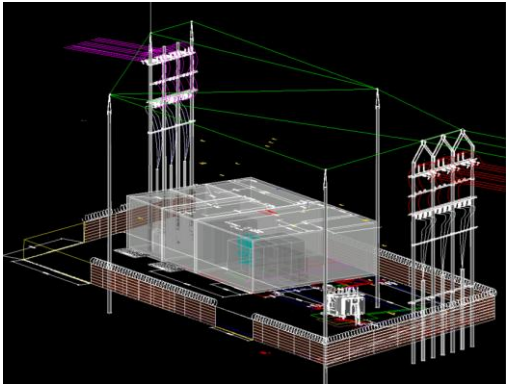
de una bahía típica, en forma horizontal, por lo que constructivamente, su disposición en CENS suele ser de forma vertical, en poste de fibra de vidrio o concreto, siendo entonces las únicas cimentaciones de los postes. Este tipo de subestación por lo general no requiere caseta de control, aunque es posible hacerlo para albergar tableros de medida u otros equipos de servicios auxiliares.

**Subestación de media tensión tipo interior con celdas de potencia:** la bahía de línea y/o transformador de este tipo de subestaciones suele estar encapsulado en un compartimiento mecánico, por lo que no suelen ocupar mayor espacio. Suelen albergarse en casetas de control amplias y sus conexiones entre bahías y el transformador se realiza con cable de potencia aislado.

El resumen de los tres modelos de disposición física se presenta en la tabla 7 y de ahora en adelante, serán representados como alternativas de construcción para el análisis del capítulo 4.

Estos modelos son representaciones de subestaciones construidas o en proceso de construcción y son el eje de referencia para el capítulo cuatro, mostrando una idea al lector del tipo de disposición física que se está evaluando y las obras contenidas en las valoraciones económicas de los proyectos.

**Tabla 7**  
*Isométrico de subestaciones de referencia.*

Plano isométrico - Disposiciones físicas	Características de cada disposición física
	<p><b>Alternativa #1</b></p> <p>Subestación de tipo convencional</p> <p>Elemento corte principal: interruptor de potencia en patio.</p> <p>Bahías en disposición horizontal</p>
	<p><b>Alternativa #2</b></p> <p>Convencional reducida</p> <p>Elemento corte principal: reconectador</p> <p>Bahías en disposición vertical</p>
	<p><b>Alternativa #3</b></p> <p>Subestación tipo interior en celdas de potencia</p> <p>Elemento corte principal: interruptor encapsulado.</p> <p>Bahías encapsuladas</p>

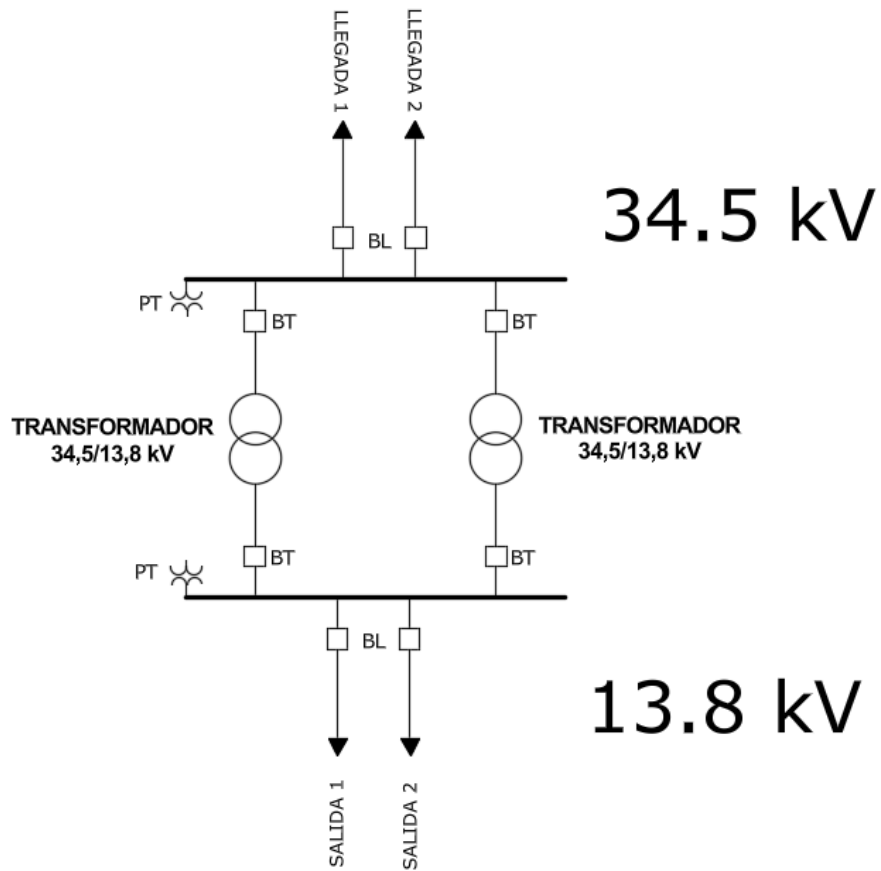
En cuanto a los criterios iniciales de diseño, se establecieron en conjunto con las áreas impactadas los siguientes lineamientos:

- Constituir barrajes, manteniendo la configuración barra sencilla, pero normalizando bahías de línea y de transformación. Esto permitirá la llegada de nuevas redes, sin realizar intervenciones mayores en la subestación.
- Distribuir la potencia dimensionada para la subestación en dos transformadores en paralelo. (Aplica para necesidades mayores a 10 MVA). Lo anterior con el objetivo de poder atender la demanda o parte de ella sin la desconexión total de la subestación.
- Estandarizar la potencia de los transformadores, para zonas rurales se define de 5 MVA, zonas semi pobladas de 12 MVA y cascos urbanos 25 MVA.
- Los servicios auxiliares, que actualmente se alimentan por el lado de baja (13,8 kV) de las subestaciones de media tensión, pasaran a alimentarse por el lado de alta (34,5 kV) para garantizar el suministro de energía.

Con base en lo anterior, se presenta en la ilustración 2 el diagrama unifilar de la subestación de media tensión con las recomendaciones de criterios iniciales para la evaluación del capítulo cuatro y las características que deberán contener las disposiciones físicas constructivas descritas anteriormente y resumidas en la tabla 7.

Es decir, todas deberán contar al menos 2 bahías de línea, independientemente de si su disposición física es convencional, convencional reducida o de tipo interior, se deberá constituir un barraje de tipo sencillo, tanto en el lado de 34,5 kV como en el de 13,8 kV y así, contemplar todas las disposiciones descritas en la ilustración 2.

*Ilustración 2*  
*Diagrama unifilar de subestación estándar.*



*Nota:* En la ilustración 2 se visualiza el Diagrama unifilar de subestación estándar.

## **Análisis Técnico y Económico de las Subestaciones Actuales**

En este capítulo se presenta el análisis realizado para determinar la mejor alternativa constructiva dentro de los modelos de disposición física evaluados, conforme con la caracterización de las subestaciones existentes en CENS S.A. E.S.P. Además, dentro de los modelos constructivos, se analizarán optimizaciones a los proyectos para establecer criterios de diseño futuro en subestaciones de media tensión.

Es necesario establecer unas consideraciones iniciales que permita dar claridad frente a los valores que se presentarán en este capítulo:

- Para la evaluación de los costos del proyecto, solo se contemplarán aquellos relacionados con: ingeniería, suministro, montaje, obra civil, pruebas y puesta en servicio. No se contemplarán costos socioambientales, interventoría, costos financieros ni los costos de administración de la ejecución debido a que estos costos varían con las condiciones del entorno de cada proyecto.
- La estructuración de los costos del proyecto se realizará conforme al análisis de precios unitarios de las unidades constructivas, establecidas bajo la resolución CREG 015 de 2018.
- En cuanto a la disposición física, se utilizarán modelos de referencia de proyectos anteriores y sus costos, así como se determinará con base en criterio de expertos los costos de mantener y operar las subestaciones.

- La disposición física para la alternativa de celdas de potencia se evaluará con celdas de tipo GIS, debido a que se remuneran mejor, de acuerdo con el capítulo 14 de la CREG 015 de 2018.
- El año de referencia de los costos es 2024 y el análisis se hará teniendo en cuenta las vidas útiles de los activos para la proyección del ingreso y el costo en valores constantes para determinar la inversión.

Para los análisis a desarrollar en este capítulo, la tabla 8 resume el nombre de las alternativas y la descripción de cada una de ellas, conforme al capítulo tres de este documento. Por lo anterior, al referirse a la alternativa uno, se estará haciendo énfasis en la subestación de media tensión convencional, la alternativa dos hará énfasis la disposición convencional reducida y la alternativa 3, tipo interior en celdas metal clad con aislamiento GIS.

**Tabla 8**  
*Alternativas de disposiciones físicas.*

Alternativa 1	Subestación 34,5/13,8 kV convencional.
Alternativa 2	Subestación 34,5/13,8 kV convencional reducida.
Alternativa 3	Subestación 34,5/13,8 kV tipo interior GIS.

*Nota:* Tabla 8 presenta las Alternativas de disposiciones físicas.

### CaPex/Opex de las subestaciones actuales

Se realizó una recopilación de los costos asociados a proyectos similares y consultas a proveedores para establecer el costo de construir, operar y mantener una subestación eléctrica, bajo las alternativas planteadas en los capítulos anteriores.

Los costos asociados al CAPEX del proyecto se enlistan a continuación:

**Tabla 9**  
*CAPEX de las alternativas.*

Ítem	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Suministro	8.992.662.868 COP	2.430.958.452 COP	12.629.545.621 COP
Obra civil	2.256.227.561 COP	567.447.013 COP	1.105.174.251 COP
Montaje	1.052.584.452 COP	554.925.780 COP	2.014.833.674 COP
Ingeniería	220.704.288 COP	117.162.308 COP	220.704.288 COP
Inspección	693.800.117 COP	93.402.840 COP	897.952.060 COP
Costos financieros	0 COP	0 COP	0 COP
IVA	2.082.352.828 COP	607.325.382 COP	2.994.976.772 COP

*Nota:* La tabla relaciona CAPEX de las alternativas.

Un costo importante que se incluye dentro del CaPex de un proyecto de subestaciones eléctricas es el valor del predio donde se ubicará la subestación. Dicho rubro será diferente dependiendo de la disposición física de la infraestructura, pues cada una tendrá una mayor o menor área con respecto a la otra.

En la siguiente tabla se muestra un escenario de costo utilizando el mismo valor del metro cuadrado para las alternativas.

**Tabla 10**  
*Costo predial de las subestaciones.*

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Área S/E (m <sup>2</sup> )	2.774,89	1104.6	1.072,44
Costo m <sup>2</sup>	255.000 COP	255.000 COP	255.000 COP
Valor estimado	707.597.919 COP	\$ 281,673,000	273.472.185 COP

*Nota:* En la tabla 10 se detalla el costo predial de las subestaciones.

De la tabla 10, se puede notar que, en condiciones de igualdad de costo por metro cuadrado, la alternativa 1 suele incrementar los costos de un proyecto debido al área que ocupa. Es importante tener presente esa información dado que, dependiendo de la ubicación del proyecto, los costos prediales pueden ser muy altos con una mala disposición física.

Finalmente, el costo de cada alternativa, bajo condiciones iguales de construcción nos presenta los siguientes costos de CAPEX por alternativa:

**Tabla 11**

*Valor del proyecto por alternativas.*

Alternativa 1	16.005.930.035 COP
Alternativa 2	4.652.894.775 COP
Alternativa 3	20.136.658.851 COP

*Nota:* La tabla 11 establece el Valor del proyecto por alternativas.

En cuanto al Opex del proyecto, se establecieron los costos con base en información de la organización de gasto anual en las actividades, siendo en su mayoría las de inspecciones rutinarias, limpieza y lubricación y pruebas y revisiones. Los costos recopilados se expresan en la siguiente tabla.

**Tabla 12**

*OPEX de las alternativas.*

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
OPEX	26.735.319 COP	26.735.319 COP	11.046.196 COP

*Nota:* Aquí de evidencia el OPEX de las alternativas.

### **Análisis de costos de las diferentes configuraciones**

Si bien los costos son el resultado de valoraciones y precios de proyectos similares, no es necesario tener el valor exacto para observar realizar conclusiones con base en los resultados de la tabla 11:

En primer lugar, es llamativo observar la diferencia entre el CaPex de la alternativa tres y la alternativa dos, pues se observa que el costo del proyecto de la disposición física de tipo interior es de más del 70% que el de la convencional reducida; ello se debe principalmente al costo de los suministros del proyecto (en la tabla 9 se observa una diferencia mayor a diez mil millones), pues el reconector es más económico que una celda de potencia aislada en GIS y los demás elementos, equipos y materiales, poseen mayores características de confiabilidad. Adicionalmente, al ser la alternativa tres una alternativa con un alto grado de confiabilidad, los costos de obra, revisión e inspección suelen ser más elevados, buscando garantizar la confiabilidad de la infraestructura.

Otro punto por resaltar de la revisión de costos expuestos en la tabla 9 tiene que ver con las actividades de obra, pues las obras civiles para una subestación convencional suelen ser mayor, implicando incluso mayor adecuación de terreno, cimentaciones, cerramiento, entre otras.

En cuanto a la tabla 10, el área de ocupación de la subestación establece un costo decisivo dentro de un ejercicio de estimación de presupuesto y selección de alternativas, ya que dependiendo de la disposición física y del valor del metro cuadrado de la zona, la afectación del valor del CAPEX puede llegar a ser de más del 5%.

## Unidades constructivas

Las unidades constructivas están referenciadas, para activos nuevos, en el capítulo 14 de la CREG 015 de 2018. En ellas, dependiendo de la necesidad y la disposición física, se seleccionarán conforme el nivel de tensión y la cantidad.

La diferencia entre las alternativas estará en torno a las bahías de línea, de transformación y a los demás elementos requeridos para la puesta en operación de la subestación. La tabla 13 evidencia, por ejemplo, que, para conformar una bahía de línea en 34,5 kV, para una disposición convencional se reconoce solo una unidad constructiva. Mientras que, en el caso de la celda GIS, se reconocen hasta cuatro, y tienen mejor remuneración que otras unidades constructivas.

**Tabla 13**

*Codificación de Unidades constructivas<sup>3</sup> de las alternativas de la **Tabla 8**  
Alternativas de disposiciones físicas..*

Componente	UC Alternativa 1	UC Alternativa 2	UC Alternativa 3
	N3S1	N3S17	N3S62
Bahía línea 34,5 kV	-	-	N3EQ3
	-	-	N3EQ9
	-	-	N3S61
Barraje 34,5 kV	N3S25	-	-

<sup>3</sup> Nota: la descripción de la codificación de las unidades constructivas de la tabla 13 se encuentran relacionadas en la CREG 015 de 2018. Capítulo 14.

Componente	UC Alternativa 1	UC Alternativa 2	UC Alternativa 3
	N3S2	N3EQ27	N3S61
Bahía transformación 34,5 kV	-	N3EQ5	-
	-	N3EQ2	-
Transformadores de potencia	N3T4	N3T2	N3T4
	N2S2	N2EQ35	N2S14
Bahía transformación 13,8 kV	-	N2EQ13	N2S60
	-	N2EQ40	-
Barraje 13,8 kV	N2S22		
	N2S1	N2S7	N2EQ31
Bahía línea 13,8 kV	-	-	N2S60
	-	-	N2EQ15
Módulo común	N3S35	N3S60	N3S37
	N2S63	-	N2S64
Calidad de la potencia	N3EQ14	N3EQ14	N3EQ14
	N2EQ34	N2EQ34	N2EQ34
	N3P1	-	N3P1
	N3P2	-	N3P2
Control y protección	N2P1	-	N2P1
	N3P5	-	-
	N0P5	-	N0P5
	N0P13	-	N0P13
Equipos	N3EQ26	N3EQ11	-

Componente	UC Alternativa 1	UC Alternativa 2	UC Alternativa 3
	N2EQ39	N2EQ38	-
	N2EQ10	N2EQ10	N2EQ10

*Nota:* La tabla detalla las unidades constructivas de las alternativas.

### **Relación beneficio/costo del CaPex y de unidades constructivas**

Un indicativo usado en la formulación de proyectos para determinar de forma general los beneficios de un proyecto en términos económicos es la relación B/C, que indica el costo del proyecto vs el beneficio que tendrá el mismo. Si se relaciona los costos del CAPEX como la inversión inicial de cada alternativa y se proyectan los beneficios por unidades constructivas como el desempeño o beneficio de acuerdo con la vida útil regulatoria<sup>4</sup> establecida para cada unidad constructiva, se tendrán los siguientes resultados:

#### **Tabla 14**

*Relación B/C de las alternativas planteadas.*

Alternativas	VPN Desempeño	VPN Inversión	B/C
ALT.01	12,699,018,599 COP	16,005,930,035 COP	0.79
ALT.02	2,083,892,263 COP	4,652,894,775 COP	0.45
ALT.03	15,694,929,748 COP	20,136,658,851 COP	0.78

*Nota:* Tabla que detalla la Relación B/C de las alternativas planteadas.

<sup>4</sup> CREG 015 de 2018, capítulo 14.

Es posible concluir con base en los resultados obtenidos en la tabla 14 lo siguiente:

Ninguno de los proyectos representados en este ejercicio representa una relación B/C positiva para CENS S.A. E.S.P. Esto es justificable bajo dos premisas: la primera es que al utilizar valores de referencia de otros proyectos y no desarrollar una ingeniería de detalle de cada alternativa, hay un grado de incertidumbre al realizar el ejercicio. La segunda tiene que ver con los sobrecostos de los equipos, como los incrementos de precios durante y posterior a la pandemia del COVID-19. Que ha afectado la viabilidad de los proyectos de subestaciones.

Otro aspecto que se observó durante la caracterización de las subestaciones del capítulo dos y cuyo efecto se observa en la relación B/C de las alternativas es que muchas veces se han realizado obras que no son reconocidas por la CREG 015 de 2018; un ejemplo de ello es la constitución del barraje en la alternativa 2, pues se observó que se ha construido una barra física utilizando postería para conectar más de un circuito de salida, sin embargo esa UC no es reconocida al no cumplir con la circular 029 de 2018, para el capítulo 14. Estos aspectos son los puntos importantes por recopilar para el establecimiento de criterios en el capítulo 4 de la presente monografía.

Finalmente, basándonos en los resultados de la tabla 14. La disposición física convencional representa o ha representado una mejor relación B/C que cualquiera de las anteriores alternativas. Sin embargo, bajo la perspectiva del costo inicial vs el ingreso a la vida útil regulatoria, sería un análisis incompleto pues se requiere incluir las actividades de mantenimiento y operación que se realizan sobre los activos.

Para ello, se establecieron criterios de evaluación que tienen en cuenta otros aspectos más allá del CAPEX del proyecto y que permitirá conocer de forma mas especifica las ventajas y desventajas de cada disposición física planteada.

### **Criterios de análisis de costo, riesgo y desempeño**

Para determinar el comportamiento económico de las alternativas planteadas, es necesario tener una mirada completa de las actividades de un proyecto y no analizar solamente el costo/ingreso de la solución, pues hay costos adicionales por actividades como las del mantenimiento, así como hay riesgos que se deben contemplar para el ejercicio.

- En cuanto al costo, se tendrá como criterio el mantenimiento de cada alternativa constructiva y se incluirá como un costo diferenciador en cada disposición física.
- En cuanto al riesgo, se evaluará la tasa de fallas de las subestaciones tipo con base en información de criterios de experto del área de mantenimiento.
- Y finalmente, frente al desempeño, se tendrá en cuenta el ingreso reconocido por la CREG 015 de 2018 representando en unidades constructivas.

### **Aplicación de la metodología de toma de decisiones**

CENS S.A. E.S.P. tiene definido dentro de su proceso interno una metodología perteneciente al Sistema de Gestión de Activos, bajo la norma ISO 55000, llamada “toma de decisiones” cuyo objetivo es identificar soluciones optimas que contribuyan al logro de los objetivos de la empresa.

La metodología está estructurada bajo cuatro etapas, la primera busca identificar iniciativas para solventar una necesidad inicial. La segunda etapa busca establecer el problema o la oportunidad a desarrollar, la tercera etapa busca realizar una serie de opciones para atender lo identificado en la anterior etapa, para posteriormente (en la etapa cuatro) determinar la solución óptima a implementar.

Para la cuarta etapa, la organización define una plantilla de análisis basado en el costo, el riesgo y el desempeño (en adelante CRD) de las alternativas de solución. Con los datos diligenciados, se determinará la solución óptima para CENS.

### **Análisis comparativo de los resultados**

En la siguiente tabla se proyectan los resultados obtenidos del CRD para el cálculo de la solución óptima de disposición física de subestaciones de media tensión.

**Tabla 15**  
*Resultados CRD de las alternativas propuestas.*

		VPN Costo	VPN Riesgo	VPN Desempeño	VPN Inversión	TIR	B/C
ALT.01	Optimista	-305,050,182	-351,150	12,699,018,599	-16,005,930,035	5%	0.78
	Pesimista	-337,160,727	-740,844,259	12,699,018,599	-16,770,846,641	4%	0.71
ALT.02	Optimista	-126,037,178	-100,335	2,083,892,263	-4,652,894,775	1%	0.44
	Pesimista	-139,304,250	-211,682,851	2,083,892,263	-4,871,455,864	0%	0.40
ALT.03	Optimista	-6,633,536	0	15,694,929,748	-20,136,658,851	5%	0.78
	Pesimista	-26,534,143	-363,825,738	15,585,047,983	-21,129,818,184	4%	0.72

*Nota:* La tabla 15 muestra los Resultados CRD en COP de las alternativas propuestas.

De los resultados obtenidos en la tabla 15, la primera conclusión a resaltar es que las tres alternativas muestran un balance negativo de relación beneficio/costo de los proyectos, por lo que es de aclarar que, al ser costos referenciales y sin una ingeniería de detalle, seguramente habrá una alta incertidumbre en los resultados. El ejercicio CRD se proyecta con el objetivo de visualizar de forma general, las implicaciones de un proyecto en materia de costos, riesgos y desempeño. Además de que sirven de referencia para tener un indicador del comportamiento financiero de un proyecto, por lo que aquellos que se acerquen a uno en la relación B/C, seguramente con ingeniería de detalle y optimización de costos podrá ser un proyecto rentable para la organización.

En cuanto a las alternativas, observamos que la menor incertidumbre y mejor relación beneficio/costo se obtuvo en la alternativa tres, disposición física tipo interior en celdas GIS. Esto se presenta, de acuerdo con el análisis realizado, porque el reconocimiento de las celdas es aproximadamente el doble en comparación con las demás unidades constructivas de bahías. Además de que la disposición de la subestación requiere menor área y los costos de valor de metro cuadrado y gestión predial suelen ser altos.

Sin embargo, la disposición física de celdas en GIS no es un valor con una diferencia considerable con respecto a la alternativa uno, pues su penalización en comparación con la alternativa tres se encuentra en los costos de mantenimiento y en el componente de riesgo a exposición de fallas.

Un resultado más desfavorable se observa en la alternativa dos, disposición convencional reducida, ya que la incertidumbre en el costo es considerable y su relación

beneficio costo es de menos del 50%, indicando que, aunque los costos son generales y tienen una alta incertidumbre, son alternativas poco rentables y que, aunque se hagan optimizaciones a la ingeniería, es probable que financieramente no sean viables para la organización.

El análisis la alternativa tres también indicó que, gran parte de las subestaciones llamadas “convencional reducida” tienen asociadas un conjunto de obras que no son reconocidas dentro de las unidades constructivas de la CREG 015 de 2018 o que no se les puede asociar una unidad constructiva por su disposición física, lo que lleva al sobre costo de la solución.

## **Propuesta de Criterios de Diseño y Caracterización de las Subestaciones de 34,5/13,8**

### **kV.**

El análisis obtenido con la metodología de la toma de decisiones desarrollada en el capítulo tres concluye que la opción más favorable en relación B/C y con menor incertidumbre corresponde a la configuración de Subestación tipo interior con celdas GIS, la cual suele ser ideal para subestaciones ubicadas en grandes centros urbanos, debido a que ocupan menos espacio y tienen una alta confiabilidad.

Sin embargo, existen limitaciones logísticas y de seguridad en zonas remotas en donde las subestaciones tipo interior y/o convencionales no son estratégicas o representan mayores riesgos que beneficios para una empresa, por lo que las disposiciones convencionales reducidas permitirán simplificar las obras requeridas para su construcción, operación y mantenimiento y atender la demanda requerida en el área de influencia de CENS.

Un ejemplo claro del aprovechamiento de las disposiciones convencionales reducidas son las zonas rurales, pues las cargas suelen ser de baja demanda y su confiabilidad puede ser menor en comparación con otras áreas de mayor importancia.

Por lo anterior, dentro de las sesiones de trabajo sostenidas en CENS se define como estrategia para el sector urbano y semiurbano, la construcción de subestaciones tipo interior, en celdas GIS, sin descartar, que en los procesos de validación de costos de los proyectos se actualice la comparación GIS vs convencional para determinar, en el instante de tiempo a

evaluar, cual alternativa conviene más. Para el caso de zonas rurales, se podrá evaluar el uso de disposiciones físicas convencionales reducidas, de acuerdo con los lineamientos establecidos en los siguientes numerales.

### **Lineamientos para la selección del tipo y la configuración de las subestaciones.**

Para la selección del tipo de subestación, se tendrán en cuenta los siguientes lineamientos:

- Para zonas urbanas, se tendrá como primera alternativa constructiva las subestaciones tipo interior, en celdas GIS, teniendo presente el área de ocupación de la subestación para la selección del lote.
- Se deberá actualizar anualmente, en acompañamiento con los proveedores, el costo de las disposiciones físicas tipo interior y convencional a fin de continuar validando la mejor alternativa constructiva.
- Para zonas con cargas que involucren el uso de transformadores de potencia menores o iguales a 5 MVA, y que por su ubicación de centro de carga sea de difícil acceso, se deberá construir subestaciones de tipo convencional reducida.

En cuanto a la configuración, se mantendrá la disposición barra sencilla, teniendo presente el siguiente lineamiento:

- Se debe evaluar, cuando el alcance establezca utilizar dos transformadores de potencia en paralelo, separar la barra en dos, totalmente independientes y generar un acople entre barras para la redistribución de cargas.

## **Criterios de diseño electromecánico**

La aplicación de los criterios de diseño aplicará conforme el tipo y/o configuración de la subestación a construir. Dichos criterios se expresan de la siguiente manera:

- Para el caso de las subestaciones tipo interior, aisladas en GIS. Se contempla utilizar dos transformadores trifásicos de 12,5 MVA, para una capacidad máxima estándar de 25 MVA por subestación.
- En caso de que se contemple la instalación de un segundo transformador, este equipo deberá tener el mismo grupo de conexión, garantizar que la repartición de carga será proporcional, misma relación de transformación del transformador existente y deberá cumplir las Especificaciones Técnicas para transformadores de Potencia.
- La subestación deberá diseñarse para soportar máximo 4 circuitos por 34.5 kV y mínimo 6 circuitos por 13.8 kV. Los espacios en sala de control deben dimensionarse hasta para 9 celdas de 34.5 kV y 11 celdas de 13.8 kV.
- En caso de la construcción de subestaciones convencionales y/o convencionales reducidas, se deben instalar equipos de seccionamiento antes y después del elemento de corte principal, Esto con el fin de evitar incidentes por flujos de energía de retorno, los cuales son probables por transferencias de alimentadores primarios y por generación distribuida instalada en las redes asociadas.

### **Criterios de diseño civil**

- las obras civiles para fosos o trampas de aceite y las cimentaciones de los transformadores se podrán dimensionar para una capacidad superior a la del transformador a instalar, para cubrir aumentos de capacidad futuros por crecimiento de la demanda.
- Se podrán considerar espacios mayores en el área del patio, casetas y/o en el lote de la subestación para permitir expansiones futuras de más bahías y transformadores, para atención del crecimiento de la demanda.
- Las vías internas serán dimensionadas para permitir el acceso de los vehículos de carga para los transformadores de potencia, y el acceso de grúas y otros vehículos para labores de montaje y mantenimiento, permitiendo radios de giro adecuados.

### **Criterios de diseño ambiental**

Para el componente ambiental, se establecieron los siguientes criterios a considerar en el diseño de las subestaciones de media tensión:

- Diseñar e implementar un esquema de fosos y tanque colector separados para la contención del aceite dieléctrico del transformador en caso de fuga, a fin de prevenir afectaciones al ambiente circundante e incendios.
- En las subestaciones se deben incluir protecciones avifauna donde amerite y cuando las informaciones ambientales del proyecto identifiquen presencia de animales.

### **Criterios de diseño predial**

Dado que la mejor alternativa constructiva es una subestación de media tensión en disposición física tipo interior, es necesario que la gestión predial considere, para la selección del lote de ubicación del proyecto los siguientes criterios:

- Se buscarán lotes con características similares al área requerida para la implantación de la subestación, a fin de reducir los sobrecostos por adquisición de áreas mayores ante las condiciones de venta impuestas por los propietarios.
- El lote seleccionado no deberá superar pendientes de inclinación mayores a 15° debido a que el movimiento de tierras suele elevarse considerablemente a partir de ese número.
- Los lotes deberán estar fuera de áreas catalogadas con riesgo alto de inundación, deslizamiento, reclamos por restitución de tierras, zonas arqueológicas, comunidades étnicas especiales, que puedan representar riesgo para el desarrollo de las obras requeridas o aprovechamiento del espacio proyectado.

### **Criterios de confiabilidad**

Aunque la configuración de la subestación se mantendrá en barra sencilla, dentro de los diseños de las subestaciones de media tensión, para garantizar un aumento de la confiabilidad base, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Se podrá diseñar un esquema de conexión en las salidas de las bahías de línea por el lado de 13,8 kV que permita realizar traslados de carga entre circuitos en casos de

contingencias en las bahías o celdas de la subestación, así como en caso de mantenimientos a los activos.

- Las celdas GIS empleadas en este tipo de subestaciones deben cumplir con las especificaciones técnicas homologadas ET-SE-CM3-011, ET-SE-CM2-012, ET-SE-CM2-013 y ET-SE-CM3-015 según corresponda.
- EL hardware y software empleado para los esquemas de control y comulaciones deberá incorporar protocolos de seguridad digital para evitar ataques, acceso no autorizado a las redes empresariales y pérdidas de las funciones de supervisión y control de la subestación.

### **Criterios de mantenimiento**

Los criterios de mantenimiento son esenciales para definir estrategias de materiales y distribuciones físicas de la subestación, por lo que, dentro del alcance de los proyectos tener presente los siguientes lineamientos:

- La disposición física debe contemplar las distancias de seguridad y espacios de trabajo que permita realizar las labores de mantenimiento.
- Las salas de control o los gabinetes tipo exterior deberán estar ubicados en zonas que minimicen la interferencia para la ejecución de labores de mantenimiento.
- El emplazamiento de la subestación debe contar con vías de acceso adecuadas para el transporte de los transformadores de potencia, equipos eléctricos y del personal de mantenimiento, con condiciones seguras y tiempos que aporten a la reducción de tiempos de reparación.

- Se utilizará, por estrategia de repuestos, el conductor 336.4 kcmil (500 kcmil en el caso de cable aislado) conexiones del nivel de tensión 34,5 kV. Mientras que, bajo el mismo concepto, el conductor para las conexiones de 13,8 kV deberá ser de calibre 266.8 kcmil (500 kcmil en el caso del cable aislado).
- Se incluirá, en los diseños, un sistema de iluminación LED de emergencia alimentado desde el banco de baterías.

### **Criterios de operación**

Dentro del ejercicio de caracterización de las subestaciones y las reuniones sostenidas con el equipo de Tecnología de la Operación y estudios eléctricos, se definieron los siguientes criterios a incluir en el diseño de las subestaciones de media tensión:

- Dado que la configuración es barra sencilla, los servicios auxiliares serán suplidos por la línea de 34,5 kV que llegue a la subestación, esto dado que, en caso de falla en algún componente de la subestación, el equipo de T.O. mantenga control y comunicación con la subestación construida.
- La subestación deberá contar con un grupo electrógeno como respaldo de emergencia a los servicios auxiliares, para el caso de las subestaciones convencionales y tipo interior. En el caso de las subestaciones convencionales reducidas, implementar un gabinete con UPS.

## Conclusiones

El diseño de las subestaciones dentro del área de influencia de un Operador de Red debe basarse en una identificación y estandarización de lineamientos y criterios ambientales, prediales, técnicos y financieros, que permitan identificar las mejores prácticas y tecnologías para incorporar en las etapas del ciclo de vida de los activos, desde su fase de planeación, diseño, construcción, puesta en servicio, operación, mantenimiento y disposición final; simplificando la toma de decisiones sobre configuraciones y tecnología para condiciones dadas, mejorando la gestión de abastecimiento y las tareas técnicas sobre los activos.

El resultado de este documento y los lineamientos establecidos forjan como resultado los criterios que deberán considerar las áreas de formulación de proyectos y diseños de infraestructura para garantizar que las inversiones que ejecutará la organización, en el marco del plan de inversiones, cuenten con un respaldo técnico económico de la alternativa a ejecutar y, además, considere criterios para todo el ciclo de vida del proyecto, sin perjudicar el reconocimiento del valor de este. Dichos criterios, obedecen a criterios de confiabilidad, flexibilidad, redundancia y disponibilidad adecuados, garantizando los niveles de calidad exigidos por la regulación vigente, con niveles apropiados de inversión, remuneración y gastos de AOM, apuntando a la mejora en la prestación del servicio a los usuarios y la sostenibilidad del negocio para los Operadores de Red.

Finalmente, dado que las señales del entorno, tanto internas como externas pueden influir en los análisis económicos, es de vital importancia que se actualicen los resultados

periódicamente, teniendo presente el procedimiento mencionado en este documento y garantizando el objetivo principal, el cual será, actualizar los criterios para garantizar que siempre se desarrolle la mejor opción, desde el punto de vista técnico y económico.

### **Referencias bibliográficas**

CENS S.A. E.S.P, Guía metodológica para toma de decisiones, 2022.

CENS S.A. E.S.P, Guía de premisas de mantenimiento, 2023.

Comisión de regulación de Energía y Gas, «Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional,» 2018.

Comisión de regulación de Energía y Gas, REVISIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE SUBESTACIONES DEL STN, STR Y SDL. 2014

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN, Lineamientos para la normalización de las subestaciones en el sistema eléctrico de Antioquia. 2016.

HMV ingenieros, Subestaciones de alta y extra alta tensión, 2021.