



Vigilada Mineducación

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INCORPORACIÓN DE
DISPOSITIVOS DE TECNOLOGÍA DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA PARA LA
VARIACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN
LOCAL (SDL) DE CELSIA**

PRE- FEASIBILITY STUDY FOR THE INCORPORATION OF POWER
ELECTRONICS TECHNOLOGY DEVICES FOR POWER FLOW VARIATION IN
CELSIA'S LOCAL DISTRIBUTION NETWORKS (SDL)

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título
de magíster en Gerencia de Proyectos

ANGIE TATIANA PRECIADO MOSOS

Asesor, docente

ELKIN ARCESIO GÓMEZ SALAZAR

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS
PEREIRA
2024

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
JUSTIFICACIÓN	18
OBJETIVOS.....	20
GENERAL	20
ESPECÍFICOS	20
MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL.....	21
ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	21
Metodología ONUDI	22
Metodología de Análisis de Costo-Beneficio (ACB)	24
Metodología General Ajustada (MGA)	26
Metodología del Marco lógico	26
Metodología Alemán ZielOrientierte Project Planung (ZOPP)	27
DISPOSITIVOS DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA Y VARIACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA	28
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)	33
CELSIA	35
DISEÑO METODOLÓGICO	36
METODOLOGÍA.....	37
IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA: FUENTES Y TÉCNICAS PARA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	40
Análisis entorno	40
Estudio de mercado	45
Estudio técnico	46
Estudio legal	46
Estudio financiero y de riesgos	47
DESARROLLO DEL TRABAJO	49
ESTUDIO SECTORIAL	49

Componente político	50
Componente económico	56
Componente sociocultural	62
Componente tecnológico	68
Componente legal.....	77
ESTUDIO TÉCNICO – EVALUACIÓN DE SOLUCIÓN.....	78
Caso de estudio.....	80
Identificación de la solución	83
Implementación FACT en serie en el caso de estudio.....	86
ESTUDIO DE MERCADO	89
Resultados de la encuesta.....	90
Costos.....	92
ESTUDIO LEGAL.....	94
Incentivos.....	96
Máximas horas anuales de indisponibilidad.....	97
Ingreso anual por inversiones OR	97
Gastos AOM	101
Tasa de retorno	101
ESTUDIO FINANCIERO	101
Cálculo del CENS	105
Perdidas técnicas de energía	107
Flujo de caja y RBC	109
ESTUDIO DE RIESGOS	112
Riesgo político	113
Riesgo asociado a grupos de interés.....	113
Riesgo asociado a la gestión del proyecto.....	114
Riesgo asociado a afectaciones del ingreso.....	115
Riesgo asociado al incumplimiento en la calidad de productos y servicios ..	115
Riesgo asociado a errores en la aplicación de sst.....	116
Riesgo asociado al incumplimiento de terceros.....	117

Riesgo por daño o indisponibilidad de equipos clave	118
Riesgo de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios .	118
Riesgo por incumplimiento de normatividad	119
Probabilidad ocurrencia e impacto.....	119
Frecuencia de riesgos	122
Impacto si ocurre el riesgo.....	132
VPN considerando riesgos	143
CONCLUSIONES	144
REFERENCIAS	146
ANEXOS	154
Anexo 1.....	154
Encuesta para Proveedores - Estudio de Mercado	154

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Demanda y variaciones	60
Figura 2. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica SIN a 2023	63
Figura 3. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año)	64
Figura 4. Participación en la matriz energética por tipo de tecnología (2023)	65
Figura 5. Participación en la matriz energética por tipo de tecnología (2050)	66
Figura 6. Diagrama unifilar de zona del análisis	81
Figura 7. Condición de sobrecarga evidenciada	82
Figura 8. Efecto de la implantación DFACT en serie	84
Figura 9. Diagrama esquemático de un controlador en serie	86
Figura 10. Cargabilidad ante la implementación de la solución	88
Figura 11. Estimación del tamaño del mercado de FACTS, por tipo de compensación	90
Figura 12. Flujo de fondos que genera la implementación del SSSC	111
Figura 13. Análisis cualitativo de riesgos	120
Figura 14. Frecuencia de riesgo político	122
Figura 15. Frecuencia del riesgo asociado a grupos de interés.....	123
Figura 16. Frecuencia del riesgo asociado a la gestión del proyecto.....	124
Figura 17. Frecuencia de afectaciones del ingreso.....	125
Figura 18. Frecuencia del incumplimiento en la calidad de productos y servicios	126
Figura 19. Frecuencia de errores en la aplicación de SST	127
Figura 20. Frecuencia de incumplimiento de terceros	128
Figura 21. Frecuencia de riesgo por daño o indisponibilidad de equipos clave ...	129
Figura 22. Frecuencia de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios	130
Figura 23. Frecuencia de incumplimiento de normatividad.....	131

Figura 24. Materialización del riesgo político en caso de que ocurra.....	133
Figura 25. Materialización del riesgo asociado a grupos de interés.....	133
Figura 26. Materialización del riesgo asociado a la gestión del proyecto	134
Figura 27. Materialización del riesgo asociado a afectaciones del ingreso.....	135
Figura 28. Materialización del riesgo asociado a errores en la aplicación de SST	136
Figura 29. Materialización del riesgo asociado al incumplimiento de terceros.....	137
Figura 30. Materialización del riesgo por daño o indisponibilidad de equipos clave	138
Figura 31. Materialización del riesgo de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios.....	139
Figura 32. Materialización del riesgo por incumplimiento de normatividad	140
Figura 33. Cuantificación de riesgos.....	141
Figura 34. VPN	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mejoras de la calidad promedio del país alcanzando en los próximos 5 y 10 años los siguientes valores	52
Tabla 2. Metas SAIDI y SAIFI	53
Tabla 3. Resumen de la oferta proporcionada por proveedores para la adquisición de suministro de seis módulos DFACTS	93
Tabla 4. MHAI	97
Tabla 5. Porcentaje de incremento (2026-2050).....	103
Tabla 6. Sobrecarga sin la implementación del SSSC y con el aumento proyectado de demanda	104
Tabla 7. MHAI	105
Tabla 8. Resultados de los costos de energía no suministrada	106
Tabla 9. Costos de los componentes	108
Tabla 10. Resumen de flujo de fondos	112
Tabla 11. Escala de probabilidades	120
Tabla 12. Impacto si ocurre el evento de riesgo	121

RESUMEN

Este estudio de prefactibilidad tiene como objetivo evaluar la implementación de dispositivos de electrónica de potencia en las redes de distribución local (SDL) de Celsia, una destacada empresa operadora de red en Colombia. La regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de la Resolución CREG 015 de 2018, establece rigurosos estándares de calidad, a partir del empleo de índices como SAIFI y SAIDI para medir el desempeño de los operadores. Los notables cambios en el sector eléctrico han introducido complejidades en la gestión del sistema eléctrico, lo cual ha originado la necesidad de explorar dispositivos de electrónica de potencia para preservar mejoras anuales del 8%.

Celsia, en su papel crucial como operadora de red, busca garantizar la calidad y continuidad en el suministro eléctrico. La implementación de electrónica de potencia en las SDL se plantea como una solución eficaz para planificar y controlar el flujo de energía, abordando desafíos actuales como la integración de fuentes renovables y la regulación del voltaje. Esta estrategia no solo asegura el cumplimiento de los estándares de calidad de la CREG, sino que también presenta la oportunidad de reducir inversiones a mediano plazo y disminuir costos operativos.

En este escenario, se propone realizar un análisis de prefactibilidad basado en la metodología de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), destacada por evaluar beneficios económicos y ser aplicable al sector industrial y privado. La selección de esta metodología se fundamenta en su idoneidad para abordar los aspectos cruciales del estudio. El análisis comprendió estudios sectoriales, de mercado, técnico, legal y financiero, además de una evaluación de riesgos, con el fin de brindar una visión integral de la viabilidad del proyecto.

Palabras clave: empresa de servicio público domiciliario, dispositivos de electrónica de potencia, variación de flujo de potencia, SSSC, Compensador Estático Sincrónico en Serie, Celsia.

ABSTRACT

This pre-feasibility study aims to assess the implementation of power electronic devices in the local distribution networks (SDL) of Celsia, a prominent utility operator in Colombia. The regulation by the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG), through Resolution CREG 015 of 2018, establishes stringent quality standards using indices such as SAIFI and SAIDI to measure the performance of operators. Significant changes in the electrical sector have introduced complexities in the management of the electrical system, prompting the need to explore power electronic devices to preserve annual improvements of 8%.

Celsia, in its crucial role as a network operator, seeks to ensure the quality and continuity of the electrical supply. The implementation of power electronics in SDL is proposed as an effective solution to plan and control energy flow, addressing current challenges such as the integration of renewable sources and voltage regulation. This strategy not only ensures compliance with CREG's quality standards but also provides an opportunity to reduce medium-term investments and decrease operational costs.

In this scenario, a pre-feasibility analysis is proposed based on the UNIDO methodology, renowned for evaluating economic benefits and being applicable to the industrial and private sector. The selection of this methodology is based on its suitability to address crucial aspects of the study. The analysis will encompass sectoral, market, technical, legal, and financial studies, along with a risk assessment, providing a comprehensive view of the project's viability.

Keywords: public utility company, power electronic devices, power flow variation, SSSC, Static Synchronous Series Compensator, Celsia.

INTRODUCCIÓN

Este estudio de prefactibilidad buscó determinar la viabilidad de incorporar dispositivos de electrónica de potencia para variar el flujo de potencia en las redes de distribución local (SDL) de Celsia. Aplicando la metodología de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), se llevó a cabo cinco estudios para analizar diversas variables clave. Inicialmente, se realizó un análisis sectorial utilizando técnicas PESTEL, seguido de una evaluación de mercado que abordó la oferta, demanda, competencia, precios y tendencias de los Dispositivos de Tecnología de Electrónica de Potencia (DTEP) en el SDL. Posteriormente, se elaboró un estudio técnico para seleccionar el caso de estudio y evaluar la solución propuesta.

En etapas posteriores, se concretó un análisis de la regulación vigente que afecta la remuneración de la actividad de distribución, lo cual constituyó el estudio legal. Finalmente, se efectuó un estudio de viabilidad mediante un análisis financiero y de riesgos. Este se justificó por la responsabilidad de Celsia, como empresa prestadora de servicios de energía, de garantizar la continuidad, calidad, eficiencia, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, según lo establecido por la regulación (Ley 142 de 1994). La creciente demanda de energía y la integración de fuentes de energía renovable distribuida plantean desafíos a la estabilidad y calidad del suministro.

Con el objetivo de mantener una mejora anual del 8% en los indicadores de duración y frecuencia (SAIDI y SAIFI), anticipándose a cambios en el mercado y para abordar eficazmente esta problemática, se propuso la implementación de dispositivos de electrónica de potencia en el SDL. Esta busca no solo generar ahorros de costos, sino también cumplir con los estándares de calidad y eficiencia energética establecidos por la regulación en Colombia.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sector energético en Colombia es un componente importante de la economía y está conformado por empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica. Todas estas empresas están sujetas a regulación por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad encargada de supervisar y controlar el mercado energético en Colombia (Coordinación de Inteligencia Externa, 2021).

En el país existen tres tipos de empresas de energía eléctrica: las de servicios públicos domiciliarios (ESPD), las generadoras (EG) y las comercializadoras. Las EG se encargan de producir la energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida por las redes de transmisión y distribución a los clientes finales a través de las ESPD. Por otro lado, las empresas comercializadoras se encargan de vender la energía eléctrica a los usuarios finales.

El sector eléctrico en Colombia se divide en cinco regiones: Caribe, Centro, Oriente, Occidente y Bogotá-Cundinamarca. Cada región está a cargo de distintas empresas de servicios públicos domiciliarios, las cuales prestan el servicio público de energía eléctrica a los usuarios finales.

Para entender cómo la energía eléctrica es llevada a los usuarios finales en Colombia, es importante considerar que el Gobierno nacional decidió a finales de los años sesenta conectar e integrar todos los sistemas eléctricos regionales del país. Esta integración dio lugar al Sistema Interconectado Nacional (SIN), compuesto por todas las subestaciones y líneas de transmisión en el país (CELSIA, 2021). El SIN se encarga de transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros urbanos y rurales donde es consumida, lo cual permite garantizar que todas las regiones del país reciban el servicio las 24 horas del día,

los 365 días del año. En caso de que falle alguna central o red, el SIN cuenta con otras plantas de generación y líneas de transmisión que pueden proveer el servicio.

El SIN está integrado por más de 30 compañías de energía, incluyendo empresas de generación, transmisión y distribución de energía, y cuenta con 209 plantas de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas, cogeneradores y autogeneradores) y 26.333 kilómetros aproximadamente de redes de energía (CELSIA, 2021).

La energía eléctrica en el SIN es transmitida y distribuida a través de los siguientes sistemas:

- El Sistema de Transmisión Nacional (STN)
- Los Sistemas de Transmisión Regionales (STR)
- Los Sistemas de Distribución Local (SDL) (Resolución CREG 015 de 2018).

El SDL en Colombia es esencial para llevar la energía eléctrica generada por las EG y transmitida a través del SIN a los usuarios finales. Este sistema es operado por ESPD, responsables de la operación y el mantenimiento de las redes de distribución de energía en sus respectivas zonas de concesión. Dichas áreas geográficas son determinadas por la CREG. De esta forma, el SDL es un componente crucial para garantizar que los usuarios finales reciban un suministro de energía eléctrica confiable y continuo (CREG, s.f.).

Dentro del marco normativo e institucional del sector energético, se destaca la empresa Celsia, perteneciente al Grupo Argos, por su amplia cobertura en la prestación del servicio público de energía eléctrica, lo cual la constituye como una de las empresas más importantes del SIN. Celsia opera en una gran porción del SDL de los departamentos del Valle y Tolima, atendiendo a más de un millón de

clientes residenciales y empresariales en 39 municipios del Valle del Cauca, 47 en Tolima y uno en Chocó (San José del Palmar) (Celsia, 2023a),

La transmisión y distribución de la energía en los departamentos del Valle y del Tolima se lleva a cabo desde las centrales de generación a través de las 16 subestaciones de transmisión y 291 km de redes de transmisión gestionadas por Celsia, consecuentemente a esta energía transportada se le reduce el voltaje mediante las 177 subestaciones de distribución y es llevada directamente a los hogares y empresas por medio de 45.722 km de redes de distribución (Celsia, 2023a),

Sin embargo, la misión de Celsia va más allá de ser una empresa prestadora de servicios eléctricos. En su compromiso por construir un futuro sostenible, innovador y humano, la compañía se enfoca en la generación y comercialización de energía eléctrica a partir de fuentes renovables como la energía solar, la energía eólica y la energía hidroeléctrica. De esta manera, busca reducir la huella de carbono y fomentar el desarrollo sostenible en la región. Además, se dedica a la innovación y el desarrollo de tecnologías energéticas eficientes y sostenibles, y a la promoción de una cultura energética responsable entre sus empleados, clientes y la sociedad en general. Como una empresa apasionada por las energías renovables y la eficiencia energética, Celsia ha consolidado un portafolio diversificado y ofrece soluciones integrales a desarrollos inmobiliarios (Celsia, 2023b).

Como empresa prestadora de servicios públicos, Celsia tiene la responsabilidad de cumplir con las disposiciones normativas (Ley 142 de 1994). Esto exige a la empresa garantizar la continuidad y calidad del servicio, prestar atención al cliente y mantener y renovar las instalaciones y equipos. Además, Celsia debe cumplir con los estándares de calidad del servicio establecidos para los operadores de red de energía eléctrica a través de la Resolución CREG 015 de 2018, utilizando los índices SAIFI y SAIDI para medir su desempeño en términos de continuidad y calidad del

suministro. Es importante destacar que el desempeño de estos indicadores anuales puede afectar los ingresos del operador para el siguiente año. Por esta razón, la metodología de remuneración 2018-2022, presentada en el documento CREG 010 del 2018, establece que se espera una mejora anual del 8% en los indicadores de duración y frecuencia.

Para asegurar el cumplimiento de estas obligaciones, Celsia invierte de manera permanente en la infraestructura que opera, siguiendo un plan de mantenimiento y actualización de las redes eléctricas conforme con la normativa expedida por la CREG. De esta manera, la empresa mejora los indicadores de calidad del servicio y cumple con lo establecido en la Ley, lo cual beneficia a los habitantes de los departamentos del Valle y del Tolima, donde presta sus servicios.

En la actualidad, la creciente demanda de energía y la inclusión de fuentes de energía renovable distribuida están poniendo en riesgo la estabilidad y calidad del suministro de energía. La implementación de dispositivos de electrónica de potencia en las redes de distribución local es una posible solución para enfrentar este problema.

Las causas de esta situación se derivan principalmente del aumento de la demanda energética y la incorporación cada vez mayor de fuentes de energía renovable distribuida en la red de distribución local. Esta situación puede generar problemas en la calidad del suministro de energía y afectar el funcionamiento de la red.

Las consecuencias de esta situación son proclives a un impacto significativo tanto al operador de red como a los usuarios finales. La disminución de la calidad del servicio eléctrico podría resultar en interrupciones del suministro, lo cual puede generar efectos negativos en los ingresos del operador.

Para solucionar este problema, es preciso proponer alternativas, como la implementación de dispositivos de electrónica de potencia en las redes de distribución local, que permitan una gestión eficiente y segura de la energía. Esto no solo puede mejorar la calidad del servicio eléctrico, sino también reducir la necesidad de inversiones a mediano plazo en la infraestructura eléctrica existente y disminuir los costos operativos y de mantenimiento.

Con el objetivo de seguir mejorando la eficiencia, la satisfacción del cliente, la competitividad y el cumplimiento regulatorio, tal como se establece en la misión de Celsia, se llevó a cabo un estudio de prefactibilidad para evaluar la viabilidad de incorporar dispositivos de electrónica de potencia para la variación del flujo de potencia en las redes del SDL.

Esta iniciativa se encuentra en línea con los cambios que se han venido presentando en el sector eléctrico en los últimos años, lo cual ha llevado a una revisión del sistema y sus infraestructuras. Entre los factores que motivan dicho cambio se encuentran las modificaciones en las necesidades energéticas de los usuarios, la exigencia de mayores niveles de calidad en la energía entregada al cliente, el desarrollo de fuentes de energía renovable y la necesidad de diversificar las fuentes de energía (Real Calvo et al., 2017). Todo esto ha llevado a una coexistencia cada vez mayor entre la generación convencional y la distribuida, intensificando la complejidad en la operación del sistema eléctrico.

Además, los operadores de redes de distribución pueden aprovechar la electrónica de potencia para planificar y controlar el flujo de energía en la red, lo cual ayudaría a resolver problemas de la red de distribución, como la integración de fuentes de energía renovable, la regulación del voltaje y la mejora de la calidad de la energía suministrada a los consumidores. Al solventar dichos retos, la implementación de electrónica de potencia reduce la necesidad de inversiones a mediano plazo en la red de distribución, lo cual permitiría aprovechar mejor la infraestructura existente y

aumentar su capacidad, reduciendo los costos operativos y de mantenimiento, Esto convierte a la electrónica de potencia en una alternativa rentable y sostenible a largo plazo.

También, algunas de las normas y regulaciones vigentes expedidas por la CREG que incentivan el uso de tecnologías más eficientes y sostenibles en la red de distribución, como la Resolución CREG 130 de 2021 y la Resolución CREG 155 de 2021, promueven la adopción de tecnologías más eficientes y sostenibles en la red de distribución, mediante incentivos para la mejora de la calidad de la energía. Como operador de red, Celsia podría considerar invertir en electrónica de potencia para planificar y controlar el flujo de energía en la red y elevar el nivel de satisfacción de los clientes.

En virtud de lo anterior, se presenta este estudio de prefactibilidad para abordar el desafío práctico de optimizar la calidad del suministro eléctrico en las redes de distribución, reducir pérdidas de energía y mejorar la confiabilidad. Dicho estudio se llevó a cabo específicamente en las redes del SDL del operador de red CELSIA, y se enmarcó en el contexto del SIN. La cuestión central que guio este análisis fue la siguiente: ¿es viable la implementación de dispositivos de tecnología electrónica de potencia para la variación del flujo de potencia en redes del SDL de Celsia?

JUSTIFICACIÓN

Según Bose (2019), la electrónica de potencia se ha vuelto cada vez más importante en los sistemas de distribución de energía eléctrica, ya que ofrece una solución a los desafíos del sector frente a la creciente demanda de energía y la inclusión de fuentes de energía renovable distribuida. Los dispositivos electrónicos de potencia permiten controlar el flujo de energía eléctrica de manera más eficiente, mejorando la calidad de la energía que se entrega a los usuarios finales. De acuerdo con (CREG, s.f.), en Colombia, los operadores de red deben garantizar la continuidad, calidad, eficiencia, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica según lo establecido por la regulación, a través del uso de los índices SAIFI y SAIDI para medir su desempeño en términos de continua calidad del suministro. Estos indicadores anuales pueden afectar los ingresos del operador para el siguiente año, lo cual hace que el uso de dispositivos de electrónica de potencia en las redes de distribución sea una estrategia clave para mejorar los estándares de calidad y eficiencia energética. Además, Duarte & Schaeffer (2010) argumentan que la implementación de tecnologías de electrónica de potencia puede ser rentable y sostenible a largo plazo, en tanto reduce la necesidad de inversiones a mediano plazo en la infraestructura eléctrica existente y los costos operativos y de mantenimiento.

En este sentido, para Celsia, operador de red en el país, el empleo de dispositivos de electrónica de potencia para la variación del flujo de potencia en su SDL podría ofrecer ahorros de costos, mejoras en la calidad de la energía, mayor flexibilidad y control en la red, y la posibilidad de integrar fuentes de energía renovable, lo cual se alinea con su *core* de negocio. La incorporación de tecnologías innovadoras ayudaría a Celsia a diferenciarse de sus competidores y aumentar su cuota de mercado en un mercado cada vez más exigente y dinámico como la industria de la energía.

Finalmente, la adopción de dispositivos de electrónica de potencia para la gestión del flujo de potencia se presenta como una estrategia fundamental para que la empresa alcance los niveles de calidad y eficiencia energética exigidos por las entidades regulatorias en el marco de la metodología de remuneración 2018-2022, presentada en el documento CREG 010 del 2018, en el cual se establece que se espera una mejora anual del 8% en los indicadores de duración y frecuencia (SAIDI y SAIFI), mientras se mantiene innovadora y competitiva en un mercado en constante evolución. La implementación de estos dispositivos puede abrir oportunidades de negocio emergentes, lo cual tiene el potencial de generar ingresos adicionales para Celsia.

OBJETIVOS

GENERAL

Evaluar la prefactibilidad de implementar DTEP para variar el flujo de potencia en las redes del SDL de Celsia.

ESPECÍFICOS

- Elaborar un análisis del entorno mediante un estudio sectorial para identificar las prácticas actuales y evaluar las oportunidades de adopción de dichos dispositivos.
- Desarrollar un estudio de mercado para evaluar la oferta, demanda, competencia, precios y tendencias de los DTEP en el ámbito de las redes de distribución local.
- Ejecutar un estudio técnico para evaluar el desempeño de estos dispositivos en el control del flujo de potencia en el SDL de Celsia, identificando los factores limitantes y examinando las restricciones inherentes a su implementación.
- Examinar la normativa vigente y su aplicabilidad en la incorporación de dichos dispositivos (DTEP), a través de un estudio legal.
- Evaluar la viabilidad de implementar dichos dispositivos mediante un estudio financiero y de riesgos.

MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL

A continuación, se explican los elementos fundamentales para el desarrollo del trabajo. Se toma en consideración elementos clave como los estudios de prefactibilidad, los DTEP, las redes de distribución y Celsia.

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

Este se aborda dentro del contexto de formulación, preparación y evaluación de proyectos. Según Sapag Chain et al. (2014), el proceso de un proyecto consta de cuatro etapas secuenciales: idea, preinversión, inversión y operación. En la fase previa a la inversión, se realizan estudios de viabilidad con distintos niveles de detalle y precisión, brindando información crucial para la toma de decisiones. Estos estudios abarcan desde el perfil del proyecto hasta la prefactibilidad y la factibilidad completa.

De acuerdo con estos autores, Haga clic o pulse aquí para escribir texto. en la prefactibilidad se realiza un estudio de la información disponible para determinar las variables clave del mercado, las opciones técnicas de producción y la viabilidad financiera. Se calculan las inversiones, los costos operativos y los ingresos previstos del proyecto, a fin de generar proyecciones numéricas que sirven de base para la toma de decisiones estratégicas.

Además, dentro del estudio de prefactibilidad se pueden incorporar diferentes tipos de análisis y estudios con sus respectivas acciones, como los siguientes:

- Análisis de mercado: evaluación de la demanda y oferta existente, identificación de segmentos de mercado, análisis de competidores, estimación de precios y análisis de tendencias.

- Análisis técnico: evaluación de las alternativas técnicas disponibles, estudio de la viabilidad técnica del proyecto, análisis de procesos y tecnologías requeridas.
- Análisis financiero: evaluación de la rentabilidad del proyecto, estimación de los flujos de ingresos y egresos, cálculo de indicadores financieros como el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).
- Análisis legal y regulatorio: evaluación de los marcos legales y regulaciones que pueden afectar la implementación y operación del proyecto, identificación de posibles restricciones y requisitos legales.
- Análisis ambiental: evaluación de los posibles impactos ambientales del proyecto, identificación de medidas de mitigación y cumplimiento de normativas ambientales.

Ahora bien, es importante considerar la metodología adecuada para analizar la viabilidad de los dispositivos de electrónica de potencia en las redes de distribución local. A continuación, se presentan algunas de ellas.

Metodología ONUDI

Es una metodología de evaluación de proyectos ampliamente utilizada para valorar la viabilidad de proyectos industriales y de infraestructura. La metodología ONUDI se enfoca en evaluar un proyecto en términos técnicos, económicos, ambientales y sociales.

De acuerdo con Franco & Montoya (2012), la metodología incorpora las distintas etapas que atraviesa un proyecto desde su concepción hasta su cierre:

- Etapa de preinversión: exige la elaboración de diferentes estudios, integrados en un documento que funge como base para la evaluación de la viabilidad del proyecto.

- Etapa de inversión o ejecución: abarca todas las actividades relacionadas con el montaje físico y otros procesos necesarios para iniciar el proyecto.
- Etapa operativa: se inicia una vez que el proyecto está en marcha y se llevan a cabo las operaciones comerciales planificadas, generando los beneficios proyectados inicialmente. Esta fase se asemeja más a las operaciones de una empresa en funcionamiento.

Franco & Montoya (2012) señalan que la ONUDI establece tres tipos de análisis en la fase previa a la inversión: un análisis de oportunidades, un análisis de prefactibilidad y un análisis de factibilidad. Aunque estas etapas abordan los mismos aspectos del proyecto, difieren en la profundidad de análisis y los costos asociados. La primera se basa principalmente en suposiciones, la segunda utiliza datos de fuentes externas y la tercera se apoya en información más precisa.

Además, se llevan a cabo una serie de investigaciones que contribuyen a la formulación de los flujos de efectivo proyectados, la evaluación de la rentabilidad en curso y el respaldo a la toma de decisiones. A continuación, se detallan brevemente cada una de ellas:

- Investigación del entorno y análisis sectorial: en esta etapa se analiza el contexto global del proyecto, considerando aspectos como variables geográficas, demográficas (población, edad, género, estrato socioeconómico, composición del hogar, tasa de desempleo, cobertura de salud, entre otros) y económicas.
- Estudio de mercado: este análisis determina el tipo de producto o servicio a ofrecer (mediante el análisis de las 4P: producto, precio, promoción y plaza), el público objetivo, la competencia, las estrategias de comercialización, la disponibilidad de proveedores y las previsiones de demanda.
- Estudio técnico: proporciona datos para cuantificar las inversiones necesarias y los costos operativos del proyecto.

- Estudio organizacional: define la mano de obra requerida para alcanzar los objetivos del proyecto, desde una perspectiva administrativa y organizativa.
- Aspectos fiscales y legales: este análisis establece la estructura legal del proyecto, los requisitos legales y los cálculos de los costos fiscales.
- Consideraciones ambientales: se evalúan los impactos ambientales generados por el proyecto en el entorno natural.
- Análisis y evaluación financiera: se compila la información monetaria obtenida de los estudios anteriores, con el propósito de elaborar una proyección financiera del flujo de efectivo durante el período de planificación del proyecto (Franco & Montoya, 2012).

Esta metodología puede ser útil para evaluar la viabilidad del proyecto de dispositivos de electrónica de potencia en términos de sostenibilidad y compatibilidad con la red eléctrica existente.

Metodología de Análisis de Costo-Beneficio (ACB)

Esta metodología se centra en analizar los costos y beneficios económicos de un proyecto para determinar su viabilidad financiera. Según Sicha Lloclla & Toledo Guizado (2020), se trata de un método ampliamente utilizado en los proyectos para realizar comparaciones de los costos y beneficios generados por la intervención para satisfacer alguna necesidad. Los resultados de la aplicación de esta herramienta facilitan la elección de la alternativa rentable.

El ACB es una metodología efectiva en la determinación de viabilidad de proyectos en beneficio de la población, promoviendo la distribución eficiente de recursos disponibles y, de acuerdo con los autores, consta de las siguientes etapas:

- Reconocer claramente el proyecto y adquirir conocimiento necesario sobre cómo se va a llevar a cabo.

- Consolidar la viabilidad financiera de la intervención.
- Identificar los costes y beneficios sociales del proyecto y su distribución en el tiempo.
- Estimación de costos y beneficios sociales en valores monetarios.
- Realizar el cálculo del valor actual neto económico del proyecto.

De acuerdo con el *Manual de orientación para planificación de proyectos y programas* (2020) de la Federación Internacional de Sociedades de la Cruz Roja y de la Medialuna Roja, el ciclo de los proyectos y los programas obedece a una secuencia de fases relacionadas entre sí. Estas fases ayudan a definir y elaborar intelectualmente el diseño y la gestión de una intervención. [Haga clic o pulse aquí para escribir texto.](#)

El tipo, la duración y la importancia de las actividades relacionadas con cada fase acusarán variaciones según el contexto. Las diferentes fases del ciclo de los proyectos y los programas se definen de la siguiente manera, de acuerdo con el *Manual* mencionado. [Haga clic o pulse aquí para escribir texto.:](#)

- Evaluación inicial: se trata de un proceso para entender la situación actual y determinar si se necesita o no una intervención.
- Planificación: tiene como objetivos definir los resultados previstos (objetivos) de una intervención, los insumos y las actividades necesarios para lograrlos, los indicadores para cuantificar su consecución y las hipótesis clave que pueden afectar el logro de los resultados previstos (objetivos).
- Ejecución y seguimiento: durante la ejecución, se realizan actividades encaminadas a lograr los resultados previstos (objetivos).
- Evaluación: en líneas general, propende por la valoración objetiva de un proyecto en curso o terminado, su diseño, ejecución y resultados.

Metodología General Ajustada (MGA)

La Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA), como herramienta informática, facilita la gestión de proyectos al estructurar la información de forma lógica y eficiente. Su base conceptual se encuentra en la metodología del Marco lógico, la cual se deriva de la Planificación Orientada a Objetivos (ZOOP) (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2015).

Según la DNP (2015), la MGA se organiza en módulos y capítulos que guían al usuario en el registro progresivo de la información durante el proceso de formulación. Se proponen una o más alternativas de solución y se evalúa la viabilidad técnica, social, ambiental y económica de cada una, con el fin de seleccionar la opción más adecuada y establecer indicadores y metas para alcanzar el objetivo propuesto. La MGA consta de cuatro módulos principales:

- Identificación.
- Preparación.
- Evaluación.
- Programación.

Con respecto a la fase de prefactibilidad, se deben precisar diferentes aspectos de las alternativas y determinar la conveniencia de una de ellas para continuar con la ejecución (DNP, 2015).

Metodología del Marco lógico

De acuerdo con Ortegón et al. (2005), esta es una herramienta que agiliza la gestión de proyectos. Se centra en la definición de objetivos, el beneficio a los grupos

destinatarios y la promoción de la participación y la comunicación entre las partes involucradas.

La metodología se divide en dos etapas que se implementan progresivamente en las fases de identificación y diseño del ciclo de vida del proyecto (Ortegón et al., 2005). Estas comprenden:

- Etapa de diagnóstico y generación de opciones: se lleva a cabo un análisis de la situación existente con el propósito de crear una visión del estado deseado y seleccionar las estrategias a emplear para alcanzarlo.
- Etapa de planificación: durante esta fase, la idea del proyecto se transforma en un plan operativo concreto, listo para su implementación práctica.

Metodología Alemán ZielOrientierte Project Planung (ZOPP)

Meléndez (2018) describe el método ZOPP (Planificación Orientada a Objetivos) como una colección de técnicas y procedimientos que se emplean en la elaboración de proyectos, con la finalidad de lograr metas predefinidas. Los objetivos solo pueden ser formulados claramente si las causas y los efectos de los problemas a resolver han sido analizados previamente (análisis de problemas).

Para realizar una planificación de proyectos orientada a objetivos, se lleva a cabo un proceso que abarca diversas etapas:

- Análisis de la situación: involucra la evaluación exhaustiva del entorno del proyecto, incluyendo factores internos y externos que puedan influir en su ejecución y resultados.
- Elaboración de la matriz de planificación del proyecto: su construcción sirve como herramienta visual para organizar y priorizar las actividades necesarias para alcanzar los objetivos del proyecto. Esta matriz puede incluir elementos

como los recursos disponibles, las fechas límite, y los responsables de cada tarea.

- Creación de un programa operativo: se desarrolla un programa detallado que asigna responsabilidades específicas, tiempos estimados y costos asociados a cada actividad planificada. Este programa permite una gestión efectiva del tiempo y los recursos, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto.
- Seguimiento y evaluación de los objetivos: se establecen mecanismos para monitorear el progreso del proyecto en relación con los objetivos establecidos. Esto permite identificar posibles desviaciones y tomar medidas correctivas de manera oportuna para garantizar el éxito del proyecto.

DISPOSITIVOS DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA Y VARIACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA

Debido a que el estudio de prefactibilidad se centra en evaluar la viabilidad de dispositivos de electrónica de potencia para la variación de flujo de potencia, es necesario definir con precisión qué son y cuáles son sus usos actuales.

En primer lugar, se va a definir la electrónica de potencia, como se explica en el libro *Electrónica de potencia* de Muhammad H. Rashid (2010). Es decir, la electrónica de potencia se considera una rama fundamental de la ingeniería eléctrica, cuyo objetivo principal es la conversión y control eficiente de la energía eléctrica. Esta disciplina se enfoca en el diseño, análisis y aplicación de dispositivos electrónicos y sistemas capaces de manejar altas corrientes y voltajes, con el propósito de controlar la energía eléctrica en diversos contextos y aplicaciones.

En este campo de estudio se encuentra una amplia variedad de tecnologías y dispositivos, entre ellos: convertidores de energía, rectificadores, inversores, reguladores de voltaje, controladores de velocidad, entre otros. Estos componentes

y sistemas permiten la conversión de la energía eléctrica de una forma a otra, bien sea para adaptarla a diferentes requerimientos de tensión o frecuencia, regular el flujo de potencia o mejorar la eficiencia en la transferencia y control de la energía.

Por tanto, es posible decir que los dispositivos de electrónica de potencia son diseñados con el propósito de controlar y manipular la energía eléctrica de manera eficiente, brindando beneficios notables en términos de rendimiento mejorado, reducción de pérdidas energéticas y mayor control en diversas aplicaciones industriales y de energías renovables, entre otras.

En el nuevo escenario de las redes de distribución eléctrica, caracterizado por la integración de fuentes de energía renovable y la digitalización de los sistemas de energía, es importante comprender la noción de variación del flujo de potencia y cómo los dispositivos de electrónica de potencia pueden influir en ella.

En este contexto, los dispositivos de electrónica de potencia desempeñan un papel fundamental: permiten realizar ajustes dinámicos en el flujo de potencia, especialmente en situaciones de demanda pico o generación intermitente. Gracias a su capacidad de control, los dispositivos de electrónica de potencia ofrecen la posibilidad de regular la variación del flujo de potencia de manera inteligente.

El control preciso del flujo de energía a través de dispositivos electrónicos de potencia ayuda a preservar la estabilidad del sistema eléctrico, optimizando la eficiencia energética y asegurando una operación confiable. Por eso, es conveniente considerar estos dispositivos en el estudio de prefactibilidad para la incorporación de tecnología de electrónica de potencia en las redes de distribución local.

A continuación, se presentan algunas aplicaciones y usos de los dispositivos de electrónica de potencia, los cuales demuestran su versatilidad y utilidad en diversos

ámbitos. Por ejemplo, Yue et al. (2018) abordaron las dificultades asociadas al flujo de potencia en una red de 220 Kv durante la carga pico en verano, destacando la efectividad del Compensador Estático Sincrónico en Serie (SSSC) para regular el flujo de potencia activa y resolver problemas de sobrecarga. El SSSC tiene la capacidad de ajustar el flujo de potencia activa, y estos hallazgos ofrecen valiosos conocimientos para el personal de despacho de redes eléctricas y pueden contribuir a la selección de sitios y la promoción de la tecnología SSSC. En conclusión, el estudio resalta el potencial del SSSC para abordar desafíos de flujo de potencia en redes eléctricas, ofreciendo una solución efectiva y prometedora para mejorar la operación y la confiabilidad del sistema.

Jha & Shaik (2023) se centraron en la problemática de la integración de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica, específicamente en los desafíos de calidad de energía que surgen, como corriente de arranque, distorsión armónica, factor de potencia deficiente y variaciones de frecuencia. Para abordar estos retos, propusieron el uso de dispositivos DFACTS (Distributed Flexible AC Transmission System) y algoritmos de control, como lógica difusa y redes neuronales artificiales. Su implementación resultó esencial para mitigar los problemas de calidad de energía asociados con la integración de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica, lo cual contribuye a una mayor fiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

Siddique & Albatsh (2018) se enfocaron en la implementación de dispositivos FACTS en serie, como SSSC y TCSC, para mejorar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia. Presentaron un modelo detallado de simulación en MATLAB/Simulink y analizaron la efectividad de estos controladores en la mejora de la estabilidad. Los resultados revelan que la estabilidad transitoria del sistema de potencia se ve significativamente mejorada por la presencia de SSSC y TCSC. Como conclusión, se destaca la importancia de continuar investigando en enfoques de control adaptativo neuro-difuso basados en dispositivos FACTS SSSC y TCSC para lograr mejoras continuas en la calidad de la energía eléctrica. Este trabajo en

particular proporciona una base sólida para futuras investigaciones en el campo y brinda una lista de referencias para profundizar en el tema.

Wong et al. (2019) propusieron dispositivos basados en electrónica de potencia para mejorar la capacidad de resistencia a fallas de los sistemas de generación distribuida. Determinaron que la generación distribuida tiene un impacto significativo en la estabilidad y la calidad de la energía de la red eléctrica. Además, encontraron que la integración de electrónica de potencia puede mejorar la capacidad de resistencia a fallas de los sistemas de generación distribuida. Los dispositivos de electrónica de potencia evaluados incluyen convertidores de energía, rectificadores controlados, convertidores CC-CC, entre otros. Concluyeron que los sistemas de electrónica de potencia pueden mejorar significativamente la capacidad de resistencia a fallas de los sistemas de generación distribuida y garantizar la estabilidad y calidad de la energía de la red eléctrica.

Por otra parte, Du et al. (2021) conceptualizaron una estrategia de control para el Energy Router (dispositivo basado en electrónica de potencia) en una red de distribución con alta penetración de energía renovable. Sus conclusiones indican que la estrategia de control propuesta es capaz de mejorar la estabilidad y la calidad de energía en la red de distribución mediante el control del flujo de energía bidireccional.

Si bien no se ha tenido acceso a información sobre la realización de estudios de prefactibilidad de dispositivos de electrónica de potencia, se ha encontrado información relevante que aborda esta temática de manera general en relación con los estudios de prefactibilidad o factibilidad de microredes, las cuales pueden incorporar dispositivos de electrónica de potencia, y que permiten gestionar la energía en un sistema de distribución (red de distribución) de energía eléctrica.

Al respecto, Alsafran (2023) menciona que las *microgrids* se han convertido en una solución energética cada vez más popular, incluido en el Reino de Arabia Saudita. De acuerdo con el autor, las *microgrids* son sistemas de energía descentralizados que pueden operar de manera independiente o conectados a la red eléctrica principal. Estos sistemas pueden ayudar a mejorar la estabilidad de la red, reducir los costos de energía y aumentar la eficiencia energética. Sin embargo, no han sido ampliamente adoptadas en el Reino de Arabia Saudita debido al desconocimiento de estándares. Por ende, se plantea un análisis técnico económico detallado para evaluar la eficiencia y rentabilidad de la implementación de *microgrids* en línea con los estándares nacionales. Se concluyó que el uso de *microgrids* en el Reino de Arabia Saudita es factible y podría proporcionar una solución energética eficiente y rentable para el país.

Liang et al. (2022) mencionaron que el aumento del consumo energético y la complejidad cada vez mayor de la red pueden comprometer la confiabilidad y la estabilidad de la red de distribución. Por tanto, se requiere modernizar la red para garantizar una operación más eficiente y confiable. Para ello, la formación de *microgrids* y la implementación de puntos de apertura suaves pueden proporcionar una solución. Se llevó a cabo un análisis de la viabilidad de la formación de *microgrids* y el empleo de puntos suaves en las redes de distribución y se evaluaron las ventajas y desventajas de estas aplicaciones en términos de planificación y restauración del servicio. Se concluyó que la formación de *microgrids* puede mejorar la eficiencia energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la resiliencia de la red. Los puntos de apertura suaves pueden proporcionar un mejor control y restauración del servicio en caso de fallas en la red eléctrica. Sin embargo, la aplicación de *microgrids* y puntos de apertura suaves también presenta desafíos técnicos y regulatorios.

Considerando que el estudio de prefactibilidad para la implementación de dispositivos de electrónica de potencia se enfocará en las redes de distribución del

operador Celsia, resulta esencial brindar una contextualización acerca del sistema de distribución local y su funcionamiento.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)

En los años sesenta, el Gobierno nacional tomó la decisión de conectar e integrar los sistemas eléctricos regionales del país, lo cual dio origen al SIN (CELSIA, 2021). La infraestructura del SIN se conforma mediante la integración de subestaciones y líneas de transmisión. Estas permiten el transporte de energía desde los lugares donde se produce hasta las ciudades y pueblos donde se utiliza.

El SIN conecta todos los eslabones de la cadena energética, desde la producción de energía hasta su consumo: generación, transmisión, distribución y comercialización. Dicha integración garantiza la prestación continua de servicios eléctricos a todas las regiones del país, durante todo el año y las 24 horas del día. En situaciones de fallos en alguna central o red, otras entran en funcionamiento para mantener la provisión eléctrica. (CELSIA, 2021)

La CREG (2008) define la transmisión como el proceso de transportar energía eléctrica a través de una red de alta tensión, conocida como el SIN, que interconecta a la mayor parte del país. El STN opera con tensiones superiores a 220 Kv.

En el ámbito de la distribución eléctrica, se encuentran redes y equipos que funcionan a tensiones menores a 220 Kv. Estos son esenciales para el transporte de energía eléctrica hacia las residencias y establecimientos comerciales de los consumidores finales. De acuerdo con su nivel de tensión, dichos activos se dividen en dos categorías principales: los STR y los SDL. La responsabilidad de supervisar y gestionar estas redes recae en empresas conocidas como Operadores de Red (OR).

En Colombia, la distribución de electricidad se realiza a través de diversos niveles de tensión, que incluyen valores como 208 V, 13.200 V, 34.500 V y 110.000 V. Estos niveles de tensión se clasifican en cuatro grupos principales:

- Nivel 1: abarca valores menores a 1 Kv.
- Nivel 2: comprende valores desde 1 Kv hasta 30 Kv (sin incluir este último).
- Nivel 3: abarca valores desde 30 Kv hasta 57.5 Kv (sin incluir este último).
- Nivel 4: incluye valores desde 57.5 Kv hasta 220 Kv (sin incluir este último).

Los primeros tres grupos mencionados se refieren a los SDL), mientras que el cuarto nivel de tensión está relacionado con los STR.

La transferencia de energía eléctrica en el SIN se lleva a cabo mediante el STN, así como a través de los STR y los SDL (Resolución CREG 015 de 2018). La interconexión de las diferentes regiones del país se realiza a través del STR, que cubre distancias más extensas y requiere transportar la electricidad a tensiones más altas que las utilizadas en los SDL. Los SDL cubren generalmente distancias más cortas, conectando los municipios dentro de las diferentes regiones y los hogares dentro de esos municipios. El nivel de tensión 1 está conectado a la mayoría de los usuarios residenciales y también es el nivel de tensión en el que funcionan la mayoría de los equipos e instalaciones (CREG, 2008).

El SDL consiste en un conjunto de infraestructuras como redes, postes, transformadores, entre otros elementos, que se utilizan para llevar la energía eléctrica hasta los hogares y negocios de los usuarios finales (CREG, 2008). En Colombia, las empresas de distribución de energía eléctrica o empresas de servicios públicos de energía eléctrica, denominadas OR, se encargan del funcionamiento y mantenimiento del SDL en sus áreas de concesión (la CREG define dicha áreas).

CELSIA

Celsia, reconocida como la compañía de energía del Grupo Argos, destaca como una de las principales empresas dentro del SIN y como proveedora de servicios públicos de energía. Además, opera mayoritariamente el SDL en los departamentos de Valle y Tolima, abarcando un total de 39 municipios en el Valle del Cauca, 47 en el Tolima y uno en Chocó (San José del Palmar) (Celsia, 2023b). Celsia asume la responsabilidad de asegurar un suministro de energía eléctrica de calidad y continuo en los departamentos mencionados. Para ello, se apega a un plan de inversiones que contempla el mantenimiento y la modernización de las redes eléctricas, siguiendo las directrices de la CREG.

Actualmente, Celsia es responsable de la transmisión y distribución de energía en el Valle y Tolima, llevando a cabo esta labor mediante la transportación de energía desde las centrales de generación hasta las 16 subestaciones de transmisión y 291 km de redes de transmisión que administra. Posteriormente, la energía es reducida de voltaje a través de las 177 subestaciones de distribución y 45.722 km de redes de distribución propiedad de Celsia, para ser suministrada directamente a hogares y empresas. Celsia realiza inversiones constantes en su infraestructura para mantener y mejorar los indicadores de calidad del servicio (Celsia, 2023a).

Como parte de su misión, Celsia impulsa la transición energética hacia un futuro más sostenible, innovador y humano. Para alcanzar sus objetivos, se concentra en la producción y venta de energía eléctrica proveniente de fuentes limpias como la energía solar, eólica e hidroeléctrica. Su objetivo es disminuir la huella de carbono y promover un desarrollo sostenible en la región (Celsia, 2023b).

DISEÑO METODOLÓGICO

Según Hernández et al. (2014), el enfoque cuantitativo se basa en la recolección de datos con el propósito de poner a prueba hipótesis mediante la medición numérica y el análisis estadístico, establecer patrones de comportamiento y verificar teorías. Asimismo, los autores describen el enfoque cualitativo como aquel que emplea la recopilación y el análisis de datos para refinar las preguntas de investigación o para descubrir nuevas interrogantes durante el proceso de interpretación.

En virtud de las características de la investigación, se evidenció la pertinencia de adoptar un enfoque de investigación mixto. Esta elección se fundamentó en la diversidad de estudios contemplados, que abarcan análisis del entorno, estudio de mercado y aspectos técnicos, legales y financieros. La interrogante de investigación (¿es factible incorporar dispositivos de tecnología electrónica de potencia para ajustar el flujo de potencia en las redes locales de distribución de Celsia?), enfocada en la viabilidad, exigió considerar tanto elementos cuantitativos como cualitativos. Al combinar los datos numéricos derivados de los estudios mencionados con la interpretación de regulaciones, oportunidades y contextos, se obtuvo una comprensión integral de los factores que influyen en la implementación de estos dispositivos.

Adicionalmente, este enfoque permitió la integración conjunta de los hallazgos cuantitativos y cualitativos, brindando un entendimiento completo del fenómeno bajo estudio. Alineado con los objetivos específicos, la elección de un enfoque de investigación mixto maximizó los resultados obtenidos: los datos cuantitativos sirvieron de sustento a las conclusiones con cifras concretas, mientras que los datos cualitativos agregaron perspectivas y matices enriquecedores. Tal como lo señalan Hernández et al., (2014), “los métodos mixtos representan un conjunto de procesos sistemáticos, empíricos y críticos de investigación e implican la obtención y el análisis de datos tanto numéricos (cuantitativos) como descriptivos (cualitativos), así

como su integración y discusión conjunta, para realizar inferencias producto de toda la información recabada (metainferencias) y lograr un mayor entendimiento del fenómeno bajo estudio” (p. 534).

METODOLOGÍA

Con el propósito de realizar una evaluación integral de la viabilidad de incorporar dispositivos de tecnología de electrónica para la variación del flujo de potencia en el SDL de Celsia, se llevaron a cabo diversos estudios que abordaron aspectos relevantes del proyecto, incluyendo el sector, el mercado, lo técnico, lo legal y lo financiero. Para lograrlo, se siguió la metodología de la ONUDI, que permitió identificar y analizar los factores externos que podrían afectar el éxito o fracaso del proyecto. De esta manera, se pudo identificar oportunidades y desafíos críticos que deben ser considerados durante la implementación de estos dispositivos en el sistema de distribución local. También se realizó la consulta de fuentes tanto primarias como secundarias para alcanzar los objetivos planteados en esta evaluación de prefactibilidad.

De acuerdo con Hernández et al. (2014), las fuentes primarias de información son aquellas que proporcionan datos originales y directos, recopilados por primera vez por el investigador o por alguien que haya estado presente en el evento o fenómeno que se está estudiando. Estas fuentes son comprendidas como de primera mano, ya que ofrecen información de primera instancia sin intermediarios.

Las fuentes primarias pueden incluir diferentes tipos de datos, como entrevistas, encuestas, observaciones directas, experimentos y documentos originales, entre otros. Estas son especialmente valiosas para la investigación, en tanto brindan información directa y específica sobre el tema de estudio, permitiendo al investigador obtener datos originales y realizar un análisis propio.

En este punto, en primer lugar, es fundamental analizar la disponibilidad de los posibles proveedores de estos dispositivos. Para ello, en el estudio de mercado se empleó un método de muestreo por conveniencia. Conforme con lo explicado por Hernández (2021), en este tipo de muestreo se seleccionan participantes de manera no probabilística, basándose en la conveniencia del investigador. Esta técnica ofrece la flexibilidad de elegir arbitrariamente la cantidad de participantes en el estudio. Con un enfoque similar, Hernández & Carpio (2019) establece que este método se destaca por la búsqueda meticulosa de muestras cualitativamente representativas, incluyendo a grupos que aparentemente sean representativos. Es decir, aquellos que cumplen con características de interés para el investigador. Además, se eligen intencionalmente individuos a los que se puede acceder fácilmente, bien sea a través de convocatorias abiertas o por acceso directo, hasta alcanzar el tamaño de muestra requerido.

Como resultado del muestreo por conveniencia, se identificaron los principales proveedores de tecnologías y servicios en el ámbito energético en la actualidad, que mantienen una relación comercial vigente con Celsia. Seguidamente, se procedió a llevar a cabo encuestas directas a estos proveedores. Entre los participantes seleccionados para este proceso destacaron reconocidas empresas del sector energético, como Siemens, Hitachi Energy, su empresa afiliada, ABB, General Electric (GE) y Schneider Electric, así como Smart Wires.

La ejecución de estas encuestas permitió obtener información precisa acerca de la disponibilidad y características de los dispositivos de electrónica de potencia objeto de análisis. Como resultado, se recopilaron y analizaron datos cuantitativos y cualitativos cruciales que abarcaron aspectos como la oferta y la demanda de dispositivos de electrónica de potencia en el ámbito nacional, lo cual brindó una visión completa de la situación en el mercado.

En el estudio técnico se evaluó la implementación de una solución para abordar una restricción identificada en las redes de Celsia relacionada con la sobrecarga. Además, durante el proceso de contacto con los proveedores a través de encuestas se buscó obtener información detallada acerca de los costos de montaje, instalación y otros aspectos relacionados con los dispositivos que ofrecen.

Con el propósito de evaluar la idoneidad de la inversión en dispositivos de electrónica de potencia en comparación con soluciones convencionales, se realizó una comparativa de los costos. Para ello, se llevó a cabo una consulta al área de Crecimiento de red de Celsia, encargada de ejecutar obras en el sistema de distribución. Al respecto, se solicitaron informes y registros relacionados con presupuestos y cotizaciones utilizados en obras y proyectos de instalación en el sistema de distribución, con un enfoque en elementos clave como las líneas de distribución. Estos datos fueron fundamentales para evaluar la viabilidad económica de la implementación de dispositivos de electrónica de potencia. Los documentos proporcionados debieron responder a la siguiente pregunta: ¿Cuáles son los costos asociados a las soluciones convencionales según la planificación de las redes tradicional?

La información recopilada en el estudio de mercado fue empleada para el desarrollo del estudio financiero y de riesgos. En este contexto, se requirió la recopilación y análisis de datos cuantitativos, como el análisis de costos y la estimación de los ingresos generados por la implementación de estos dispositivos de electrónica de potencia. Además, se hizo un análisis cualitativo para identificar los posibles riesgos asociados con la implementación de estos dispositivos y evaluar su impacto en la viabilidad del proyecto.

Por otra parte, en cuanto a las fuentes de información secundarias, según lo expuesto Maranto & González (2015), se tratan de aquellas que han procesado información de una fuente primaria. El proceso de esta información se pudo dar por

una interpretación, un análisis, así como por la extracción y reorganización de la información de la fuente primaria.

De acuerdo con los estudios que forman parte de la evaluación de prefactibilidad objeto de estudio, además de las fuentes primarias, se utilizaron fuentes secundarias como artículos de revistas que analizan o comentan investigaciones, libros de texto y artículos de revisión, libros académicos y tesis. Estas fuentes fueron consultadas principalmente a través de internet, a través de diversas bases de datos disponibles.

IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA: FUENTES Y TÉCNICAS PARA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

A continuación, se detallan las fuentes y técnicas utilizadas para la recolección de información, en consonancia con cada uno de los objetivos planteados.

Análisis entorno

Con respecto al objetivo de “elaborar un análisis del entorno mediante estudio sectorial para identificar las prácticas actuales y evaluar las oportunidades de adopción de dichos dispositivos”, la información se centró en conocer las prácticas actuales en las SDL de Celsia, con fuentes provenientes de la misma empresa y la CREG, utilizando documentación oficial como instrumento de recolección. Este análisis abarcó un estudio detallado de la variación del flujo de potencia en las redes SDL, incluyendo dispositivos, tecnologías, métodos de control, gestión de la red e integración de fuentes renovables.

Además, se buscó conocer estándares alineados con el Código de Redes (Resolución 025 de 1995) y metas de calidad de energía (Resolución 015 de 2018) establecidas por la CREG, explorando otras regulaciones pertinentes. La

investigación se enriqueció con un análisis comparativo del sector energético en Colombia, el cual se llevó a cabo mediante la consulta de fuentes nacionales e internacionales como el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Internacional de Energía, el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Se buscó, además, familiarizarse con dispositivos de electrónica de potencia mediante bases de datos como Science Direct e IEEE, explorando oportunidades de adopción y evaluando casos de éxito nacional e internacional. La investigación se extendió a empresas de servicios públicos como EPM y ENEL, con el fin de obtener información sobre prácticas actuales en el uso de dispositivos de electrónica de potencia en redes de distribución local similares a las de Celsia. Este enfoque global permitió una evaluación integral y una recomendación efectiva para la adopción de dispositivos de electrónica de potencia en las redes SDL de Celsia.

Los aspectos mencionados se abordaron mediante la metodología de análisis PESTEL, desglosando cada uno de sus componentes de la siguiente manera.

Político

En este componente se llevó a cabo un análisis de diversos aspectos relacionados con la decisión de un operador de red de emplear dispositivos de electrónica de potencia para la variación del flujo de potencia en su infraestructura. En primer lugar, una motivación importante para implementar estos dispositivos podría ser el cumplimiento de regulaciones y políticas gubernamentales que buscan mejorar la eficiencia energética. En este sentido, se identificaron factores políticos relevantes que podrían tener impacto en la implementación de DTEP en las redes de distribución local. Estos factores pueden abarcar políticas gubernamentales, regulaciones, leyes y normativas relacionadas con la energía y la distribución eléctrica.

Para ello, fue necesario hacer una evaluación basada en la información obtenida de fuentes secundarias para determinar si los operadores de red en Colombia están obligados por ley a implementar medidas de este tipo, y si la tecnología de electrónica de potencia puede contribuir a alcanzar estos objetivos al facilitar una gestión más eficiente de la demanda de energía y una mejora notable en la eficiencia del sistema de distribución.

Finalmente, se consideró de suma importancia identificar la existencia de políticas que promueven iniciativas relacionadas con proyectos de eficiencia energética y las posibles amenazas asociadas con cambios en la regulación, con el fin de evaluar la estabilidad de dichas políticas. Estos factores pueden tener un impacto significativo en la decisión del operador de red de implementar dispositivos de electrónica de potencia y, por tanto, deben ser cuidadosamente considerados en el análisis político.

Económico

En este punto resultó crucial evaluar los factores económicos que pueden influir en la viabilidad de la incorporación de DTEP para variar el flujo de potencia en el SDL. Algunos de los aspectos relevantes incluyeron:

- Estado del sector eléctrico: analizar el estado general del sector eléctrico en el país o región donde opera Celsia, incluyendo datos sobre la estabilidad y crecimiento del sector.
- Contribución al Producto Interno Bruto (PIB): obtener datos y gráficas que muestren el porcentaje que el sector eléctrico representa en el PIB del país o región. Esto permitió comprender su importancia económica.
- Cuota de mercado de Celsia: determinar la cuota de mercado que Celsia ostenta en el sector eléctrico de la región donde opera. Esta evaluación abarcó aspectos clave como la capacidad de generación eléctrica de Celsia

y la extensión de sus redes tanto en transmisión como en distribución. Estos datos proporcionaron una visión integral de su posición relativa en el mercado y su influencia en el sistema eléctrico.

- Actividades económicas: entender cuáles actividades económicas realiza Celsia, además de la generación y distribución eléctrica, como posibles inversiones en investigación y desarrollo, programas de eficiencia energética, etc.
- Tarifas eléctricas: investigar las tarifas eléctricas vigentes en la región donde opera Celsia. Analizar cómo estas tarifas pueden afectar la demanda de energía y la disposición de los clientes a adoptar tecnologías de electrónica de potencia.
- Inversión y financiamiento: evaluar si a nivel nacional se promueve y se cuenta con presupuesto destinado al financiamiento de tecnologías innovadoras como esta.

Socioculturales

En este aparte se consideraron los cambios en la demanda del mercado, lo cual ayudó a identificar movimientos que podrían afectar la viabilidad del proyecto. Por ejemplo, la creciente demanda de energía renovable tiene la posibilidad de aumentar la necesidad de dispositivos de electrónica de potencia para mejorar la estabilidad de la red.

Tecnológicos

Para garantizar el éxito del objetivo general planteado fue fundamental evaluar cuidadosamente los siguientes aspectos relacionados con la tecnología de los dispositivos de electrónica de potencia:

- Disponibilidad de tecnología: evaluar si la tecnología necesaria para la implementación de los dispositivos está disponible en el mercado y si hay suficiente oferta y competencia para garantizar precios competitivos y un suministro estable de los dispositivos.
- Nivel de madurez de la tecnología: evaluar si la tecnología de los dispositivos de electrónica de potencia está suficientemente madura y si ha sido probada y validada en proyectos similares. Si la tecnología es incipiente o no ha sido probada en condiciones similares, podría haber un mayor riesgo asociado con la implementación de los dispositivos.
- Capacidad técnica: analizar si el equipo posee las aptitudes técnicas para ejecutar el proyecto. Esto implica evaluar su experiencia, conocimientos y habilidades en las áreas relevantes para el proyecto. En caso de que el equipo no cuente con todas las capacidades necesarias, se debe considerar la posibilidad de contratar expertos externos que puedan brindar apoyo en áreas específicas.
- Interoperabilidad: evaluar si los dispositivos de electrónica de potencia son interoperables con otros sistemas o tecnologías que están en uso en el SDL, como sistemas de generación distribuida o de almacenamiento de energía.

Legal

En este componente se emplearon fuentes secundarias para obtener información relevante sobre el marco normativo, el cual sirvió para identificar y comprender el marco regulatorio que rige la industria de distribución de energía en Colombia y específicamente en la región donde opera Celsia. Entre los aspectos clave se encontraron las políticas de eficiencia energética, la promoción de tecnologías limpias y sustentables, así como las regulaciones relacionadas con la operación y mantenimiento de redes eléctricas. Asimismo, se investigó si existen incentivos o programas gubernamentales que fomenten el uso de tecnologías avanzadas en la distribución de energía.

Estudio de mercado

En cuanto al objetivo de “desarrollar un estudio de mercado para evaluar la oferta, demanda, competencia, precios y tendencias de DTEP en el ámbito de las redes de distribución local”, se abordó de la siguiente manera: en relación con la oferta de estos dispositivos, se llevó a cabo la identificación y el análisis de proveedores y fabricantes, tanto de equipos de Celsia como de proveedores alternativos, utilizando entrevistas como instrumento clave. Estas entrevistas proporcionaron información detallada sobre la gama de productos, capacidades técnicas y experiencia en el mercado de cada proveedor, fundamentales para evaluar las soluciones disponibles.

En cuanto a la demanda de dispositivos de electrónica de potencia, se obtuvo información desde el área de Planeación y estudios de Celsia, a partir de informes como instrumento de recolección. El análisis se enfocó en determinar las exigencias específicas de la empresa, la cantidad precisa de dispositivos y la posible implementación, bien sea a gran escala o como proyecto piloto. Además, se caracterizó el caso de estudio, considerando aspectos como la capacidad de carga de las redes, la integración de fuentes renovables y los patrones de consumo.

En relación con la competencia en el mercado, se analizaron informes y publicaciones de empresas de servicios públicos que operan redes de distribución similares a Celsia, con el fin de identificar los dispositivos de electrónica de potencia empleados y evaluar sus ventajas comparativas.

Para obtener información sobre los precios de los dispositivos se realizaron entrevistas a proveedores de equipos de Celsia y proveedores alternativos. Este análisis se centró en la disponibilidad y nivel de información proporcionada por los proveedores, considerando la insipiencia y desarrollo de esta tecnología.

Finalmente, con respecto a las tendencias del mercado, se elaboró una investigación utilizando bases de datos como Science Direct e IEEE. El análisis se centró en identificar tendencias actuales y futuras en la aplicación de la electrónica de potencia en redes de distribución local, considerando avances tecnológicos, cambios regulatorios y políticas gubernamentales que puedan influir en la adopción de esta tecnología en el sector energético.

Estudio técnico

Con el propósito de abordar el objetivo de “ejecutar un estudio técnico para evaluar el desempeño de estos dispositivos en el control del flujo de potencia en el SDL de Celsia, identificando los factores limitantes y examinando las restricciones inherentes a su implementación”, se tuvo como base la información de estudios previos sobre la implementación de estos dispositivos, encontrada en fuentes como Science Direct, IEEE y documentación oficial de Celsia.

Se analizó la literatura existente y experiencias anteriores, recopilando información relevante para guiar la evaluación y buscar estudios similares en redes de distribución. Además, se buscó obtener un conocimiento detallado sobre las redes de distribución local de Celsia, incluyendo características técnicas, a través de la documentación oficial de la empresa. En cuanto a los criterios de evaluación, se utilizó *software* de simulación para evaluar si la implementación alivia las restricciones identificadas en el caso de estudio. También se recopilaron variables eléctricas utilizando *software* especializado, generando gráficas que reflejaran los resultados obtenidos.

Estudio legal

El objetivo de examinar la normativa vigente y su aplicabilidad en la incorporación de DTEP se concretó a través de un estudio legal. La información requerida abarcó el marco legal y regulatorio, siendo fuentes clave el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Para llevar a cabo este análisis, se emplearon diversos instrumentos de recolección, como artículos, revistas, normas, sitios web, informes, leyes, regulaciones, decretos y el plan de expansión, relacionados con la operación de las redes de distribución eléctrica y con un enfoque especial en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios en el contexto colombiano. Además, se exploraron las políticas y directrices establecidas por entidades reguladoras respecto a la integración de tecnologías de electrónica de potencia en las redes eléctricas.

Asimismo, se evaluó el marco normativo y regulatorio que rige la remuneración de activos del sector, utilizando la CREG 015 de 2018 como referencia principal, la cual proporciona lineamientos para la remuneración de activos eléctricos en el mercado colombiano, a partir de la definición de criterios y metodologías para determinar tarifas, incluyendo la forma en que se calcula la remuneración de los activos y los mecanismos de actualización de las tarifas.

Estudio financiero y de riesgos

El objetivo de evaluar la viabilidad de implementar dispositivos de electrónica de potencia se llevó a cabo mediante un estudio financiero y de riesgos. En cuanto a la identificación de costos, se realizó un análisis de la información proporcionada por los proveedores de equipos de Celsia y proveedores alternativos, así como por el Área de crecimiento de la red, utilizando entrevistas, informes y cotizaciones como instrumentos de recolección. Se compararon los costos de instalación y mantenimiento de los dispositivos con las soluciones convencionales, con base en los costos típicos asociados a la adquisición, instalación, operación y mantenimiento de líneas de distribución.

Para evaluar los beneficios asociados, se analizaron los ahorros económicos derivados de la reducción de costos por energía perdida y la disminución de los costos de interrupciones. Se consideraron también los beneficios económicos potenciales y otros factores relevantes que puedan afectar la implementación de los dispositivos.

La información requerida sobre la vida útil se obtuvo de proveedores y bases de datos: entrevistas, fichas técnicas, Science Direct e IEEE como instrumentos de recolección. La tasa de descuento asociada a la actividad de remuneración se definió con el uso de la información proporcionada por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG, con la CREG 015 de 2018 como fuente.

Para gestionar los riesgos de la implementación, se consideraron las bases de datos y la documentación oficial de CELSIA. Luego, se establecieron indicadores financieros cruciales, descritos a continuación.

El valor actual neto (VAN), como indica López Álvarez (2022), es una métrica financiera crucial que evalúa la rentabilidad esperada tras recuperar la inversión. Es un criterio esencial en la toma de decisiones, ya que se alinea con el objetivo primordial del proyecto: maximizar las utilidades. De esta manera, si el VAN es positivo o igual a cero, se considera que el proyecto es viable; de lo contrario, no lo es.

La TIR, según Cabrera (2005), se define como la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial quien (Baca, 2002). Si la TIR es mayor que la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR), se acepta el proyecto.

El período de recuperación de la inversión (PRI) es una medida financiera que permite determinar en cuánto tiempo se recuperará el monto total de la inversión a

valor presente. En otras palabras, el PRI indica la fecha en la que se cubrirá la inversión inicial, expresado en años, meses y días.

El índice de rentabilidad beneficio-costo (RBC), definido por López Álvarez (2022), es una herramienta financiera que permite comparar los beneficios y los costos de un proyecto, tomando en cuenta la tasa de interés de oportunidad del inversionista. Este indicador ofrece una medida de la atractividad financiera del proyecto.

$$RBC = \frac{VP \text{ Ingresos}}{VP \text{ EGRESOS}}$$

A continuación, la interpretación del índice RBC:

- Si RBC es menor que 1: el proyecto no es financieramente atractivo, ya que los costos superan los beneficios.
- Si RBC es igual a 1: el proyecto alcanza la rentabilidad mínima, es decir, los beneficios y los costos son iguales.
- Si RBC es mayor que 1: el proyecto es financieramente atractivo para el inversionista, ya que los beneficios superan los costos.

Por último, se llevó a cabo un estudio de riesgos, se identificaron y evaluaron los riesgos potenciales. Se analizó tanto la probabilidad de que ocurran como el posible impacto que podrían tener si se materializan.

DESARROLLO DEL TRABAJO

ESTUDIO SECTORIAL

La metodología de análisis PESTEL, según Kourteli (2000), y desarrollada por Francis Aguilar en la década de 1960, proporciona una valiosa herramienta para evaluar el entorno externo en el que se desarrolla un proyecto o estudio. Se basa

en la consideración de seis categorías clave de factores: políticos, económicos, socioculturales, tecnológicos, ecológicos y legales.

En el contexto de la viabilidad de la incorporación de DTEP en el SDL de Celsia, el análisis PESTEL se convierte en un recurso esencial. Este enfoque implica una descripción de los elementos que conforman el entorno del proyecto o estudio, lo cual resulta crítico para su desarrollo efectivo. Identificar las características del contexto y comprender las ventajas que los dispositivos de electrónica de potencia pueden aportar al SDL permite determinar su impacto y relevancia.

El propósito principal de este análisis fue proporcionar una justificación sólida y fundamentada sobre por qué es necesario emplear estos dispositivos en el SDL de Celsia. Además, se buscó demostrar cómo dicha implementación puede generar beneficios sustanciales. Al respecto, se llevó a cabo un minucioso análisis del entorno y de las particularidades que definen el proyecto o estudio, con el objetivo de comprender su impacto y validar su pertinencia. Cabe destacar que, en este análisis, se evaluaron todos los componentes del análisis PESTEL, con la excepción del ecológica/ambiental.

Componente político

El Ministerio de Minas y Energía, originalmente fundado en 1940 bajo el nombre de Ministerio de Minas y Petróleos y posteriormente renombrado en 1974, ocupa una posición central en la administración del sector energético y minero de Colombia. Su función primordial es la formulación y ejecución de la política minero-energética del país. Esta responsabilidad abarca la gestión adecuada de los recursos naturales no renovables y la promoción y regulación de los biocombustibles, en el contexto de un enfoque de desarrollo sostenible (Mayorga, 2017).

En paralelo, la CREG se constituye como una unidad administrativa especial con plena autonomía administrativa, técnica y financiera. A pesar de no contar con personalidad jurídica propia, opera de manera directamente vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Su estructura y operaciones están definidas en detalle por el Decreto 1260 de 2013 (Mayorga, 2017).

En conjunto, el Ministerio y la Comisión constituyen las entidades fundamentales que conforman el núcleo del sector energético y minero de Colombia. De acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994, los servicios de electricidad en el país están regidos por principios clave que incluyen eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. Estas dos entidades tienen la responsabilidad principal de garantizar el cumplimiento de estos principios en el sector. En adición, la Ley 142 de 1994 fundamenta el marco legal para los servicios públicos domiciliarios en Colombia, incluyendo la energía eléctrica. Esta Ley define la obligación principal del prestador del servicio: suministrarlo de forma continua y eficiente.

De esta manera, se puede concluir que las Leyes 142 y 143 del año 1994 establecen un marco regulatorio para los prestadores del servicio de energía eléctrica en el país. Estas normas imponen la obligación de suministrar electricidad de acuerdo con los principios esenciales de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. Es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía, junto con sus entidades adscritas y la CREG, regular, controlar y establecer las condiciones, normas y controles necesarios para asegurar el cumplimiento de estos principios y garantizar un suministro de energía eléctrica continuo y eficiente.

La responsabilidad de mantener un suministro eléctrico ininterrumpido recae en los proveedores de energía y los OR, quienes deben implementar estrategias y medidas para evitar cortes o fallos en la red. Con el fin de asegurar esto, se ha implementado una metodología reguladora para evaluar la calidad del servicio

eléctrico, la cual se encuentra detallada en la Resolución 015 de 2018. Esta regulación entró en vigor en enero de 2019 y continúa vigente. La evaluación de calidad se basa principalmente en el seguimiento de los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI), que miden el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones en el suministro de energía en todo el mercado de prestadores.

Las metas anuales de los indicadores SAIDI y SAIFI en el sistema de distribución de cada OR son calculadas por la CREG y se establecen en las resoluciones específicas que aprueban los ingresos anuales. En consecuencia, según el desempeño de los indicadores de calidad media a lo largo del año, los OR deben aplicar un incentivo, que se refleja como un valor adicional o deducción en sus ingresos anuales como prestadores de servicios. (González Vásquez et al., 2020).

Así, la CREG es responsable de establecer los estándares de calidad que deben cumplir los OR de energía eléctrica, lo cual se detalla en la Resolución 015 de 2018. Esta regulación emplea los indicadores SAIFI y SAIDI para evaluar la eficiencia de los operadores en términos de continuidad y calidad del suministro. Es crucial destacar que el rendimiento en estos indicadores anuales puede tener un impacto directo en los ingresos del operador para el siguiente año (DNP, 2021).

Tabla 1. Mejoras de la calidad promedio del país alcanzando en los próximos 5 y 10 años los siguientes valores

	AÑO	2016	2023	2028
Indicador de duración (horas)	SAIDI	38	25	17
Indicador de frecuencia (veces)	SAIFI	49	32	21

Fuente: DNP (2022).

Dichos objetivos se establecen con la expectativa de lograr una mejora anual del 8% en los indicadores de duración y frecuencia en todo el territorio nacional. Con

base en esta tasa de mejora, la SSPD ha calculado los valores correspondientes a la calidad media en Colombia para cada año dentro del periodo tarifario. En particular, para los años 2022 y 2023, estos valores fueron los siguientes:

Tabla 2. Metas SAIDI y SAIFI

Año	SAIDI (Horas)	SAIFI(Veces)
2022	27.2	35.1
2023	25.0	32.3

Fuente: SSPD (2021).

En el contexto del SDL, enfoque principal de este estudio, se ha evidenciado un cambio de paradigma significativo en los últimos años. Este se centra en la integración de fuentes renovables y la digitalización de los sistemas de energía. Además, la creciente demanda de energía eléctrica ha generado un desafío constante en las redes de distribución, lo cual sugiere que estas se están volviendo cada vez más dinámicas y difíciles de prever.

Para abordar estos desafíos y, al mismo tiempo, cumplir con los indicadores de calidad media establecidos por la regulación vigente, lo cual es crucial en tanto tienen un impacto directo en los ingresos del OR, los dispositivos basados en electrónica de potencia surgen como una posible alternativa para controlar el flujo de energía en la red de distribución. Por ende, esta tecnología puede ayudar a reducir pérdidas y mejorar la calidad de la energía suministrada a los usuarios finales. En última instancia, esto podría contribuir a mejorar los índices de calidad y servicio, lo cual tiene la posibilidad de aumentar la rentabilidad del operador de red.

En el contexto de este trabajo, es relevante destacar la estrecha relación entre los dispositivos de electrónica de potencia y la eficiencia energética, especialmente en los sistemas de distribución eléctrica. Dichos dispositivos desempeñan un papel

fundamental en la reducción de pérdidas de energía y el control de la potencia activa. Su capacidad para direccionar la energía eléctrica de manera inteligente les permite optimizar su distribución en consonancia con las condiciones de demanda. Esto no solo evita la sobrecarga de líneas y subestaciones y reduce las pérdidas, sino que también mejora la eficiencia general del sistema.

Además, estos dispositivos son esenciales para la integración exitosa de fuentes de energía renovable y para mejorar la calidad general de la energía suministrada a los usuarios finales. También desempeñan un papel importante en la optimización de la carga, permitiendo un uso más efectivo de la capacidad disponible en la red eléctrica.

Es importante destacar que, en Colombia, el Estado promueve iniciativas de eficiencia energética a través del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE). Este reconoce que abordar la eficiencia energética requiere una combinación de intervenciones del sector público, que incluyen regulaciones, estándares, incentivos fiscales, difusión de información y mecanismos para valorar externalidades, como la contaminación (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

La visión del PROURE hasta el año 2030 es reducir la brecha tecnológica en el uso de la energía mediante la adopción de medidas, dispositivos y equipos que sean costo-eficientes. Se espera que la reconversión tecnológica del sector energético desempeñe un papel fundamental en la transformación y el desarrollo sostenible de Colombia. Para lograrlo, será necesario avanzar en áreas regulatorias, técnicas, económicas y sociales, dado el aumento constante en el consumo global de energía, impulsado principalmente por el crecimiento poblacional y las actividades productivas (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Estos cambios requieren mejoras en la infraestructura y la gestión energética, así como la diversificación de las fuentes de generación, incluyendo energías renovables, la adopción de tecnologías avanzadas como la movilidad eléctrica, el control y la gestión inteligente, y la

evaluación del Internet de las cosas. En este contexto, surge el concepto de red inteligente como una solución integral para abordar estos desafíos energéticos emergentes (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Según el Plan de Acción Inmediata para el Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI-PROURE), se han ejecutado proyectos de eficiencia energética en varios países de Europa y América, logrando avances significativos (Ministerio de Minas y Energía, 2016). En Colombia, esta tendencia ha tomado fuerza, inicialmente impulsada por empresas de servicios públicos, instituciones académicas y asociaciones empresariales. Más recientemente, el respaldo de entidades como el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC), en colaboración con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), llevó al desarrollo del documento *Smart Grids Colombia 2030*.

Este documento identifica las tecnologías de redes inteligentes (RI) más adecuadas para su implementación en el sistema de distribución eléctrica del SIN, que incluyen la automatización de la red, la infraestructura de medición avanzada, la generación distribuida y los vehículos eléctricos. El despliegue de estas tecnologías de RI ayudaría a reducir la inversión necesaria en infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución para satisfacer la creciente demanda de energía (Banco Interamericano de Desarrollo y Unidad de Planeación Minero Energética, 2016)

Además, estas tecnologías permitirían una integración más eficiente de otras tecnologías emergentes, como los vehículos eléctricos, la gestión de la generación a partir de fuentes renovables y el control activo de la demanda. Esto reduciría el consumo de combustibles fósiles y la contaminación en las ciudades, promoviendo la independencia energética y diversificando las fuentes de generación (Banco Interamericano de Desarrollo y Unidad de Planeación Minero Energética, 2016).

Componente económico

A nivel macroeconómico, es relevante destacar lo siguiente: según la organización del Banco Mundial, Colombia ha mantenido una gestión macroeconómica y fiscal prudente. Esto se basa en un régimen de inflación objetivo, un tipo de cambio flexible y un marco fiscal que sigue una regla fiscal moderna. Dichos factores proporcionan una sólida base para garantizar la estabilidad macroeconómica, lo cual es esencial para la reducción de la pobreza (Banco Mundial, 2023).

El PIB nacional experimentó un crecimiento sólido, alcanzando una tasa del 7,3% en 2022. Sin embargo, esta alta actividad económica llevó a la economía a operar por encima de su capacidad, lo cual produjo una aceleración de la inflación y un déficit significativo en la cuenta corriente. Para el año 2023, se espera un aumento del PIB más lento o menos acelerado, alrededor del 1,7%, y se espera que la economía realice un aterrizaje suave para corregir los desequilibrios internos y externos (Banco Mundial, 2023). Además, se proyecta que el crecimiento económico aumentará gradualmente a un 2% en 2024 y a un 3,2% en 2025. Esto ocurrirá a medida que la demanda externa se reactive y la inflación, así como las tasas de interés, disminuyan (Banco Mundial, 2023).

No obstante, Colombia sigue enfrentando importantes desafíos estructurales, que incluyen (Banco Mundial, 2023): si bien la tasa de crecimiento potencial es robusta, no basta para alcanzar la convergencia del ingreso per cápita con las naciones de altos ingresos. Colombia continúa siendo una de las más desiguales del mundo y el crecimiento económico por sí solo no ha sido capaz de reducir significativamente esta desigualdad.

Aunque está disminuyendo, el alto nivel de endeudamiento público en relación con el PIB limita la capacidad fiscal del gobierno para responder a *shocks* económicos importantes o aumentar el gasto de manera sostenible sin fuentes adicionales de

ingresos. Dada esta coyuntura, el Banco Mundial enfatiza la necesidad de que Colombia avance hacia un enfoque de cero emisiones netas de carbono, una economía resistente al cambio climático y una sociedad menos dependiente de los combustibles fósiles. Para lograrlo, se requerirá una inversión considerable y la movilización de financiamiento. También será esencial aumentar la productividad y la adopción de tecnología, facilitar la transición de empleos hacia sectores más sostenibles, diversificar las exportaciones, combatir la deforestación y orientar los sectores de energía, infraestructura y transporte hacia prácticas más amigables con el medio ambiente (Banco Mundial, 2023).

En lo que respecta a las tendencias actuales y futuras, según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), se espera que el consumo y la inversión mantengan un ritmo moderado debido al endurecimiento de las políticas macroeconómicas y a la fragilidad de la economía global, especialmente durante el año 2023. Se ha observado una disminución en la inflación medida por el índice de precios al consumidor (IPC) a partir de abril de 2023, y se prevé que esta tendencia a la baja continúe hasta alcanzar los objetivos establecidos para el año 2025 (OCDE, 2023).

El endurecimiento de las políticas fiscales y monetarias ha comenzado a tener un impacto en la desaceleración del crecimiento económico. El PIB registró un descenso al 2,5% durante el último trimestre de 2022 y el primer trimestre de 2023. Además, se ha observado una disminución en la confianza tanto de las empresas como de los consumidores (OCDE, 2023). A partir de abril de 2023, la tasa de inflación comenzó a retroceder después de haberse mantenido estable durante los primeros tres meses del año. En abril de 2023, la inflación se situaba en un 12,8%. En este contexto, las expectativas inflacionarias han alcanzado su punto máximo. También es importante destacar que el aumento significativo de los salarios, impulsado por el incremento del 16% en el salario mínimo en enero de 2023, ha actuado como un elemento de estabilidad. Además, el mercado laboral sigue

mostrando resistencia, lo cual ha ayudado a mitigar el impacto de la alta inflación en el poder adquisitivo de los consumidores (OCDE, 2023).

El endurecimiento de las condiciones financieras a nivel internacional ha generado una mayor presión sobre los precios de los activos en Colombia, lo cual ha resultado en una mayor volatilidad en los mercados. No obstante, el peso colombiano ha mostrado signos de recuperación después de la notable depreciación que experimentó durante el segundo semestre de 2022. Es importante destacar que Colombia tiene una fuerte dependencia de la inversión extranjera directa para financiar su significativo déficit en la cuenta corriente (OCDE, 2023).

Por otra parte, el incremento de las tasas de interés como resultado del endurecimiento de las políticas ha contribuido al aumento de los costos asociados al servicio de la deuda. Se anticipa que el Banco Central haya alcanzado el punto máximo en su ciclo de endurecimiento, dado que la tasa oficial se encuentra en el 13,25%. Las proyecciones indican que, a principios de 2024, es probable que la tasa oficial comience a disminuir (OCDE, 2023).

Un desarrollo positivo es el aumento gradual en los precios regulados de los combustibles, lo cual representa una medida beneficiosa. Esto permitirá preservar los recursos fiscales escasos para futuras prioridades de política, al mismo tiempo que creará incentivos para fomentar la reducción del consumo energético (OCDE, 2023).

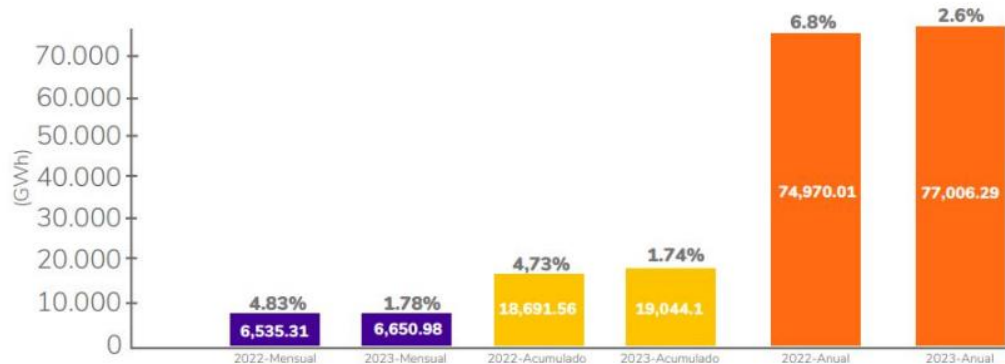
Al respecto, en el 2024 se espera la implementación de dos reformas tributarias sucesivas que ocasionarán un aumento permanente de los ingresos fiscales, pasando del 16% en 2021 al 19% del PIB a partir de 2023. Esto proporcionará margen financiero adicional para respaldar un mayor gasto social y otras iniciativas prioritarias (OCDE, 2023).

Con relación al sector energético en Colombia, de acuerdo con la Coordinación de Inteligencia Externa (2021), la Asociación Nacional de Empresas Generadoras de Energía (ANDEG) destaca que el sector eléctrico está experimentando uno de los momentos más significativos en su historia. Hasta el 2022, se observa que la oportunidad de crecimiento se ve fortalecida, en gran parte debido al impulso de las energías renovables. En 2019 se evidenció un aumento en la demanda eléctrica que superó las expectativas, con un crecimiento anual del 4,02%. Este incluso superó el escenario medio previsto por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Cabe resaltar que dicho crecimiento ha sido impulsado por la industria manufacturera y el sector minero en el mercado no regulado, así como por un resurgimiento en el mercado regulado. Tales señales apuntan a un incremento sostenido en la demanda de electricidad en el país.

Desde una perspectiva regional, se destaca el aumento del consumo en la Costa Caribe y en la zona Oriental del país, donde los incrementos en la demanda superan el 6%. Este crecimiento en la demanda eléctrica no sería posible sin la garantía, solidez y respaldo del SIN, el cual cuenta con un sector de generación eléctrica que se adapta a las necesidades de Colombia. Durante 2019 se incorporaron 150 MW de nueva capacidad, alcanzando un total de 17.462 MW en capacidad de generación (Coordinación de Inteligencia Externa, 2021).

Adicionalmente, el sector minero-energético es un pilar fundamental de la economía colombiana, representando aproximadamente el 12% del PIB al cierre del año 2020, y aporta cerca del 24,86% de los ingresos fiscales nacionales. Esto posiciona al sector como uno de los pilares importantes de la economía colombiana, superando a sectores como la agricultura, la construcción y el transporte, aunque ubicándose por debajo de servicios sociales y el sector financiero (Coordinación de Inteligencia Externa, 2021).

Figura 1. Demanda y variaciones



Fuente: Coordinación de Inteligencia Externa (2021).

Es relevante señalar que, de las diez regiones del país, cinco experimentaron un incremento en su demanda eléctrica con respecto a marzo del año anterior, de las cuales la región de Oriente registró el mayor crecimiento con un 13,5%. En contraste, la región de Valle tuvo la mayor disminución en el consumo de energía, con un descenso del 1,44% (XM, 2023).

Dentro de las actividades económicas que más contribuyeron al aumento de la demanda de energía en el mercado no regulado durante marzo de 2023, en comparación con el mismo mes de 2022, destacan la explotación de minas y canteras, con un impresionante crecimiento del 20,24%, y el sector de transporte y almacenamiento, que experimentó un aumento del 9,7% (XM, 2023).

En relación con Celsia, con el objetivo de cuantificar su participación en el mercado, el informe de resultados del segundo trimestre de 2023 revela lo siguiente: los ingresos alcanzaron la cifra de COP 1,58 billones, lo cual representa un aumento del 31% en comparación con el mismo período del año anterior. Es esencial señalar que el 89,8% de estos ingresos proviene de las operaciones en Colombia, mientras que el 10,2% corresponde a las operaciones en Centroamérica. En lo que va del año, los ingresos totales ascienden

a COP 3,09 billones, con un ascenso del 22,8%. El EBITDA del trimestre alcanzó la suma de COP 480,7 mil millones, registrando un sólido crecimiento del 5% (CELSIA, 2023).

Los gastos financieros experimentaron un aumento significativo del 93%, llegando a los COP 223 mil millones. Dicho incremento se atribuye principalmente al aumento de los indexadores IPC e IBR en comparación con el año anterior (CELSIA, 2023). La ganancia neta consolidada del segundo trimestre alcanzó los COP 78,6 mil millones, aunque mostró una disminución del 48% en comparación con el mismo período del año anterior, principalmente debido a los gastos financieros (CELSIA, 2023).

En este punto, conviene añadir que Celsia opera en varios segmentos de negocio. Haga clic o pulse aquí para escribir texto.: como comercializador, atiende a sus clientes en Valle del Cauca y Tolima con servicios de energía convencional. La empresa se abastece principalmente con contratos a largo plazo, lo cual garantiza la estabilidad en el suministro de energía. En su papel como generador, Celsia ha superado la marca de los 300 MW de capacidad de energía fotovoltaica en operación en Colombia, distribuidos en 17 granjas solares. Además, ha instalado más de 620.000 paneles solares en cuatro departamentos. En el negocio de internet para hogares, cuenta con cerca de 62.000 clientes en Valle y Tolima y se ha construido una red de más de 3000 km con una disponibilidad acumulada del 99,99%. Por último, en cuanto a cuestiones ASG (ambientales, sociales y de gobierno corporativo), Celsia ha reafirmado su compromiso con la sostenibilidad al ser recertificada un año más como una empresa carbono neutro por Contec. En el año 2022, la compañía logró reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 89% con respecto a 2015 y compensó un total de 252.547 toneladas de CO₂ generadas durante el año.

Este análisis resalta la sólida posición de Celsia en el mercado energético y su compromiso con la sostenibilidad ambiental.

Componente sociocultural

En cuanto a la demanda de energía eléctrica, según la proyección de energía eléctrica y potencia máxima 2023-2037 de la UPME (2023), se observa el siguiente comportamiento en el período de 2019 a 2022:

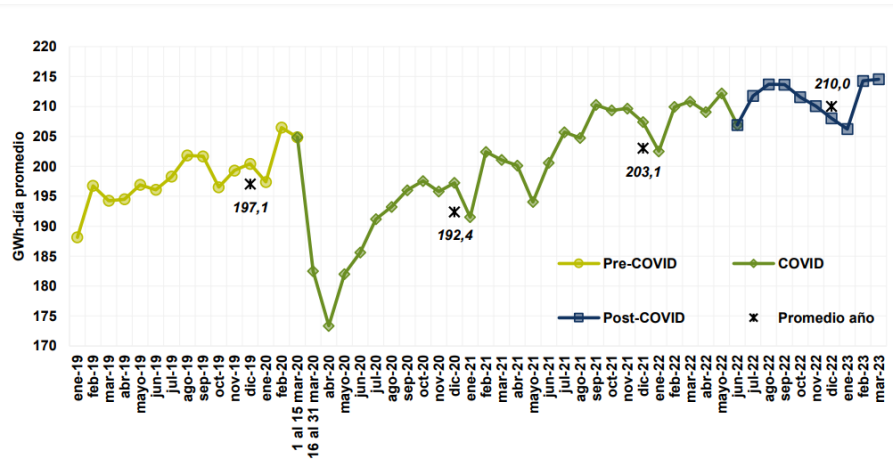
- En el año 2019, la demanda promedio mensual fue de 5869 GWh-mes, equivalente a 197,1 GWh-día.
- En 2020, se mantuvo la demanda promedio mensual en 5869 GWh-mes, lo que representó 192,4 GWh-día.
- En 2021, la demanda promedio mensual aumentó a 6176 GWh-mes, equivalente a 203,1 GWh-día.
- Finalmente, en 2022, se registró una demanda promedio mensual de 6231 GWh-mes, lo que corresponde a 206,2 GWh-día.

Los datos revelan un comportamiento de crecimiento y fluctuación en la demanda de energía eléctrica durante el período analizado:

- En 2019 se experimentó un crecimiento promedio anual del 4%.
- En 2020 hubo una disminución del 2,1% en comparación con el año anterior.
- En 2021 se volvió a registrar un aumento significativo del 5,2%.
- En 2022 el crecimiento fue del 3,4%.

Estos datos indican la dinámica de la demanda de energía eléctrica en los últimos años y proporcionan información importante para comprender las tendencias del consumo energético en el país.

Figura 2. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica SIN a 2023



Fuente: UPME (2023).

Según el informe de la UPME (2023), se proyecta que, durante el período comprendido entre 2023 y 2037, el crecimiento mensual promedio de la demanda eléctrica por área sea el siguiente:

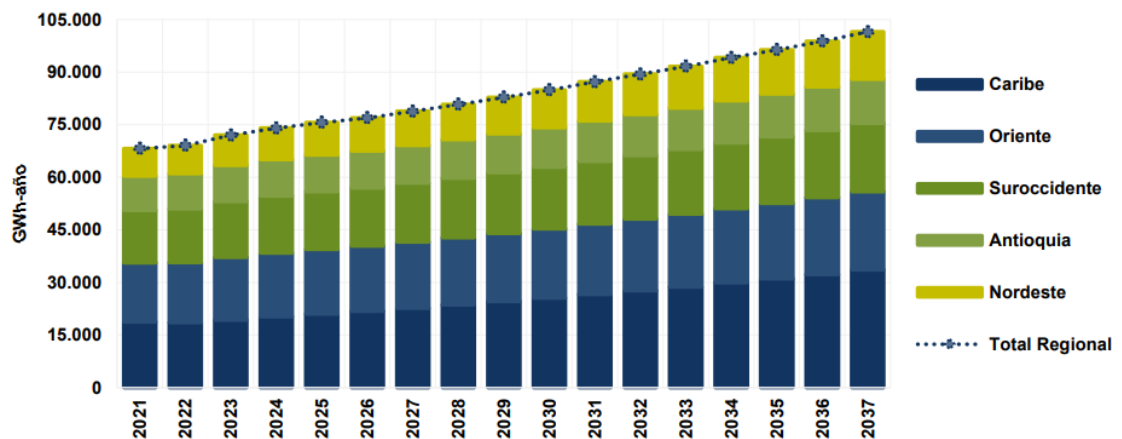
- Caribe: se espera un crecimiento del 4,04%, lo que equivale a 2,158 GWh-mes.
- Oriente: se estima un aumento del 1,81%, representando 1,661 GWh-mes.
- Suroccidente: se prevé un crecimiento del 1,61%, equivalente a 1,470 GWh-mes.
- Antioquia: se anticipa un crecimiento del 1,55%, que corresponde a 947 GWh-mes.
- Nordeste: se proyecta el mayor crecimiento del 3.55%, siendo 902 GWh-mes.

En consecuencia, considerando el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para este período, se estima en 2,48%. Cabe destacar que cada área contribuirá al crecimiento de la siguiente manera:

- Caribe: con 1,14 puntos porcentuales.
- Oriente: con 0,4 puntos porcentuales.
- Suroccidente: con 0,31 puntos porcentuales.
- Antioquia: con 0,2 puntos porcentuales.
- Nordeste: con 0,42 puntos porcentuales.

Es relevante señalar que los departamentos operados por Celsia, específicamente Valle y Tolima, forman parte de la región de Suroccidente, lo cual significa que estos datos tienen implicaciones directas en la gestión y proyecciones de la empresa en su área de operación.

Figura 3. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año)



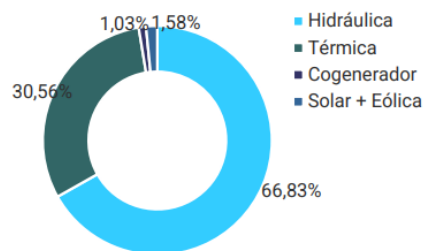
Fuente: UPME (2023).

Nota: no se incluyen las cargas especiales (existentes y nuevas), ni las pérdidas del STN.

La creciente demanda de energía renovable está generando una necesidad cada vez mayor de utilizar dispositivos de electrónica de potencia para mejorar la

estabilidad de la red eléctrica. Según el informe de Perspectiva Sectorial Energía (Figueroa & Mojica, 2023), la capacidad efectiva neta de generación eléctrica para el presente año 2023 es de 18.777 MW. De esta capacidad total, se desglosa de la siguiente manera:

Figura 4. Participación en la matriz energética por tipo de tecnología (2023)



Fuente: UPME (2023).

En cifras concretas:

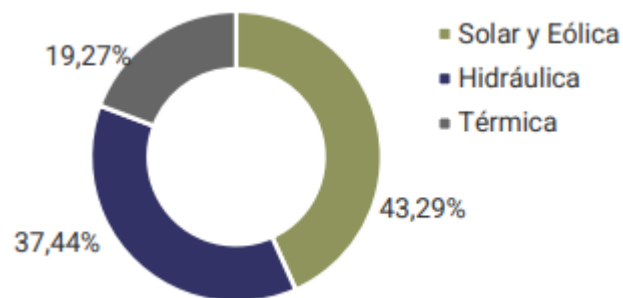
- El 66,8% corresponde a energía hidráulica.
- El 30,5% proviene de energía térmica.
- El 1,1% se genera mediante cogeneración.
- El 1,48% es de origen solar.
- El restante 0,1% proviene de la energía eólica.

Este panorama ubica a Colombia en una posición favorable en términos de la matriz de generación eléctrica, ya que emite relativamente pocos gases contaminantes durante la generación de energía en comparación con otros países. En ese sentido, un objetivo establecido por el gobierno anterior es que las fuentes renovables no convencionales (FRNC) representen el 10% de la demanda final de energía para el año 2023, según las Resoluciones 40715 de 2019 y 40060 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía. Actualmente, estas fuentes de energía representan solo el

1,58% del total. Para cumplir dicho propósito, la capacidad instalada de fuentes de energía renovable deberá aumentar en proporción a este objetivo (Figueroa & Mojica, 2023).

Además, en el marco del Plan Energético Nacional 2020-2050 se establece una visión ambiciosa para el año 2050. Con base en este documento, se espera que el país alcance una capacidad instalada de generación eléctrica de 42.709 MW. Esta capacidad se distribuye de la siguiente manera Haga clic o pulse aquí para escribir texto.:

Figura 5. Participación en la matriz energética por tipo de tecnología (2050)



Fuente: Figueroa & Mojica (2023).

En cifras concretas:

- El 43,2% estará compuesto por FRNC.
- El 37,4% corresponderá a energía hidráulica.
- El 19,2% restante será generado por energía térmica.

Este enfoque estratégico tiene como objetivo principal diversificar significativamente las fuentes de generación de energía en el país. Para lograrlo, se prevé un incremento considerable en la capacidad efectiva neta total de generación eléctrica,

que aumentaría en 23.740 MW con respecto a la capacidad instalada en el año 2023. Este aumento refleja el compromiso del Gobierno en promover la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles (Figueroa & Mojica, 2023).

Dentro de las tendencias socioculturales, de acuerdo con Carbon Trust (2022), se observa un creciente interés y conciencia ambiental en la sociedad colombiana. La preocupación por el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado una mayor adopción de tecnologías sostenibles en el sector energético. En este contexto, la digitalización de la red eléctrica y el uso de dispositivos de electrónica de potencia están cobrando un papel relevante. Estas tecnologías permiten una gestión más eficiente y flexible de la energía, facilitando la integración de FRNC y la reducción de emisiones. Además, la colaboración entre el sector público y las empresas eléctricas refleja un compromiso compartido para avanzar hacia una generación de energía más limpia y acelerar la transición hacia el carbono neutralidad para 2050. Esta tendencia sociocultural hacia la sostenibilidad energética marca un importante cambio en la forma en que se produce y consume energía en el país, en línea con los objetivos climáticos nacionales y globales.

Las iniciativas del sector privado, como parte del Grupo de Trabajo Colaborativo (GTC) de digitalización del servicio eléctrico, revelan un compromiso significativo hacia la transformación digital en el sector eléctrico colombiano. Las empresas eléctricas dieron a conocer los avances y proyectos futuros relacionados con la digitalización del servicio eléctrico, lo cual refleja una clara visión de modernización y mejora de la eficiencia en la distribución de energía. Algunas de las destacadas iniciativas incluyen la aplicación de la inteligencia artificial, la robotización de procesos, el uso de drones y la creación de modelos avanzados, como el gemelo digital de las redes de distribución (Carbon Trust, 2022).

Celsia, con su proyecto “Red Digital 2.0” y la visión de un “Modelo de Energía Sostenible”, se encuentra entre las empresas líderes que están impulsando la digitalización del sector eléctrico. Un objetivo común en estos planes empresariales es la adaptación a las actividades del Operador del Sistema de Distribución (DSO), en anticipación a los cambios significativos que se esperan en las redes de distribución debido al crecimiento de la electromovilidad y la generación distribuida (Carbon Trust, 2022).

Asimismo, las empresas eléctricas reconocen los desafíos relacionados con la adopción de nuevos conocimientos, la creación de roles especializados en nuevas tecnologías y la necesidad de simplificar y mejorar la eficiencia de los procesos comerciales mediante la integración de tecnologías digitales (Carbon Trust, 2022). La calidad del servicio eléctrico se plantea como un indicador fundamental para medir los progresos en la digitalización de la infraestructura de las redes, evaluándose a través de métricas como la frecuencia media de interrupción por usuario (SAIFI) y el tiempo total promedio de interrupción por usuario (SAIDI) en un período específico. Estos esfuerzos reflejan un compromiso compartido para brindar un servicio eléctrico más confiable y eficiente a los usuarios finales, al tiempo que promueve una mayor interacción digital con los clientes a través de plataformas digitales y procesos simplificados.

Componente tecnológico

Para Battle & Rodilla (2019), la infraestructura de distribución de energía eléctrica ha seguido un modelo tradicional diseñado principalmente para satisfacer las necesidades de los consumidores, manteniendo ciertos estándares de calidad. En este enfoque, la operación de los sistemas se limitaba a proporcionar un suministro confiable y a restaurarlo en caso de cortes. Sin embargo, con la creciente adopción de generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos, la dinámica está experimentando cambios significativos. Dicha

transformación implica la necesidad de una gestión más activa y flexible del sistema de distribución eléctrica para adecuarse a las nuevas realidades y demandas del sector energético.

En primer lugar, es imperativo definir qué se entiende por *cargabilidad* de las líneas. Según Robledo (2014), se trata de la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o un conjunto de líneas de transmisión, manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia. La cargabilidad, también conocida como capacidad, se refiere al límite o capacidad térmica del conductor.

Según este autor, existen dos causas principales de las sobrecargas en un sistema eléctrico: en términos de sobrecargas por demanda, la principal causa radica en el consumo de potencia de las cargas del sistema. En caso de una contingencia en el sistema, el flujo de potencia se redistribuye y ocasiona un aumento en algunas líneas de transmisión. Por otro lado, las sobrecargas pueden producirse por la generación de energía. Este tipo de sobrecargas tienen como principal causa el flujo de potencia entregado por los generadores al sistema interno. Ante una contingencia en el sistema, el flujo de potencia se redistribuye, provocando un aumento en algunas líneas de transmisión. Para evitar esta situación, es necesario aplicar el criterio de sensibilidad, logrando identificar los generadores que más influyen en las sobrecargas.

Exploración de avances innovadores en las aplicaciones de electrónica de potencia para mitigar las sobrecargas en redes de distribución

A continuación, se destacan aplicaciones innovadoras y usos emergentes de la electrónica de potencia. Estas investigaciones están específicamente diseñadas para enfrentar los desafíos asociados con las sobrecargas en redes eléctricas. Los

avances tienen como objetivo principal mejorar tanto la confiabilidad como la eficiencia de los sistemas.

De acuerdo con Kamel et al. (2010), el uso de SSSC en redes de energía es de gran importancia para mejorar la estabilidad y controlar la potencia activa y reactiva. Este modelo ha demostrado su eficacia en la resolución de desajustes en inyecciones de corriente en el análisis de flujo de potencia, tanto en redes con un solo dispositivo SSSC como en aquellas con múltiples dispositivos. Su implementación directa en el análisis de flujo de potencia, sin modificar la matriz Jacobiana NR, la constituye como una solución confiable y efectiva para mejorar la operación de las redes eléctricas.

Hernandez et al. (2011) abordan la problemática de controlar el flujo de potencia en las redes de transmisión debido a la integración masiva de generadores de energía renovable, lo cual causa incertidumbre en los patrones de flujo de potencia y sobrecargas en las líneas de transmisión durante contingencias de red. Como solución, se propone la instalación de SSSC en corredores de transmisión congestionados para aliviar las sobrecargas durante contingencias de red, retrasando las inversiones en nuevas líneas de transmisión. Las conclusiones del estudio confirman la validez del SSSC para aliviar las sobrecargas en la red de transmisión, y se destaca que el uso de modelos reducidos de la red de transmisión española en simulaciones dinámicas respalda la efectividad del SSSC. Además, se menciona que la programación del modelo del SSSC en Python, en lugar del enfoque tradicional basado en Fortran, ha sido exitosa.

Por otro lado, Nema & George (2019) trataron la problemática de mejorar la capacidad de transferencia de potencia de las líneas de transmisión utilizando un SSSC y propusieron un método de control óptimo para lograrlo. El enfoque es minimizar la pérdida de potencia en la línea de enlace cumpliendo ciertas restricciones, como el control del cociente X/R y el voltaje dentro de límites específicos. Se presentó la formulación de la función objetivo, las restricciones de

igualdad y desigualdad, así como la formación de la función de Lagrange y el esquema de control. Los resultados de la simulación utilizando MATLAB muestran que, para una potencia transmisible aumentada en un 30%, la pérdida de potencia podría reducirse en un 27,89% con la técnica de optimización propuesta en comparación con la pérdida de potencia sin optimización. Además, se discute el efecto del cociente X/R en la potencia transmisible y el principio básico de controlar el cociente X/R utilizando SSSC. En conclusión, el método mejora la eficiencia de transferencia de potencia y la estabilidad del sistema de transmisión.

Nidadavolu (2017) trabajó sobre las líneas de transmisión con suministro insuficiente de potencia reactiva, lo cual provoca caídas de voltaje en diferentes buses. Se discute la mejora del flujo de potencia en un sistema de transmisión mediante el uso de SSSC. El estudio presenta resultados de simulaciones y experimentos que demuestran que el SSSC puede aumentar o reducir el flujo de potencia real en la línea de transmisión. Además, se incluyó la selección del SSSC, resultados de simulación sin SSSC, con transformador de inyección excitado por una fuente de CA trifásica, con transformador de inyección excitado por un VSC trifásico con voltaje inyectado como referencia, y con transformador de inyección excitado por un VSC trifásico con potencia real como referencia. Los resultados muestran que el SSSC puede mejorar el flujo de potencia en la línea de transmisión. En conclusión, el SSSC puede ser efectivo para mejorar el flujo de potencia en sistemas de transmisión, ofreciendo la capacidad de controlar el flujo de potencia real. Los resultados respaldan la viabilidad y eficacia del SSSC en la mejora del rendimiento del sistema de transmisión, proporcionando una base sólida para considerar su uso en aplicaciones de estabilidad del sistema de potencia y control de voltaje.

Arooj (2021) abordó la problemática de mejorar la eficiencia de las líneas de transmisión de energía a través del uso de controladores de flujo de potencia. Se discutieron los resultados de la simulación de varios controladores de flujo de

potencia, como STATCOM, SSSC y SPFC (Smart Power Flow Controller), en estados transitorios, mostrando los valores de potencia real y reactiva para diferentes líneas de transmisión. Se destacaron las ventajas del controlador de flujo de potencia SMART en el control del flujo de potencia y la mejora de la estabilidad de la red. Además, se proporcionan referencias a investigaciones y estudios relacionados.

En cuanto a los resultados, se investigaron tres modos diferentes de SPFC, incluyendo SSSC, controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) y compensador síncrono estático (STATCOM), utilizando el entorno MATLAB/SIMULINK. Los resultados muestran la efectividad de SPFC para mejorar la capacidad de transmisión de energía y reducir las pérdidas.

En resumen, el artículo destaca la importancia de los controladores de flujo de potencia para mejorar la eficiencia de las líneas de transmisión de energía, y concluye que el SPFC es efectivo en el control de la capacidad de transmisión de energía y la reducción de pérdidas.

Prácticas actuales de Celsia

En relación con esto, según la información proporcionada por el área de Planificación de la operación de Celsia, la empresa actualmente implementa diversas acciones para mitigar los fenómenos de sobrecarga en sus elementos. En primer lugar, se recurre a estrategias de seguridad, siendo particularmente efectiva la estrategia denominada *deslastre de carga (load shedding)* cuando se presentan perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia. Esta estrategia busca contrarrestar los efectos adversos generados por contingencias, manteniendo el equilibrio entre la generación y la demanda. Al aplicar el deslastre de carga, se reduce la potencia aparente consumida por las cargas del sistema y, en algunos

casos, disminuye la potencia activa entregada por los generadores al sistema interno.

En segundo lugar, se utiliza la estrategia de *división del sistema (active splitting)*, que permite evitar el colapso del sistema al dividirlo en varios subsistemas. Sin embargo, esta estrategia implica la redefinición de parámetros como nodos Slack y nodos PV. Además, al querer restaurar la operación normal del sistema, se debe sincronizar de nuevo, una tarea compleja que puede demandar tiempo y recursos significativos para la empresa distribuidora de energía, por lo cual no se emplea de manera extensa.

En tercer lugar, Celsia realiza inversiones estratégicas en la infraestructura eléctrica para fortalecer la confiabilidad del sistema y establecer redundancias entre sus componentes. Para ilustrar este enfoque, supongamos que en cierta región existe una línea de transmisión esencial para el suministro de energía. Ante la posibilidad de sobrecargas debido a una falla en esa línea, la empresa opta por construir una nueva conexión que sirva como vía alternativa. Este nuevo conductor actuaría como un salvavidas en caso de contingencia, permitiendo desviar el flujo de energía de manera controlada y evitar posibles interrupciones o sobrecargas en el sistema. Este tipo de inversión en redundancia contribuye a la estabilidad y confiabilidad general del suministro eléctrico.

Los costos asociados a cada una de estas estrategias de seguridad comprenden:

- Deslastre de carga: la implementación de estrategias de seguridad como esta implica una inversión significativa para el operador de red. Dicho enfoque requiere la instalación de sistemas avanzados de monitoreo y control que puedan detectar rápidamente las contingencias y coordinar la reducción selectiva de la carga. Además, la empresa debe invertir en tecnologías que permitan la comunicación eficiente con los consumidores afectados, así como en la capacitación del personal para gestionar estas operaciones de

manera efectiva. Sin embargo, cabe destacar que, además de los costos directos asociados con la implementación de estas estrategias, el operador de red también incurre en pérdidas debido a la falta de suministro de energía durante los periodos de carga reducida, ya que no hay consumo que respalde los ingresos.

- División del sistema: representa un gasto considerable para el operador de red. La redefinición de parámetros como nodos Slack y nodos PV, junto con la implementación de sistemas de control avanzados para dividir y luego sincronizar el sistema, implica inversiones tanto en *hardware* como en *software*. Además, la reintegración del sistema después de una división exitosa puede ser una tarea compleja y costosa en términos de tiempo y recursos. Esta complejidad operativa puede traducirse en pérdidas adicionales debido a la interrupción del suministro y la falta de ingresos durante el periodo de reconfiguración del sistema.
- Inversiones en infraestructura para redundancia: se trata de una opción que implica costos considerables. La planificación, diseño y construcción de nuevas líneas de transmisión, subestaciones u otros elementos requieren inversiones financieras sustanciales. Estas inversiones también pueden implicar desafíos logísticos y operativos, así como la necesidad de adquirir terrenos y obtener permisos regulatorios, lo cual agrega complejidad y aumenta los costos asociados. Similar a la primera opción, durante el proceso de construcción, el operador de red enfrenta pérdidas debido a la falta de suministro de energía y, por ende, la ausencia de ingresos generados por el consumo.

Transformación digital y electrónica de potencia en el sector eléctrico colombiano: Iniciativas

Carbon Trust (2022) argumenta que, en Colombia, las empresas eléctricas están liderando un ambicioso camino hacia la digitalización y la implementación de la electrónica de potencia en sus operaciones. Estas iniciativas, delineadas en el GTC de digitalización del servicio, reflejan una visión conjunta de transformación del sector eléctrico en el país.

Dentro de estos proyectos, se destacan avances significativos, como la aplicación de la inteligencia artificial, la automatización de procesos mediante la robotización, el uso de tecnología drónica y el desarrollo de modelos avanzados, incluido el concepto de gemelo digital de las redes de distribución. Las empresas líderes, como ENEL, Celsia, GEB, CEO, ISA, EPM, ANDESCO y XM, han unido fuerzas para impulsar estas iniciativas.

Un denominador común en estos planes es la adopción de las actividades del DSO, que reconoce la próxima transformación de las redes de distribución debido al crecimiento de la electromovilidad y la generación distribuida. En adición, se abordan los desafíos relacionados con la adquisición de conocimientos, la creación de nuevos roles para abordar tecnologías emergentes y la simplificación de procesos comerciales, con el objetivo de brindar servicios más eficientes y efectivos.

Las principales metas de estas iniciativas de digitalización son elevar la calidad y la confiabilidad del servicio de energía eléctrica. Desde la perspectiva de la comercialización, buscan establecer una comunicación más cercana con los clientes a través de plataformas digitales y simplificar los procedimientos para los usuarios finales. Para medir los avances en la digitalización de la infraestructura de redes, se utilizan indicadores cruciales como SAIFI y SAIDI.

Experiencias

En el contexto de la transformación del sector eléctrico colombiano se han llevado a cabo proyectos pioneros que incorporan dispositivos de electrónica de potencia para abordar desafíos operativos y de expansión de la red.

Proyecto piloto en Empresas Públicas de Medellín (EPM)

Un proyecto emblemático es el piloto implementado por EPM en la línea Envigado-Ancon Sur de 110 Kv. Este surge de la necesidad de eliminar sobrecargas en la red debido al crecimiento de la demanda y la integración de numerosas centrales de energía renovable convencional tipo hidráulicas (Ordóñez et al., 2022).

La evaluación de opciones, como la repotenciación con conductor de alta temperatura o el uso de dispositivos D-FACTS, llevó a la elección de estos últimos por sus beneficios diferenciales frente a las soluciones tradicionales. El piloto se centró en validar la tecnología en aspectos como la facilidad de instalación, su disponibilidad y confiabilidad, precisión en el cambio de impedancia y su interacción con otros componentes del sistema de potencia (Ordóñez et al., 2022).

Este innovador proyecto piloto, el primero de su tipo en América Latina, ha demostrado un éxito sobresaliente al lograr la optimización de la infraestructura y la obtención de beneficios significativos en términos eléctricos, ambientales y sociales (Ordóñez et al., 2022). Hasta el año 2023, y de acuerdo con un comunicado oficial (EPM, 2023), basándose en la exitosa experiencia del galardonado proyecto piloto D-FACTS de 2021 en la subestación Envigado de EPM, se presume que EPM ha adquirido nueve válvulas adicionales que operan en tres líneas de importancia estratégica: Ancón-Envigado, Envigado-Guayabal y la futura reconfiguración Guayabal-Rodeo. Es importante destacar que, con la conclusión de estos cuatro proyectos piloto, se habilitará la conexión de más de 400 MV de energía proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas y solares, lo cual permitirá abastecer el crecimiento de la demanda mediante la eficiente utilización de la red existente.

Además, la experiencia exitosa del piloto influyó en la planificación nacional del sector eléctrico en Colombia, con la incorporación de esta tecnología en cuatro proyectos adicionales. Esto marca un cambio significativo en la forma en que se planifica la expansión de los sistemas de transmisión nacional y regional en el país. Estos avances son un ejemplo de cómo la electrónica de potencia está desempeñando un papel crucial en la modernización y mejora de la infraestructura eléctrica colombiana (Ordóñez et al., 2022).

Proyecto Grupo Energía de Bogotá

En el proyecto del Grupo Energía de Bogotá en Colombia se implementaron dispositivos FACTS serie tipo SSSC en las líneas Candelaria-Ternerera 1 y 2 de 220 Kv. Esto fue necesario debido a las restricciones que podrían surgir en estas líneas durante contingencias N-1 cuando la central de generación Termocandelaria aumentará su capacidad de 314 MW a 566 MW. La repotenciación de las líneas existentes no era viable, por lo cual se optó por la instalación de estos dispositivos para evitar restricciones y permitir la evacuación de la generación de Termocandelaria. Este proyecto, catalogado como “Proyecto urgente” por la UPME, se adjudicó al Grupo Energía de Bogotá y se convirtió en la primera implementación de dispositivos FACTS serie SSSC en Colombia. Estos dispositivos, que entraron en operación en enero de 2022, desempeñarán un papel crucial al permitir la exportación de la energía generada por la central Termocandelaria y contribuirán a satisfacer las obligaciones de energía en firme del sistema.

Componente legal

Este desempeña un papel fundamental al evaluar cómo las leyes y regulaciones vigentes pueden influir en la viabilidad y desarrollo de proyectos en el sector energético. En el contexto colombiano, es esencial comprender la extensa gama de

normativas que rigen la generación, distribución y uso de energía eléctrica. Entre las leyes y regulaciones más relevantes se encuentran:

- Ley 143 de 1994: establece el régimen de servicios públicos domiciliarios en Colombia, incluyendo la electricidad, y proporciona un marco regulatorio general para la prestación de estos servicios.
- Ley 1715 de 2014: conocida como la “Ley del Sector Eléctric”, esta legislación regula la operación del sistema eléctrico y establece el marco para la expansión de la generación y la participación de fuentes de energía renovable en Colombia.
- Resolución CREG 097 de 2008: determina los procedimientos y criterios para la interconexión de generadores a la red eléctrica en Colombia.
- Resolución CREG 030 de 2018: define las condiciones técnicas y operativas para la conexión y operación de pequeñas plantas de generación distribuida en el sistema eléctrico colombiano.
- Resolución CREG 030 de 2019: modifica disposiciones sobre la generación distribuida y establece regulaciones específicas para sistemas de almacenamiento de energía.
- Resolución CREG 166 de 2008: establece los criterios para la operación y mantenimiento de la red de transmisión y distribución de energía eléctrica en Colombia.
- Resolución CREG 018 de 2012: define los estándares de calidad de energía eléctrica y los requisitos que deben cumplir los agentes del mercado eléctrico colombiano.
- Resolución CREG 108 de 2016: regula los procedimientos para la expansión de la capacidad de generación y establece las condiciones para la participación de fuentes renovables no convencionales en el mercado eléctrico.

ESTUDIO TÉCNICO – EVALUACIÓN DE SOLUCIÓN

La creciente demanda de energía eléctrica, como señala Ramírez et al. (2017), ha generado la necesidad para los operadores de red de invertir en nuevos elementos de la red para satisfacer este incremento. Sin embargo, los prolongados procesos de obtención de servidumbres han obstaculizado el desarrollo de nueva infraestructura eléctrica. Este escenario ha impulsado a los operadores de redes a buscar soluciones que optimicen la utilización de la infraestructura eléctrica preexistente. Al considerar la utilización de esta infraestructura, es imperativo abordar dos aspectos fundamentales: primero, algunas líneas no pueden soportar cargas cercanas a su capacidad nominal debido a limitaciones de estabilidad. Mejorar la estabilidad se vuelve esencial para asegurar la fiabilidad del sistema. En segundo lugar, se vuelve esencial mejorar el flujo de carga en redes altamente interconectadas. Además, la liberalización del mercado energético demanda una mayor flexibilidad para cumplir con los contratos de suministro eléctrico. Es en este contexto surgen los sistemas FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna), una categoría que abarca todas las tecnologías basadas en electrónica de potencia utilizadas en la transmisión de energía de corriente alterna.

Según el informe de Markets and Markets (2020), estos dispositivos son altamente demandados gracias a su capacidad para ajustar y controlar el flujo de potencia. Los sistemas FACTS se han convertido en una solución esencial para garantizar la estabilidad y la eficiencia de las redes eléctricas en un entorno dinámico y en constante evolución. En el contexto colombiano, dos operadores han implementado este tipo de soluciones, demostrando su relevancia y efectividad.

Enfocándose en el empleo de un FACTS, estas tecnologías se destacan por mejorar la capacidad, seguridad y estabilidad de las redes eléctricas existentes. Una de sus aplicaciones más frecuentes es el control de la variación del flujo de potencia en las líneas de transmisión. Para guiar la selección del FACTS más adecuado para este propósito, es fundamental comprender la forma en que estos dispositivos se

clasifican. Una de las clasificaciones más habituales se basa en su conexión de compensación, dividiendo los FACTS en tres categorías (LLAITUL, 2017):

- **Compensación en serie:** los dispositivos de compensación en serie permiten incrementar la capacidad de transferencia de potencia del sistema para las redes existentes. Esto se logra mediante la modificación de la impedancia de la línea, lo que conlleva un cambio significativo en el flujo de potencia.
- **Compensación en paralelo:** implica la inyección o absorción de potencia reactiva en un punto específico del sistema. Esto tiene el beneficio de aumentar la transferencia de potencia activa, al tiempo que mantiene los niveles de tensión dentro de rangos aceptables. Dicho enfoque se asocia estrechamente con el control dinámico de tensión.
- **Compensación combinada:** surgen como respuesta a la necesidad de controlar de manera independiente tanto los flujos de potencia activa como reactiva. Esta categoría se centra en la capacidad de ajustar ambos aspectos de la transmisión de energía de forma precisa y coordinada.

En el contexto de la variación del flujo de potencia, los FACTS de compensación en serie emergen como la opción más adecuada, ya que permiten una modificación efectiva de la impedancia de la línea, lo cual se traduce directamente en un control más preciso del flujo de potencia.

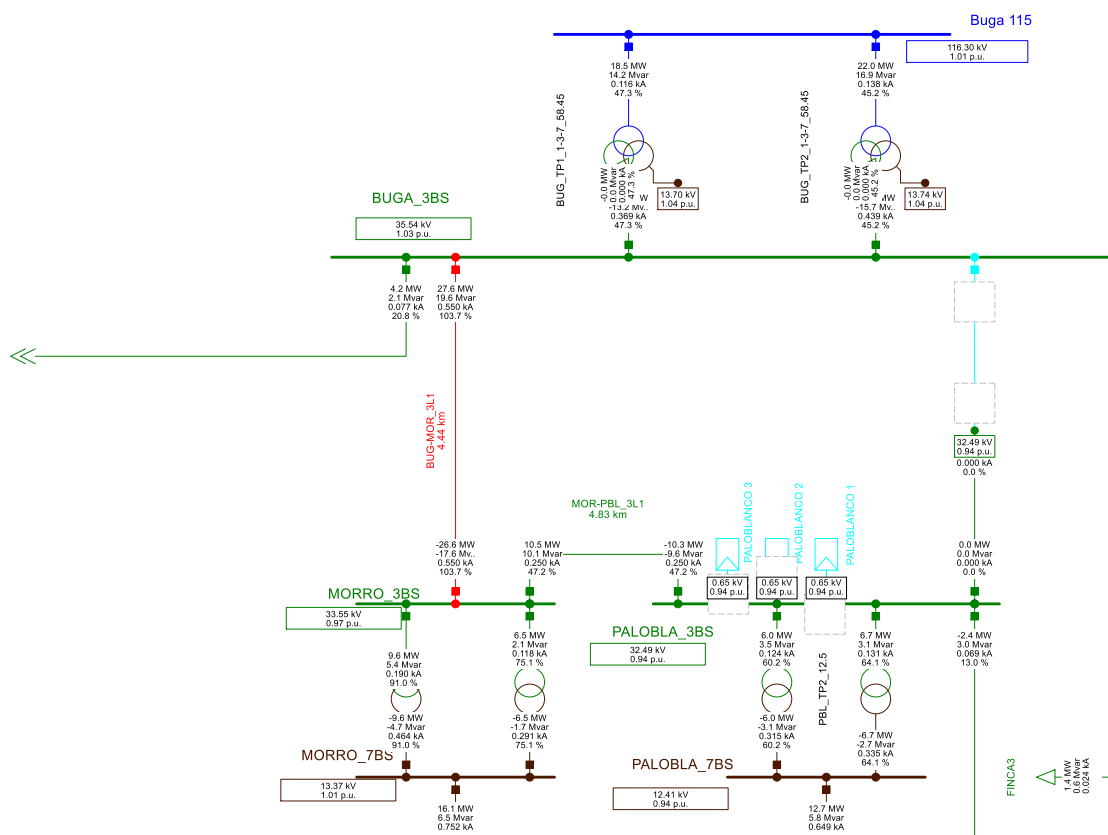
Caso de estudio

En la zona central de Valle se ha identificado un desafío significativo en la operación y la estabilidad de la red de distribución eléctrica, especialmente en situaciones de contingencia relacionadas con la línea de conexión entre la subestación Buga y la subestación Paloblanco. En específico, a partir del año 2026, se ha detectado una restricción en la capacidad de transmisión. Durante los periodos de máxima demanda, se evidencia una sobrecarga en el enlace existente entre la subestación Buga y la subestación El Morro, ya que el flujo de carga tiende a desviarse por este

Fuente: elaboración propia.

En el escenario de máxima demanda, cuando la generación solar no está despachando energía, la línea que conecta la subestación Buga con la subestación El Morro opera al 65% de su capacidad. Sin embargo, en situaciones de contingencia, particularmente en la línea entre las subestaciones Buga y Palo blanco 34,5 Kv, la capacidad de carga de esta línea aumenta significativamente, llegando al 103,7%. Este exceso de carga excede los límites permitidos por la regulación (100%) y pone en riesgo la integridad de la línea.

Figura 7. Condición de sobrecarga evidenciada



Fuente: elaboración propia.

La planificación tradicional, cuando se enfrenta al crecimiento de la demanda y la identificación de condiciones de sobrecarga en una línea, suele proponer dos enfoques. En primer lugar, se evalúa la posibilidad de incorporar un doble circuito para proporcionar una ruta alternativa al flujo de energía. En segundo lugar, se considera la opción de repotenciar la línea existente, lo cual implica la modernización de estructuras y equipos asociados, además de la obtención de los permisos necesarios para la ejecución de obras. Estos procesos tradicionales requieren inversiones significativas, tanto en términos de tiempo como de recursos financieros.

En este contexto surge la necesidad de llevar a cabo un análisis comparativo de los costos relacionados con la implementación de dispositivos FACTS, los cuales se erigen como una alternativa innovadora para optimizar los activos eléctricos existentes en lugar de depender de las soluciones tradicionales que demandan la ejecución de diversas obras de adecuación.

Identificación de la solución

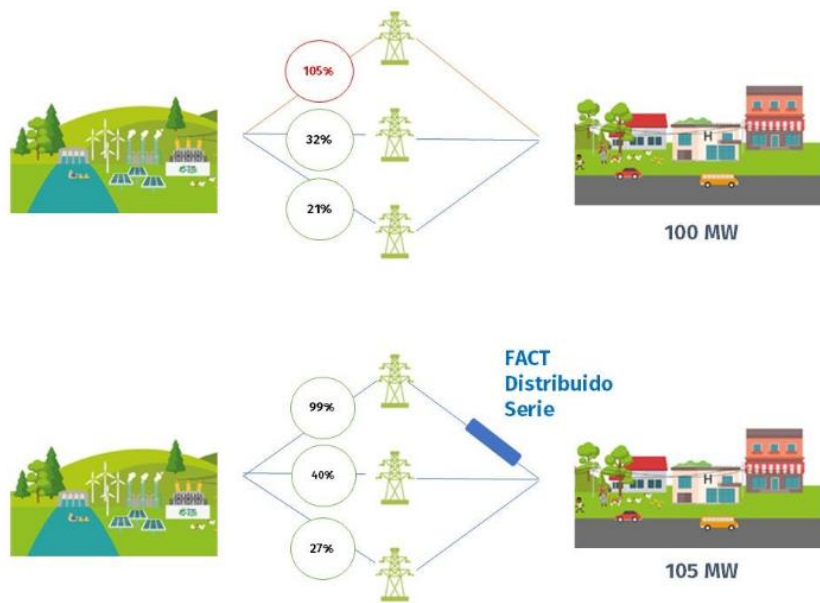
En consonancia con el objetivo del trabajo de grado, que abarca el análisis de dispositivos de electrónica de potencia para la variación del flujo de potencia, y una vez identificada la restricción del caso de estudio, se puede concluir que la solución más adecuada sería la implementación de un dispositivo en serie capaz de gestionar la capacidad de transferencia de potencia en la línea. Este dispositivo tendría la facultad de limitar la capacidad de la línea que se encuentra sobrecargada o aumentar la capacidad de otra línea, permitiendo la redistribución del flujo de potencia por un camino alternativo. En ambos casos, el objetivo principal es asegurar que la transferencia de energía cumpla con los límites operativos establecidos por la regulación vigente, que en este caso es del 100%. Además, el caso de estudio se presenta como apropiado debido a la naturaleza anillada del sistema, lo cual facilita la aplicación de este concepto. Para avanzar hacia la

identificación de posibles alternativas, es necesario definir los siguientes conceptos teóricos.

Según Rodríguez (2021), los dispositivos FACTS distribuidos (DFACTS) se configuran como activos que se implementan en las líneas de transmisión con el propósito de gestionar la potencia activa o la corriente que circula por estas líneas. Su función es análoga a la de una válvula en una tubería de gas o agua, permitiendo un control dinámico de la potencia en respuesta a diversas situaciones, como variaciones en la generación y demanda de energía, contingencias, fallos inesperados o mantenimientos programados. Este control evita la sobrecarga de la línea en la que están instalados dichos dispositivos, así como en otros activos.

La capacidad de optimizar de forma dinámica los flujos de potencia en las líneas de transmisión resulta en una mejora significativa de la confiabilidad del sistema, especialmente en situaciones de contingencia o en caso de salida de algún elemento del sistema. En tales circunstancias, los DFACTS permiten redirigir y optimizar el flujo de potencia a través de activos que no se encuentran sobrecargados, contribuyendo a mantener la estabilidad y eficiencia del Sistema. A continuación, se presenta una imagen que ilustra el fenómeno eléctrico de la incorporación de dispositivos FACTS en serie.

Figura 8. Efecto de la implantación DFACT en serie

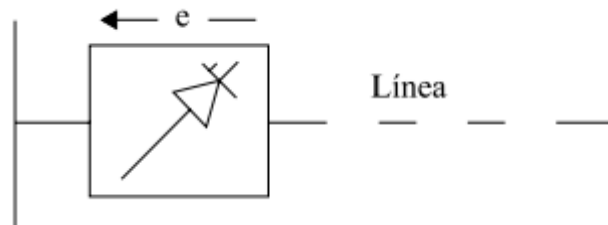


Fuente: Rodríguez (2021).

De acuerdo con Ramírez et al. (2017), esto es factible gracias a que el controlador puede estar compuesto por una impedancia variable, como un condensador, reactor u otro componente similar, o bien por una fuente de voltaje variable basada en electrónica de potencia operando a la frecuencia fundamental. El principio de funcionamiento subyacente en todos los controladores en serie consiste en la inyección de un voltaje en serie con la línea de transmisión. Cuando una impedancia variable es multiplicada por la corriente que atraviesa dicha impedancia, se genera un voltaje en serie que se introduce en la línea. En el caso en que este voltaje se encuentre en fase con la corriente de la línea, el controlador en serie únicamente contribuirá o consumirá potencia reactiva. Cualquier otro ángulo de fase representa la manipulación de la potencia activa en la línea.

En otras palabras, al reducir la impedancia efectiva de la línea, se acercan eléctricamente los dos puntos o nodos en la línea de transmisión. Un ejemplo sería como si acortáramos la distancia entre dos lugares en un camino eléctrico, haciendo que la electricidad fluya más fácilmente entre ellos.

Figura 9. Diagrama esquemático de un controlador en serie



Fuente: Ramírez et al. (2017).

De acuerdo con las investigaciones de Ramírez et al. (2017), Llaitul (2017) y Ramírez et al. (2009), se ha determinado que estos dispositivos cumplen con la funcionalidad requerida para mitigar el efecto observado en el caso de estudio a través de la conexión en serie son el SSSC y el TCSC. Estos dos dispositivos se encuentran extensamente documentados en la literatura, y son conocidos por permitir el control del flujo de potencia activa en sistemas eléctricos. Sus características contribuyen a resolver problemas relacionados con la operación en estado estacionario del sistema sin necesidad de realizar ajustes significativos en la generación, lo cual aumenta la flexibilidad de la red. Es importante señalar que, en las actuales aplicaciones de FACTS en Colombia, especialmente en el ámbito de la transmisión, se ha dado prioridad al uso de los SSSC.

Implementación FACT en serie en el caso de estudio

Habiendo identificado el evento de sobrecarga en la línea de conexión entre la subestación Buga y El Morro a 34,5 Kv, que surge como consecuencia de la contingencia en el enlace Buga-Paloblanco a 34,5 Kv, tal como se describe en Ramírez et al. (2017), se destacan tres factores clave que deben ser considerados al tomar la decisión de instalar un dispositivo FACTS:

- El tipo de dispositivo: se debe determinar el tipo específico de dispositivo FACTS que mejor aborde la problemática en cuestión.
- La capacidad requerida: es esencial definir la capacidad necesaria del dispositivo FACTS para corregir la sobrecarga y mejorar el funcionamiento del sistema.
- La ubicación óptima: la selección de la ubicación de instalación del dispositivo debe optimizar su desempeño en función de su aplicación y los objetivos deseados.

En ese sentido, y considerando la importancia de la ubicación óptima, se procedió a llevar a cabo la evaluación del equipo FACT en serie de dos maneras distintas, de acuerdo con sus dos modos de operación: como sistema en modo de bloqueo en la línea Buga-El Morro y como sistema de conducción en la línea PaloBlanco-San Pedro. El propósito de esta evaluación fue determinar la configuración más idónea para abordar eficazmente la sobrecarga identificada en el caso de estudio.

La evaluación del efecto de la variación de la impedancia en la línea, gracias al dispositivo implementado en estos dos enlaces, reveló que, al ubicarlo en la línea entre Buga y El Morro para limitar la capacidad de transferencia de potencia a través de esta conexión, se logró reducir la cargabilidad en 95,8%. Esta mejora se alcanzó mediante la incorporación de una inductancia en serie en la línea, con un valor de 15 milihenrios (Mh), lo cual permitió una transferencia de potencia más eficiente en la línea de conexión.

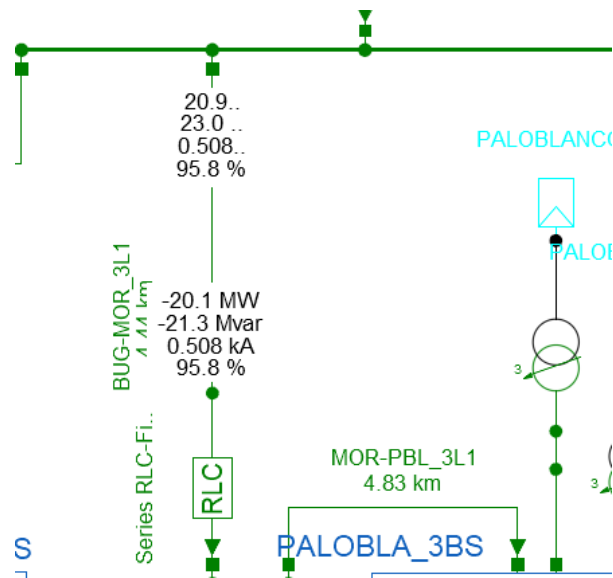
Es importante señalar que las soluciones tipo FACT disponibles en el mercado se comercializan en unidades de potencia reactiva. Por lo tanto, se realizó la conversión de la solución obtenida a esta unidad. En primer lugar, la conversión de la reactancia inductiva de la siguiente manera:

$$Xl = L * 2\pi * f = 15 (10^{-3})H * 2\pi * 60Hz = 5.65$$

Donde L es la inductancia calculada, y f la frecuencia del sistema (60Hz).

Después de reducir la cargabilidad en la línea en 95,8%, se observa que la corriente circulante por el enlace es de 508 Amperios, tal como se ilustra a continuación.

Figura 10. Cargabilidad ante la implementación de la solución



Fuente: elaboración propia.

Por consiguiente, utilizamos la fórmula para calcular la potencia reactiva de acuerdo con el valor de reactancia inductiva calculado:

$$Q = I_{rms}^2 * Xl = \frac{(508^2) * 5.65}{1000000} = 1.46 \text{ Mvar}$$

Así, se procedió a consultar a los proveedores en busca de soluciones SSSC y TCSC con una capacidad de operación de 2 MVar por fase.

ESTUDIO DE MERCADO

Con conocimiento de la solución requerida, para realizar el estudio de mercado, se llevaron a cabo entrevistas con proveedores. La selección de estos proveedores, inicialmente planeada utilizando un enfoque de muestreo por conveniencia, se fundamentó en la información extraída del informe de Markets and Markets (2020).

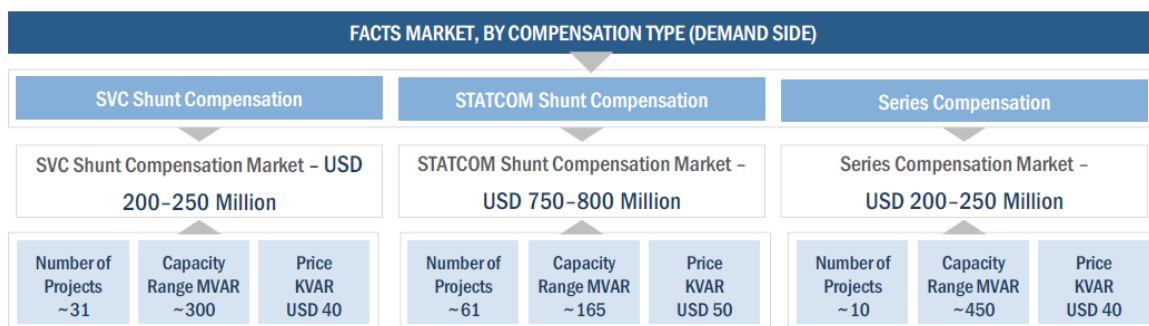
El objetivo principal de este informe fue describir y pronosticar el mercado de los FACTS en términos de valor, teniendo en cuenta factores como el tipo de compensación y la aplicación. Además, buscó proporcionar información detallada sobre los principales impulsores, restricciones, oportunidades y desafíos que influyen en el crecimiento del mercado, así como analizar estratégicamente los micromercados y comprender su impacto en el mercado global.

Entre los posibles proveedores a los que se podría llevar a cabo la encuesta se encontraron algunos de los principales actores en el mercado FACTS, como ABB (ABB, Suiza), General Electric Company (GE, EE. UU.), Siemens AG (Siemens, Alemania), Mitsubishi Electric Corporation (Mitsubishi Electric, Japón), Infineon Technologies AG (Infineon, Alemania), American Superconductor (AMSC, EE. UU.), NR Electric Co., Ltd. (NR Electric, China), Hyosung Heavy Industries (Hyosung, Corea del Sur) y Rongxin Power Ltd. (RXPE, Reino Unido).

Para determinar el ingreso asociado a cada tipo de compensación, se realizó un seguimiento de la cantidad de proyectos de FACTS de cada tipo de compensación, el rango de potencia reactiva de cada proyecto y el precio de cada tipo de compensación en kVAr. Los datos se verificaron mediante una investigación primaria y se multiplicaron el precio, el rango y la cantidad de cada proyecto de FACTS de cada tipo de compensación para obtener el tamaño del mercado de cada tipo de compensación FACTS. Estos resultados proporcionaron una visión detallada

y precisa del mercado FACTS, segmentada según las distintas modalidades de compensación disponibles en el mercado.

Figura 11. Estimación del tamaño del mercado de FACTS, por tipo de compensación



Fuente: Markets and Markets (2020).

Así, se presenta una estimación del tamaño del mercado de FACTS, desglosado por tipo de compensación. La información previamente recopilada del informe Haga clic o pulse aquí para escribir texto. sirvió como base para la formulación de las preguntas en la encuesta realizada.

Resultados de la encuesta

Se inició una indagación preliminar entre los proveedores con los cuales se tenía contacto previo, comunicándoles los requisitos parciales del equipo para operar en niveles de tensión del SDL. Tres proveedores (denominados A, B y C) respondieron afirmativamente, siendo los proveedores A y B identificados en el estudio de (Markets and Markets, 2020). Aunque C no figuraba en el informe, se destaca su distinguida posición en el sector y amplia experiencia en suministros a otros operadores de red.

Confirmación de disponibilidad y capacidades del SSSC

Los resultados de la encuesta revelaron que todos los proveedores confirmaron tener disponible el SSSC o compensador en Serie Sincrónico Estático. Dos de los tres proveedores indicaron capacidades de hasta 10 MVAR, mientras que uno confirmó disponibilidad de hasta 20 MVAR. Se destaca la concordancia con la tendencia de uso de dispositivos de electrónica de potencia en Colombia por empresas de energía eléctrica, principalmente en redes de transmisión.

Características y precios del SSSC

En cuanto a las características del SSSC, los proveedores coincidieron en la capacidad de acoplarse a los niveles de tensión de las redes de distribución de Celsia y funcionar en redes trifásicas. La disponibilidad de los equipos fue calificada como moderada, con precios de kVAR oscilando entre USD 63 y 65. Todos afirmaron que sus dispositivos tienen una vida útil de 30-45 años y los costos asociados a obras civiles, montaje, aseguramiento de calidad y puesta en marcha son inferiores a los USD 1000. Además, se ofrece soporte posventa.

Experiencia y confianza en la propuesta

En relación con la experiencia, los proveedores coincidieron al proporcionar ejemplos de casos exitosos y proyectos anteriores, generando confianza en la propuesta ofrecida. Todos afirmaron contar con experiencia abasteciendo este tipo de dispositivos.

Costos operativos y mantenimiento

En cuanto a los costos operativos (OPEX) relacionados con el mantenimiento y soporte técnico, se estableció que, una vez en funcionamiento, se ofrecen capacitaciones al personal y se entregarán manuales. La posibilidad de establecer contratos para garantizar el mantenimiento continuo también se presentó como una opción.

Demanda actual y perspectivas futuras

La demanda actual de dispositivos de electrónica de potencia se describe como moderada, aunque se percibe una tendencia al alza. Dos proveedores reportaron crecimiento constante en la adopción, mientras que uno sugirió crecimiento rápido. Las perspectivas futuras y desafíos incluyeron la percepción de dos proveedores de que aún faltan regulaciones claras para la adopción en el sistema de distribución local, mientras que uno destacó el costo de inversión y la necesidad de presentar los dispositivos a la CREG como unidades de construcción especiales.

Conclusión y perspectivas finales

En resumen, el uso de dispositivos de electrónica de potencia en redes de distribución local parece prometedor. Dos proveedores anticipan crecimiento sostenido, mientras que uno predice una adopción masiva debido a la flexibilidad que estos dispositivos ofrecen para adaptarse a las nuevas dinámicas en las redes. En última instancia, se vislumbra un escenario positivo para la incorporación de estos dispositivos en el sistema de distribución local de Celsia.

Costos

Con base en los resultados de la encuesta, se procedió a retomar el contacto con los proveedores para obtener información adicional sobre la propuesta comercial para la implementación de SSSCs con una capacidad de 2 MVAR por fase. Los

proveedores indicaron que disponían de módulos con una capacidad de 1 MVAR, por lo que, para ajustarse a la solución requerida, se necesitaría la instalación de un total de 6 módulos.

A continuación, se presentan tablas detallando la cotización proporcionada para estos 6 módulos.

Tabla 3. Resumen de la oferta proporcionada por proveedores para la adquisición de suministro de seis módulos DFACTS

	A	B	C
Suministro			
Suministro de seis Módulos D-FACTS dos por Fase para la SE Buga con una capacidad de 1 MVAR con las indicaciones solicitadas en el documento de especificaciones técnicas. El suministro debe incluir todos los accesorios necesarios para la instalación y puesta en servicio. Garantía técnica de fábrica de 5 años.	USD 469,79	USD 678,94	USD 540,35
Suministro DDP de: columnas de fibra óptica, aisladores de soporte, estructura de soporte Smart Valves, Conductores alta tensión, aisladores, conectores. Transporte desde posición Fabricante hasta sitio de Smart Valves**. Suministro sistemas secundarios	USD 149,02	USD 256,24	USD 227,95
SUBTOTAL (USD)	USD 1237,63	USD 1870,35	USD 1536,60
IVA 19%	USD 235,15	USD 355,37	USD 291,95
TOTAL (USD)	USD 1472,78	USD 2225,72	USD 1828,55
Servicios			
Revisión y Aprobación a la ingeniería detallada para conexión en potencia, montaje electromecánico y obra civil según lo indicado en las especificaciones técnicas,	USD 53.333,86	USD 48.470,21	USD 48.152,74
Ingeniería de detalle del equipo a suministrar, incluye diseños para la integración y arquitectura de comunicaciones con la subestación existente y centro de control, según lo indicado en las especificaciones técnicas,	USD 29.515,38	USD 43.955,28	USD 32.740,80

	A	B	C
Suministros, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas individuales a equipos, Pruebas SAT, pruebas funcionales de conjunto, conexionado de comunicaciones, control y potencia, y energización incluyendo todas las actividades necesarias para la puesta en servicio e integración en todos los niveles de la subestación y con centro de control, según lo indicado en las especificaciones técnicas,	USD 307.527,95	USD 280.709,33	USD 302.488,16
Capacitaciones y entrega de documentación técnica solicitada de acuerdo con en las especificaciones técnicas,	Incluido	USD 18.703,50	USD 7683,00
SUBTOTAL USD	USD 390.377,18	USD 391.838,33	USD 391.064,70
IVA 19%	USD 74.171,67	USD 74.449,28	USD 74.302,29
TOTAL USD	USD 464.548,85	USD 466.287,61	USD 465.366,99
Opcional servicio de mantenimiento incluyendo los repuestos necesarios para diez años. Valor unitario corresponde al valor anual del servicio de mantenimiento. La tasa de cambio utilizado para los valores de COP en la presente oferta es sólo ejemplar y se utilizó la tasa de cambio actual en el momento de la presentación de la oferta. Si Celsia decide optar por este paquete opcional, el valor COP deberá ajustarse en el momento en que se tome la decisión. La tasa de cambio para los 10 años de duración del contrato se ajustará cada periodo (cada un año). Revisar archivo de descripción de oferta de mantenimiento para más información.	USD 35.165,43	USD 31.982,99	USD 35.341,80
Total, sin servicio de MANTO (10 años) + IVA	USD 466.021,63	USD 468.513,32	USD 467.195,55
Total, con servicio de MANTO (10 años) + IVA	USD 501.187,06	USD 500.496,31	USD 502.537,35

Fuente: elaboración propia.

ESTUDIO LEGAL

Para realizar la evaluación del SSSC se recopiló información de diversas regulaciones. En este contexto, es crucial destacar la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994, las cuales establecieron condiciones para garantizar la cobertura y la

prestación de servicios públicos a los usuarios. Estas facilitaron la participación del sector privado en sectores monopolizados por el Estado, buscando mejorar la eficiencia en la gestión dentro de un marco de libre competencia. Esto se traduce en mayores beneficios para el usuario final en cuanto a calidad, oportunidad y costos del servicio.

Dichas Leyes definen las funciones de la CREG en la fijación de tarifas de energía eléctrica:

- Ley 142/1994: encarga a la CREG la definición de la fórmula tarifaria para la facturación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados o finales. La fórmula debe calcular de forma independiente cada actividad en la cadena de suministro de energía.
- Ley 143/1994: otorga a la CREG la función de desarrollar la metodología para calcular las tarifas relacionadas con el acceso y uso de las redes eléctricas en el mercado regulado. La CREG establece el régimen tarifario del sector eléctrico siguiendo el principio de eficiencia económica para asegurar precios competitivos en el mercado. Esto implica que los usuarios asuman los costos de una gestión eficiente por parte de los agentes de la cadena de energía eléctrica. Adicionalmente, la Ley 142 de 1994 define los principios de neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia como base para la estructura tarifaria. Estos buscan un equilibrio justo y eficiente en el acceso a los servicios eléctricos, atendiendo a las necesidades de los diferentes actores del mercado y promoviendo la eficiencia en el sector. Para asegurar los principios de eficiencia económica, en 2018 se emitió la Resolución CREG 015 de 2018. Su objetivo fue fijar la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN. En el ámbito de la distribución eléctrica, para cada OR, la

CREG establece los ingresos y el cargo por uso de las redes de distribución eléctrica. Estos valores se expresan en unidades de \$/kWh. Dicho cargo constituye el monto que los usuarios deben abonar por cada unidad de energía consumida. Su propósito es posibilitar que el OR, al igual que en cualquier otra actividad económica, recupere la inversión realizada en los activos utilizados para brindar el servicio. Asimismo, vela por una rentabilidad adecuada y cubrir los gastos asociados con la operación, mantenimiento y administración de la actividad de distribución eléctrica. Estos cargos están diseñados teniendo en cuenta condiciones específicas relacionadas con la calidad del servicio, la confiabilidad y las pérdidas en la red, las cuales se detallarán a continuación:

Incentivos

Una parte fundamental de los objetivos de la fórmula tarifaria radica en incentivar la inversión y la reposición de activos. Este estímulo se materializa a través de la meta anual establecida respecto a la calidad promedio del sistema de cada OR. La CREG calcula dicha meta anual aplicando una reducción del 8% anual sobre los indicadores de referencia específicos de cada OR. Estos indicadores de referencia son previamente establecidos por la CREG en la resolución particular que apruebe los ingresos anuales.

Los incentivos vinculados al desempeño del OR, medidos tanto por el SAIDI como por SAIFI, deben ser calculados por cada OR. El cálculo se lleva a cabo utilizando los indicadores de calidad reportados por el OR. Estos mecanismos de incentivo buscan no solo promover la mejora continua en la calidad del servicio eléctrico ofrecido por los OR, sino también fomentar la eficiencia y la innovación en la gestión de sus activos.

Máximas horas anuales de indisponibilidad

La Resolución CREG 015 de 2018 establece límites de indisponibilidad para los grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR. Estos límites se expresan en términos del número Máximo Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI). El MHAI no debe superarse en un período de doce meses, permitiendo un equilibrio entre la disponibilidad de los activos y la eficiencia del sistema.

Tabla 4. MHAI

Grupos de activos	MHAI
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30

Fuente: Resolución CREG 015 de 2018.

Ingreso anual por inversiones OR

La metodología tarifaria propuesta aborda integralmente la remuneración de las inversiones y los gastos relacionados con la prestación del servicio eléctrico. Además, contempla incentivos tanto positivos como negativos, los cuales están vinculados a la calidad del servicio proporcionado y la eficiencia lograda por el OR en la ejecución de inversiones y gastos de Operación y Mantenimiento (AOM).

La Resolución CREG 015 de 2018 establece la siguiente fórmula para calcular los ingresos anuales asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio en cada uno de los niveles de tensión:

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Donde:

$IAA_{j,n,t}$: ingreso anual por inversión en activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$BRA_{j,n,t}$: base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

r : tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo.

$RC_{j,n,t}$: recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$BRT_{j,n,t}$: base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

La Base Regulatoria de Activos (BRA) representa el valor de las inversiones anuales de los OR. Se calcula considerando:

- Antigüedad de los activos.
- Depreciación por uso.
- Nuevas inversiones.
- Activos retirados.

La BRA de los OR se determina de manera detallada, asegurando una evaluación precisa de la infraestructura eléctrica. La metodología específica utilizada se describe en la Resolución CREG 015 de 2018:

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t}$$

Fuente: (CREG 015 de 2018, 2018)

Donde:

$BRA_{j,n,t}$: base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$BRAE_{j,n,t}$: base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$BRANE_{j,n,t}$: base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

La inclusión del SSSC en la BRA se calcula de la siguiente manera, considerando su condición de nuevo activo en la infraestructura eléctrica (Resolución CREG 015 de 2018):

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1}$$

Fuente: (CREG 015 de 2018, 2018)

Donde:

$BRAEN_{j,n,t}$: base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$IAPA_{j,n,t}$: índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$INVA_{j,n,l,t}$: inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t . corresponde al valor de los activos incluidos en el plan de inversiones aprobado.

Para la valoración se utilizan los valores de las UC definidas en el capítulo 14 (Resolución CREG 015 de 2018):

$INVR_{j,n,l,t}$: inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t , corresponde al valor de los activos puestos en operación y valorados con las UC definidas.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año t es 1,1 veces la variable $INVA_{j,n,t}$. En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el $INVR_{j,n,t}$ del siguiente año.

L : categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n : cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.

En este contexto es preciso resaltar que la aprobación de inversiones en el plan correspondiente se apoya en un concepto central conocido como *unidad constructiva* (UC). Según la resolución vigente, la UC representa elementos que forman una unidad estándar en un sistema eléctrico. La unidad puede realizar tareas de conexión, transporte y transformación de energía eléctrica. También puede supervisar y controlar activos en el STR y en los SDL.

En el caso específico del SSSC, se observa la inexistencia de una UC estándar, lo cual conduce a la introducción del término *UC especial*. Esta se define como aquella que contiene elementos con características técnicas singulares, no asimilables a las UC estándar. A la UC especial se le asigna el costo real asociado al suministro, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas individuales a equipos, pruebas SAT, pruebas funcionales de conjunto, conexionado de comunicaciones, control y potencia, así como la energización.

En conclusión, mediante esta metodología, los ingresos anuales de las empresas están directamente vinculados a las inversiones que realicen. En ausencia de inversiones, las tarifas experimentan reducciones y las empresas deben presentar planes de inversión que abarcan expansión del sistema, renovación de activos, reducción del índice SAIDI y SAIFI, adopción de nuevas tecnologías y reducción de pérdidas. Estos planes son aprobados según criterios de eficiencia y se someten a

un seguimiento constante. La propuesta busca incentivar a las empresas a realizar inversiones que mejoren la calidad del servicio y modernicen sus sistemas de distribución, facilitando la incorporación de nuevas tecnologías y generando beneficios para los usuarios.

Gastos AOM

La propuesta contempla la determinación de un nivel de gastos de referencia, basado en los gastos reales reportados por las empresas y los gastos eficientes estimados por la Comisión. Anualmente, los gastos reconocidos se ajustan según las inversiones realizadas por las empresas para la expansión del servicio a nuevos usuarios y para mantener eficiencia en sus operaciones, de acuerdo con los criterios establecidos. Según lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, para las nuevas inversiones, distintas a las de reposición, se reconoce un valor anual de AOM del 2% para los niveles de tensión 3 y 4.

Tasa de retorno

De acuerdo con las normas vigentes, específicamente la Resolución CREG 015 de 2018, la tasa de retorno que se emplea para calcular la inversión total es la definida en la metodología de ingreso regulado.

Siguiendo lo establecido en la Resolución 215 de 2021, que ajusta la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica con base a lo dispuesto en la Resolución CREG 016 de 2018, se determina que la tasa de retorno a partir del año 2022 será del 12,09%.

ESTUDIO FINANCIERO

Habiendo identificado los costos de inversión iniciales, el enfoque se dirigió hacia la determinación de los beneficios asociados a la incorporación del SSSC. Este paso es crucial para un análisis de flujo de fondos completo y, en última instancia, calcular la RBC de la implementación del dispositivo. La evaluación detallada de los beneficios permite una visión más integral de la viabilidad económica y la rentabilidad a largo plazo de la inversión en el SSSC.

Uno de los beneficios sustanciales asociados a la implementación del SSSC radica en la capacidad de prevenir la sobrecarga identificada en la línea Buga-El Morro de 34,5 Kv, como se ha evidenciado en el estudio de la solución. Esta intervención es especialmente relevante al considerar que, de no implementarse el SSSC, se prevé una sobrecarga del 103,7% para el año 2026 en respuesta a un evento de contingencia simulado en la línea Buga-Paloblanco 34,5 Kv. La consecuencia directa de esta restricción por sobrecarga sería la necesidad de racionar la energía, generando un costo asociado significativo.

Dado que los proyectos de esta envergadura suelen contemplar flujos de caja a un horizonte temporal de 25 años, es imperativo evaluar el impacto financiero a lo largo de este periodo. Con el propósito de cuantificar el costo de la energía no suministrada (CENS) durante estas dos décadas y media en caso de no implementar la solución, se llevó a cabo una simulación. Dicha simulación se basó en la proyección de demanda proporcionada por la UPME en el informe *Proyección de demanda de energéticos 2022-2036*, empleando estos datos para proyectar la demanda en la zona de influencia y simular la sobrecarga. La obtención de esta información permite una evaluación precisa del impacto económico y respalda la toma de decisiones respecto a la implementación del SSSC como medida preventiva ante la contingencia identificada.

El informe de proyección de demanda proporcionado por la UPME abarca estimaciones de demanda hasta el año 2037. Sin embargo, dado que el análisis se

extiende hasta el año 2050, con un horizonte de análisis de 2026 a 2050, se requirió proyección para el periodo 2038 al 2050. Para este propósito, se optó por emplear el promedio de los porcentajes de aumento de demanda disponibles en el informe. Esta aproximación permitió obtener una representación continua y coherente del crecimiento de la demanda durante el período restante, facilitando el análisis continuado hasta el año 2050. A continuación, se presenta el resultado de estas proyecciones:

Tabla 5. Porcentaje de incremento (2026-2050)

Año	% incremento demanda/año
2026	1,740%
2027	1,635%
2028	2,654%
2029	1,677%
2030	1,850%
2031	2,340%
2032	2,395%
2033	2,417%
2034	2,464%
2035	2,613%
2036	2,604%
2037	2,700%
2038	2,329%
2039	2,329%
2040	2,329%
2041	2,329%
2042	2,329%
2043	2,329%
2044	2,329%
2045	2,329%
2046	2,329%
2047	2,329%

Año	% incremento demanda/año
2048	2,329%
2049	2,329%
2050	2,329%

Fuente: UPME (2024).

Después de realizar las simulaciones con base en los porcentajes de proyección de demanda establecidos por la UPME para el periodo 2022-2036, se determinó que la sobrecarga resultante, en el escenario en el cual no se lleva a cabo la implementación del SSSC, es la siguiente:

Tabla 6. Sobrecarga sin la implementación del SSSC y con el aumento proyectado de demanda

Año	Sobrecarga
2026	103,7%
2027	105,3%
2028	106,9%
2029	109,6%
2030	111,4%
2031	113,4%
2032	116,0%
2033	118,7%
2034	121,6%
2035	124,6%
2036	127,9%
2037	131,4%
2038	135,1%
2039	138,4%
2040	141,9%
2041	145,5%
2042	149,2%
2043	153,1%
2044	157,1%
2045	161,3%
2046	165,8%

Año	Sobrecarga
2047	170,4%
2048	175,2%
2049	180,3%
2050	185,6%

Fuente: elaboración propia.

Para una evaluación precisa del CENS en el contexto de la contingencia analizada, es esencial referirse a la Resolución CREG 015 de 2018. Esta normativa proporciona el marco regulador necesario para cuantificar el impacto de la contingencia en términos de racionamiento de energía. Un componente clave para llevar a cabo este análisis fue el MHAI, detallado de manera específica en la mencionada resolución. El MHAI establece las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas del grupo de activos. A continuación, se presenta la tabla que relaciona el MHAI.

Tabla 7. MHAI

Grupos de activos	MHAI
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30

Fuente: Resolución CREG 015 de 2018.

Para este caso, se utilizará el valor establecido para las líneas del Sistema de Transmisión Regional (STR), el cual se fija en 38 horas.

Cálculo del CENS

La Energía No Suministrada (ENS), originada por la sobrecarga en la línea Buga-El Morro de 34,5Kv, se determina al calcular la potencia en Kva que provoca dicha sobrecarga (exceso del 100%), multiplicada por los siguientes factores:

- La potencia nominal de la línea (30,9 MVA).
- El factor de potencia (0,90).
- El factor de carga (0,8).
- Las horas de indisponibilidad (38 horas/año).
- El costo del primer escalón de racionamiento (CRO1=2325.51 \$/kWh pesos de diciembre 2023).

$$ENS = (\text{Sobrecarga} - 100\%) \times (30.9 \text{ MVA}/1000) \times 0.90 \times 0.8 \times 38 \text{ h} \times 2325.51 \text{ \$/kWh}.$$

Los resultados obtenidos para cada año se detallan en el cuadro siguiente. Se debe destacar que la condición de sobrecarga en la línea debido a contingencias se manifiesta a partir del año 2026.

Tabla 8. Resultados de los costos de energía no suministrada

Año	% incremento carga	Sobrecarga	Dif.	CENS[Mill\$/Año]
2026	-	103,7%	0,037	\$ 73
2027	1,635%	105,3%	0,053	\$ 104
2028	2,654%	106,9%	0,069	\$ 136
2029	1,677%	109,6%	0,096	\$ 189
2030	1,850%	111,4%	0,114	\$ 224
2031	2,340%	113,4%	0,134	\$ 263
2032	2,395%	116,0%	0,160	\$ 315
2033	2,417%	118,7%	0,187	\$ 368
2034	2,464%	121,6%	0,216	\$ 425
2035	2,613%	124,6%	0,246	\$ 484
2036	2,604%	127,9%	0,279	\$ 549

Año	% incremento carga	Sobrecarga	Dif.	CENS[Mill\$/Año]
2037	2,700%	131,4%	0,314	\$ 617
2038	2,329%	135,1%	0,351	\$ 690
2039	2,329%	138,4%	0,384	\$ 755
2040	2,329%	141,9%	0,419	\$ 824
2041	2,329%	145,5%	0,455	\$ 895
2042	2,329%	149,2%	0,492	\$ 967
2043	2,329%	153,1%	0,531	\$ 1,044
2044	2,329%	157,1%	0,571	\$ 1,123
2045	2,329%	161,3%	0,613	\$ 1,205
2046	2,329%	165,8%	0,658	\$ 1,294
2047	2,329%	170,4%	0,704	\$ 1,384
2048	2,329%	175,2%	0,752	\$ 1,478
2049	2,329%	180,3%	0,803	\$ 1,579
2050	2,329%	185,6%	0,856	\$ 1,683

Fuente: elaboración propia.

Perdidas técnicas de energía

Otro beneficio que se derivaría de la implementación del SSSC sería la reducción de las pérdidas debidas al redireccionamiento de flujos en condiciones normales de operación. Esta mejora facilita un balance más eficiente de la potencia y, por consiguiente, optimiza la capacidad de las líneas cercanas a la ubicación específica del dispositivo. La disminución de pérdidas es perceptible a nivel del sistema de distribución local (N3), correspondiente al mismo nivel de tensión en el que se ha instalado el dispositivo. A continuación, se detalla la metodología empleada para cuantificar estas pérdidas en términos monetarios.

Para expresar los valores en términos monetarios, es necesario convertirlos a valores de energía. Sin el uso del SSSC, la potencia es de 8,0418 MW, mientras que con la incorporación del SSSC se reduce a 8,0320 MW. Dada la naturaleza del proyecto, se multiplicaron estos valores por las 8760 horas del año para obtener la energía total. Así, sin el SSSC, se tiene 70.446,10 MWh/Año, y con el SSSC se obtiene 70.360,65 MWh/Año. Este enfoque proporciona una base sólida para

evaluar y comparar los beneficios energéticos asociados a la implementación del SSSC.

Para determinar el costo de la energía en un nivel de tensión 3, se suman las tarifas que corresponden a Generación (G), Transmisión (T) y, finalmente, Distribución (D). Para realizar este cálculo, se utilizaron los últimos 6 históricos de tarifas publicados por Celsia para la región del Valle del Cauca.

$$\text{Costo SDL} = \text{Costo G} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right) + \text{Costo T} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right) + \text{Costo D} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right)$$

Tabla 9. Costos de los componentes

Mes	Año	G (\$/kWh)	T (\$/kWh)	D (\$/kWh)
Julio	2023	294.59	40.87	96.47
Agosto	2023	297.68	46.96	92.14
Septiembre	2023	312.04	47.02	92.02
Octubre	2023	366.73	48.60	99.42
Noviembre	2023	371.28	46.25	97.44
Diciembre	2023	349.34	51.24	95.47
Promedio		331.94	46.82	95.49

Fuente: Celsia (2024).

Por último, al utilizar los datos promedio, el costo del servicio en el SDL se establece en 474.260 \$/MWh.

La variación en las pérdidas, en relación con la implementación del SSSC, resulta en una diferencia de 85,45 MWh/año en términos de energía.

En última instancia, al multiplicar esta variación calculada por el costo del servicio del SDL, se obtiene un monto de COP 40,52 millones para el primer año.

Para determinar el valor de las pérdidas en los años subsiguientes, se aplica la fórmula del valor presente de la siguiente manera:

$$Vn = \$40.52 \text{ millones} * (1 + \text{Tasa de retorno SDL})^{-n}$$

En este contexto, 'n' representa el periodo evaluado, siendo el año 2026 considerado como el periodo 1.

Flujo de caja y RBC

A continuación, se presenta un resumen de los costos y beneficios vinculados al proyecto.

Costos

- **Inversión:** esta cifra refleja la inversión total necesaria para la implementación de la solución, siendo el costo asociado a la UC especial. En consecuencia, se opta por seleccionar el proveedor que presentó la oferta más competitiva en términos de costos. Dado que la sobrecarga en condiciones de contingencia se manifiesta a partir del año 2026, resulta pertinente asignar la inversión al 2025, evitando los efectos derivados de dicha contingencia. Por consiguiente, el 2025 se considera como el año 0 en el flujo de caja. Para realizar una estimación de los costos asociados y considerando que los proveedores han suministrado los costos del SSSC en USD, se toma como referencia la Tasa Representativa del Mercado (TRM) correspondiente a mediados de diciembre de 2023. Por lo tanto, el costo de inversión se estima en COP 1979,90 millones, teniendo en cuenta la TRM de mediados de diciembre de 2023.

- AOM: los gastos relativos a la administración, operación y mantenimiento se calculan como el 2% de la inversión, conforme al monto aprobado para el operador de red.

Beneficios

- Ahorro en pérdidas: este componente refleja el ahorro en pérdidas técnicas derivado de la puesta en funcionamiento del SSSC.
- Mitigación de ENS: este componente representa la energía que no requiere ser racionada en situaciones de contingencia. El valor asociado a esta energía se calcula utilizando el costo del nivel de racionamiento CRO1, dado que el porcentaje de la demanda sujeto a racionamiento se sitúa por debajo del 1.5% de la demanda total del Valle del Cauca.

Se presenta a continuación el flujo de fondos obtenido:

Figura 12. Flujo de fondos que genera la implementación del SSSC

WACC	12.09%	Costos [Mill\$/Año]		Beneficios [Mill\$/Año]		Flujo de Fondos [Mill\$/Año]	Recuperación	
		Inversión SDL	AOM	Ahorro de pérdidas	Mitigación de ENS Falla Línea Buga - Palo blanco 34.5 kV		[Mill\$]	Año (PR)
0	2025	\$ 1,979.90				-\$ 1,979.90	-\$ 1,979.90	
1	2026		\$ 39.60	\$ 40.52	\$ 73	\$ 73.67	-\$ 1,906.23	
2	2027		\$ 39.60	\$ 36.15	\$ 104	\$ 100.75	-\$ 1,805.48	
3	2028		\$ 39.60	\$ 32.25	\$ 136	\$ 128.31	-\$ 1,677.17	
4	2029		\$ 39.60	\$ 28.77	\$ 189	\$ 177.92	-\$ 1,499.25	
5	2030		\$ 39.60	\$ 25.67	\$ 224	\$ 210.20	-\$ 1,289.05	
6	2031		\$ 39.60	\$ 22.90	\$ 263	\$ 246.75	-\$ 1,042.30	
7	2032		\$ 39.60	\$ 20.43	\$ 315	\$ 295.40	-\$ 746.90	
8	2033		\$ 39.60	\$ 18.23	\$ 368	\$ 346.28	-\$ 400.62	
9	2034		\$ 39.60	\$ 16.26	\$ 425	\$ 401.33	\$ 0.71	9
10	2035		\$ 39.60	\$ 14.51	\$ 484	\$ 458.56	\$ 459.27	
11	2036		\$ 39.60	\$ 12.94	\$ 549	\$ 521.87	\$ 981.14	
12	2037		\$ 39.60	\$ 11.55	\$ 617	\$ 589.29	\$ 1,570.42	
13	2038		\$ 39.60	\$ 10.30	\$ 690	\$ 660.78	\$ 2,231.21	
14	2039		\$ 39.60	\$ 9.19	\$ 755	\$ 724.55	\$ 2,955.76	
15	2040		\$ 39.60	\$ 8.20	\$ 824	\$ 792.37	\$ 3,748.13	
16	2041		\$ 39.60	\$ 7.31	\$ 895	\$ 862.27	\$ 4,610.40	
17	2042		\$ 39.60	\$ 6.53	\$ 967	\$ 934.22	\$ 5,544.62	
18	2043		\$ 39.60	\$ 5.82	\$ 1,044	\$ 1,010.19	\$ 6,554.81	
19	2044		\$ 39.60	\$ 5.19	\$ 1,123	\$ 1,088.21	\$ 7,643.02	
20	2045		\$ 39.60	\$ 4.63	\$ 1,205	\$ 1,170.22	\$ 8,813.24	
21	2046		\$ 39.60	\$ 4.13	\$ 1,294	\$ 1,258.19	\$ 10,071.43	
22	2047		\$ 39.60	\$ 3.69	\$ 1,384	\$ 1,348.18	\$ 11,419.61	
23	2048		\$ 39.60	\$ 3.29	\$ 1,478	\$ 1,442.16	\$ 12,861.77	
24	2049		\$ 39.60	\$ 2.94	\$ 1,579	\$ 1,542.07	\$ 14,403.84	
25	2050		\$ 39.60	\$ 2.62	\$ 1,683	\$ 1,645.95	\$ 16,049.79	
Total [Mill\$]		\$ 1,979.90	\$ 308.64	\$ 354.04	\$ 3,194.37	\$ 16,049.79	13.704%	

Fuente: elaboración propia.

Después de elaborar el flujo de caja para la implementación del SSSC para contrarrestar los impactos de sobrecarga en la Línea Buga-Paloblanco 34,5 Kv frente a contingencias en la línea El Morro-Buga 34,5 Kv, se destacan resultados significativos. El Valor Presente Neto (VPN) asciende a COP 16.049,79 millones, acompañado de una TIR del 13,704%. La RBC registra un sólido 1,55, señalando un impacto positivo desde el punto de vista financiero. El periodo de recuperación, que inicia en el noveno año, subraya la viabilidad a largo plazo de la inversión. El análisis se realizó con un Costo de Capital Ponderado (WACC) del 12,090%, con lo cual se demuestra que la TIR del proyecto es superior al WACC empleado. Por lo tanto, se concluye que el proyecto es rentable, respaldando de manera contundente la implementación del SSSC como una estrategia eficaz para mitigar los efectos adversos de contingencias en la red eléctrica y consolidando su posición como una medida esencial para mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema.

Tabla 10. Resumen de flujo de fondos

VPN [Mill\$]	\$ 16,049.79
TIR	13.704%
Relación B/C	1.55
PR	9
WACC	12.090%

Fuente: elaboración propia.

ESTUDIO DE RIESGOS

Para evaluar la viabilidad de un proyecto se ha atribuido una significativa importancia al análisis de riesgos, modelo que busca calcular la probabilidad de consecuencias específicas relacionadas con eventos potenciales que podrían afectar el objetivo del proyecto. Este análisis refleja las expectativas del inversor sobre el proyecto, desempeñando un papel fundamental como herramienta explicativa y predictiva.

Dada la naturaleza inherentemente incierta de los proyectos, estos a menudo se ven enfrentados a situaciones llenas de incertidumbre. En consecuencia, es crucial evaluar los riesgos que pueden impactar el desarrollo y desenlace del proyecto, que pueden originarse por múltiples razones.

Así, se realizó un análisis para identificar los riesgos asociados a la incorporación de DTEP, en relación con la implementación del SSSC en las redes del sistema de distribución de CELSIA. Este proceso implicó consultas directas con el área de Planeación de red para una visión integral de los riesgos potenciales y su escala de probabilidad en relación con estos proyectos.

Como resultado de este análisis, se identificaron los siguientes riesgos:

Riesgo político

El riesgo político inherente a las operaciones de Transmisión y Distribución (T&D) se materializa en el posible impacto resultante de la expedición y actualización de leyes que podrían afectar la competitividad y rentabilidad del negocio. Este riesgo también aborda la eventualidad de incumplir con la normativa aplicable a niveles local, departamental, nacional e internacional.

Causas

Entre las causas subyacentes a este riesgo se encuentran los cambios en las exigencias y requisitos de entidades gubernamentales, los cuales podrían conllevar la paralización de actividades, incremento de costos, demoras o aplazamiento de operaciones. Asimismo, la imposición de nuevos impuestos o el aumento de los ya existentes constituye una amenaza potencial, añadiendo complejidad y volatilidad al entorno normativo y político en el que se desenvuelven las operaciones.

Riesgo asociado a grupos de interés

El riesgo asociado a los grupos de interés se manifiesta en la posibilidad de enfrentar inconvenientes al mantener y alinear procesos y estrategias adecuadas de comunicación con diversos grupos de interés, tanto internos como externos, clientes y aliados clave.

Causas

La raíz de este riesgo puede encontrarse en la debilidad en la definición de la política de relacionamiento y la identificación de expectativas con los grupos de interés. Los retrasos en los procesos pueden surgir debido a la falta de acuerdos en niveles de servicio para la entrega de información de forma integrada, coherente y oportuna,

como es el caso de la entrega del proyecto a mantenimiento y la ejecución de maniobras con operación.

Adicionalmente, los retrasos en los procesos pueden deberse a la falta de acuerdos en niveles de servicio para la entrega de información, como el incumplimiento al con del acuerdo 1214 y la falta de cumplimiento de información necesaria para la puesta en servicio. La falta de participación de los diversos interesados del proyecto se presenta como una causa potencial, complicando la coordinación y generando posibles obstáculos en la comunicación efectiva con los grupos de interés.

Riesgo asociado a la gestión del proyecto

El riesgo asociado a la gestión del proyecto se traduce en la posibilidad de enfrentar sobrecostos, incrementos en los tiempos de ejecución, o incluso la imposibilidad de desarrollo de los proyectos, lo que podría disminuir la rentabilidad en el negocio.

Causas

Este riesgo puede originarse por diversas causas, siendo una de ellas los cambios en las variables macroeconómicas, como tasas de interés y la TRM, que pueden afectar los costos y cronograma del proyecto.

Otra causa potencial es el incumplimiento a los requisitos de entrada en operación del proyecto, lo cual podría generar demoras, costos adicionales y afectar la viabilidad del proyecto en su conjunto. Además, el riesgo se ve acentuado por posibles incumplimientos de los proveedores de bienes y servicios, tales como empresas de ingeniería, diseño y suministro de equipos, lo cual puede impactar negativamente la ejecución eficiente del proyecto.

Riesgo asociado a afectaciones del ingreso

Este implica la posibilidad de experimentar menores ingresos debido a impactos operativos o a decisiones regulatorias actuales o futuras.

Causas

Esta situación puede derivar de diversas causas, siendo una de ellas el incumplimiento de compromisos adquiridos en planes de inversión, lo cual podría afectar la generación de ingresos esperada.

Asimismo, la pérdida de rentabilidad en el modelo de negocio puede ser resultado de cambios en las condiciones establecidas por el regulador o clientes, lo que impactaría directamente en los ingresos generados. Además, el incumplimiento de indicadores clave, como disponibilidad, calidad, pérdidas o promesa de valor, puede contribuir a afectar la percepción del servicio, con posibles consecuencias en los ingresos.

Riesgo asociado al incumplimiento en la calidad de productos y servicios

Este se refiere a la posibilidad de no cumplir con los estándares de calidad en los productos y servicios, generando impactos negativos tanto en los clientes como en la responsabilidad civil por daños a terceros debido a fallos en la prestación de servicios.

Causas

Este riesgo puede tener diversas causas, entre las que se incluyen fallas en la planeación o idoneidad del personal contratista durante la intervención de activos.

Las especificaciones inadecuadas o montajes con bajo estándar de calidad representan otra causa potencial, ya que pueden resultar en productos o servicios que no cumplen con los requisitos establecidos. Además, la posibilidad de fallas o indisponibilidades en activos eléctricos en líneas o subestaciones, carga desatendida no prevista en el proceso de ejecución del proyecto, planes de contingencia desactualizados o mal dimensionados, y la contratación de empresas o profesionales sin las capacidades técnicas o experiencia requeridas, contribuyen al riesgo de incumplimiento en la calidad.

Riesgo asociado a errores en la aplicación de sst

El riesgo asociado a errores en la aplicación de SST (Salud y Seguridad en el Trabajo) se centra en la posibilidad de experimentar accidentes laborales o enfermedades profesionales entre empleados o contratistas, debido a exposiciones inherentes al negocio de T&D y a trabajos con riesgo alto previsible.

Causas

Esta situación puede originarse por diversas causas, siendo una de ellas el incumplimiento de los estándares de SST, lo cual podría poner en peligro la salud y seguridad de los trabajadores.

Los accidentes laborales o enfermedades profesionales de empleados, contratistas y subcontratistas durante el diseño y el montaje del proyecto representan otra causa potencial. Además, el riesgo se incrementa ante el incumplimiento de los procedimientos de seguridad durante la intervención de activos eléctricos, lo cual podría generar situaciones peligrosas para el personal involucrado. La falta de consciencia y cultura en la prevención de accidentes laborales también contribuye a aumentar el riesgo, ya que puede dar lugar a comportamientos no seguros en el entorno laboral.

Riesgo asociado al incumplimiento de terceros

Este riesgo conlleva la posibilidad de que terceros incumplan compromisos, afectando la provisión de productos y servicios, bien sea mediante el abastecimiento, la indisponibilidad o inexistencia de recursos, así como la falta de personal experimentado.

Causas

Las causas que subyacen a este riesgo son variadas, incluyendo: la falta de una especificación detallada en el proceso de contratación, tanto a nivel técnico como financiero, constituye una de las causas fundamentales. La carencia de un seguimiento adecuado en la compra de activos o servicios, así como deficiencias en la recepción y supervisión de activos, productos o servicios, también contribuyen significativamente al riesgo. La intervención insuficiente en proyectos, montajes o servicios es otro factor relevante.

La elaboración de contratos que no aseguran de manera efectiva la aplicación de pólizas y penalidades al proveedor en caso de incumplimiento, así como posibles cambios en las especificaciones técnicas por parte del contratante, pueden generar complicaciones en la ejecución del proyecto. Retrasos en actividades críticas como montaje, construcción, pruebas y puesta en servicio, así como la quiebra o insolvencia económica del contratista, se suman a las posibles causas de este riesgo.

Incidentes como daño, pérdida o hurto de equipos, junto con retrasos en el envío de equipos o componentes críticos, son amenazas significativas. La contratación de firmas o profesionales sin las capacidades técnicas, administrativas o experiencia

requerida, así como el incumplimiento en la ejecución de actividades y suministros por parte de contratistas y proveedores, representa desafíos adicionales.

Riesgo por daño o indisponibilidad de equipos clave

Este riesgo plantea la amenaza de sufrir daño físico, pérdida o falta de disponibilidad de elementos esenciales debido a eventos tanto antrópicos como naturales.

Causas

Diversas causas contribuyen a este riesgo, abarcando desde fallas en el montaje de activos críticos del proyecto hasta problemas durante el transporte de estos elementos. Además, las incidencias ocasionadas por eventos naturales como terremotos, granizo, descargas atmosféricas, entre otros, son una fuente significativa de riesgo.

Los fallos en las etapas de pruebas y puesta en servicio de activos críticos, así como los defectos de fabricación en los equipos clave del proyecto, son factores que contribuyen a la concreción del riesgo. La posibilidad de sufrir daños intencionados por parte de terceros, junto con la amenaza de robo de infraestructura asociado a estos equipos, añade complejidad al panorama de riesgos. Asimismo, errores en el montaje constituye otra causa relevante que podría desencadenar el riesgo de daño o indisponibilidad de equipos clave.

Riesgo de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios

Causas

Las causas asociadas a este riesgo incluyen el aumento en los plazos de entrega por parte del contratista de ingeniería, la falta de aprobación por parte de CELSIA de los diseños proporcionados por el contratista en la etapa de ingeniería, modificaciones en la ingeniería original, incumplimiento en los abastecimientos durante la contratación de los equipos, demoras en el suministro de las especificaciones de compra para la ingeniería secundaria y el incumplimiento por parte del consultor de ingeniería en la entrega de especificaciones técnicas.

Riesgo por incumplimiento de normatividad

Se refiere a la posible falta de cumplimiento con normas aplicables a nivel local, departamental, nacional e internacional.

Causas

Las causas subyacentes a este riesgo engloban el incumplimiento de normas de construcción y la falta de adhesión a las regulaciones establecidas por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) durante la fase de instalación o montaje.

Probabilidad ocurrencia e impacto

En este contexto, la escala utilizada para evaluar la probabilidad de que estos riesgos se materialicen fue definida por el grupo de planeación y estudios. La escala establecida fue la siguiente: se investigó la probabilidad de ocurrencia de los riesgos señalados, especialmente en proyectos en los que el proveedor asume responsabilidades, desde el suministro hasta la ingeniería detallada, obras civiles, montaje, pruebas, conexión y energía. Cabe mencionar que, al considerar la solución implementada, no se involucran ejecuciones de obras complejas, como

negociaciones de servidumbres o excavaciones civiles para posicionar estructuras. En resumen, se trata de una intervención de menor complejidad.

En este marco, la escala diseñada para valorar la probabilidad de materialización de estos riesgos se elaboró en conjunto con el grupo de planeación y estudios. La escala establecida se presenta a continuación:

Tabla 11. Escala de probabilidades

Probabilidad
MUY ALTO (Mayor 20%)
ALTO (Entre 10% y 20%)
MODERADO (Entre 5% y 10%)
BAJO (Entre 1% y 5%)
MENOR (Menor 1%)

Fuente: elaboración propia.

En consecuencia, conforme a lo expuesto, se presenta el siguiente análisis cualitativo de riesgos, en consonancia con la escala de probabilidad previamente establecida.

Figura 13. Análisis cualitativo de riesgos

Riesgo	Probabilidad	Impacto Sustento	Impacto (Mil\$)	De acuerdo con Escala de Probabilidad
Político	5.00%	Todos los años	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 798	Moderado
Asociado a Grupos de Interés	5.00%	Tres primeros años	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 798	Moderado
Asociado a la Gestión del Proyecto	8.00%	Tres primeros años	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 1,277	Moderado
Asociado a Afectaciones del Ingreso	3.00%	Todos los años	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 479	Bajo
Asociado al Incumplimiento en la Calidad de Productos y Servicios	5.00%	Primer año - 2025	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 798	Moderado
Asociado a Errores en la Aplicación de SST	4.00%	Primer año - 2025	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 638	Bajo
Asociado al Incumplimiento de Terceros	6.00%	Primer año - 2025	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 958	Moderado
Daño o Indisponibilidad de Equipos Claves	5.00%	Primer año - 2025	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 798	Moderado
Retraso en el Cronograma por Incumplimiento	5.00%	Primer año - 2025	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 798	Moderado
Incumplimiento de Normatividad	2.00%	Primer año - 2025	Tiene un impacto en la inversión inicial. \$ 319	Bajo

Fuente: elaboración propia.

Se proyecta que el valor en millones de pesos, o impacto económico, asociado a la ocurrencia de cada uno de los riesgos previamente mencionados sería el siguiente:

Tabla 12. Impacto si ocurre el evento de riesgo

Evento	Magnitud del impacto Min. (COP millones)	Magnitud del impacto Med. (COP millones)	Magnitud del impacto Max. (COP millones)
Político	\$ 678,31	\$ 798,01	\$ 917,72
Asociado a grupos de interés	\$ 678,31	\$ 798,01	\$ 917,72
Asociado a la gestión del proyecto	\$ 1085,30	\$ 1276,82	\$ 1468,35
Asociado a afectaciones del ingreso	\$ 406,99	\$ 478,81	\$ 550,63
Asociado al incumplimiento en la calidad de productos y servicios	\$ 678,31	\$ 798,01	\$ 917,72
Asociado a errores en la aplicación de SST	\$ 542,65	\$ 638,41	\$ 734,17
Asociado al incumplimiento de terceros	\$ 813,97	\$ 957,62	\$ 1101,26
Daño o indisponibilidad de equipos claves	\$ 678,31	\$ 798,01	\$ 917,72
Retraso en el cronograma por incumplimiento	\$ 678,31	\$ 798,01	\$ 917,72
Incumplimiento de normatividad	\$ 271,32	\$ 319,21	\$ 367,09
Totales	6512	7661	8810

Fuente: elaboración propia.

Con base en los supuestos de riesgos, incluyendo sus respectivas probabilidades e impactos en millones de pesos colombianos, se ha realizado una simulación Montecarlo a través del *software* @Risk. En esta simulación se configuró una matriz de frecuencia utilizando la función binomial de @Risk para analizar la posible ocurrencia de cada evento y su consiguiente impacto monetario. Adicionalmente, se empleó la fórmula triangular para estimar los impactos mínimo, medio y máximo.

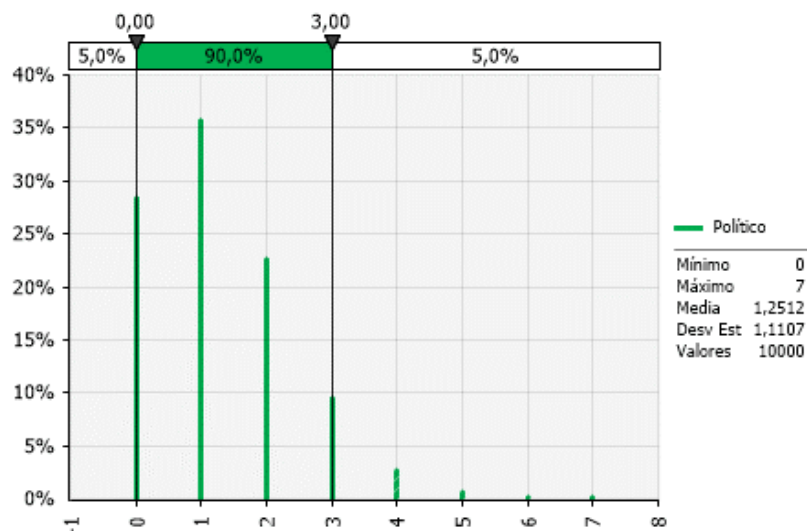
Con el fin de validar la precisión del modelo propuesto, se elaboró una matriz de probabilidades, evaluando los riesgos a lo largo de un periodo de 25 años, en consonancia con el flujo de fondos y considerando que se obtienen beneficios a partir del noveno año. Ante la posibilidad de que los eventos se manifiesten en más de una ocasión, se utilizó la fórmula Poisson para la elaboración de la correspondiente matriz.

Posteriormente, se configuró un modelo no determinístico que permite la ejecución de iteraciones, teniendo en cuenta la incertidumbre asociada a la ocurrencia de cada evento. A partir de este modelo, se obtuvo la matriz de impacto monetario. Con estos datos en mano, se procede al análisis de indicadores clave, como el VPN del proyecto, el índice Risk, entre otros, que se presentan a continuación:

Frecuencia de riesgos

A continuación, se muestra el análisis de la frecuencia de los riesgos evaluados, de acuerdo con los supuestos asumidos:

Figura 14. Frecuencia de riesgo político



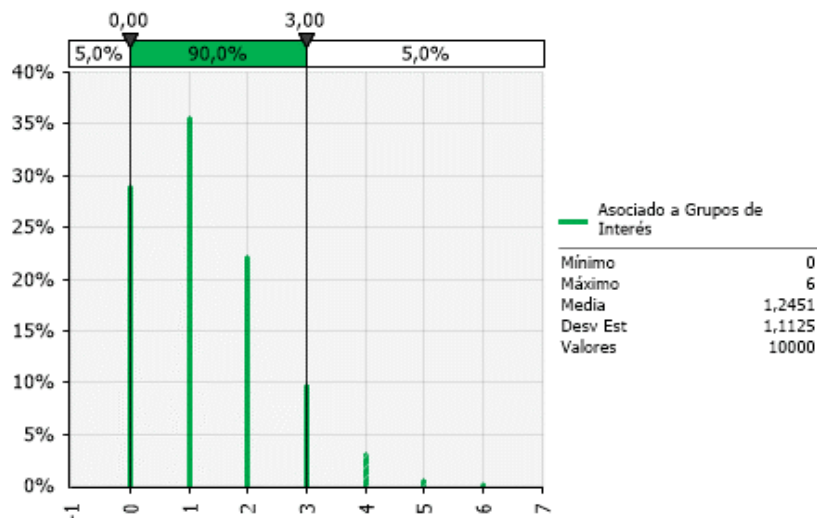
Fuente: elaboración propia.

Al realizar un análisis enfocado en la frecuencia, se constata que el riesgo asociado a los grupos de interés puede variar desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 7 veces, según datos estadísticos. Existe una probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto se materialice entre 0 y 3

veces, mientras que hay un 5% de probabilidad de que se suscite entre 3 y 7 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se observan en la *cola* derecha del histograma.

En términos promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de las especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,2512 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de dos veces. Como actividades de control, se pueden llevar a cabo el seguimiento permanente de la normatividad y su socialización, además de estar activo en comentarios durante las etapas de consultas públicas. Se propone la capacitación a todos los integrantes del equipo contratista.

Figura 15. Frecuencia del riesgo asociado a grupos de interés



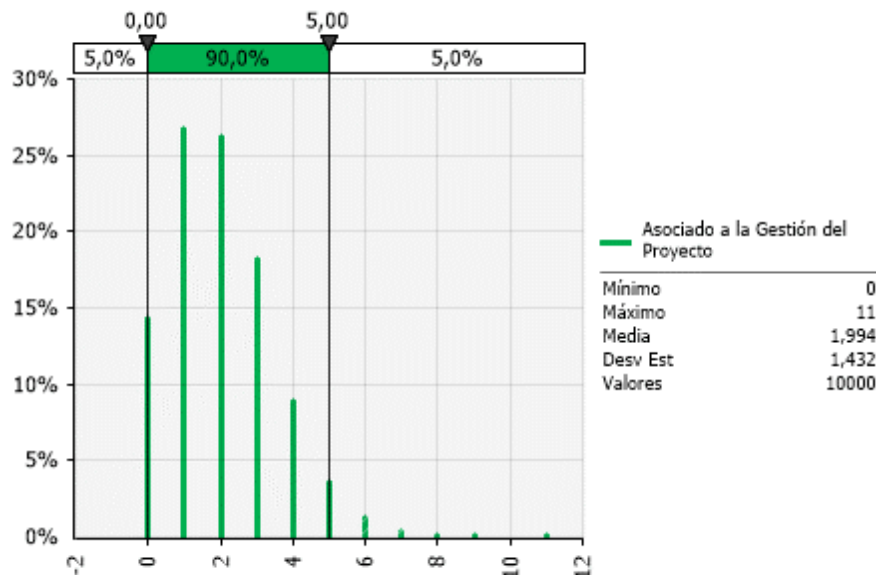
Fuente: elaboración propia.

Al realizar un análisis enfocado en la frecuencia, se constata que el riesgo asociado a los grupos de interés puede variar desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 6 veces, según datos estadísticos. Existe una

probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto se materialice entre 0 y 3 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 3 y 6 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se observan en la cola derecha del histograma.

En términos promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de las especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,2451 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 2 veces. Como actividades de control, se pueden llevar a cabo el seguimiento de los compromisos adquiridos con los grupos de interés y el monitoreo de los contratistas en cuanto a su relacionamiento con los grupos de interés.

Figura 16. Frecuencia del riesgo asociado a la gestión del proyecto



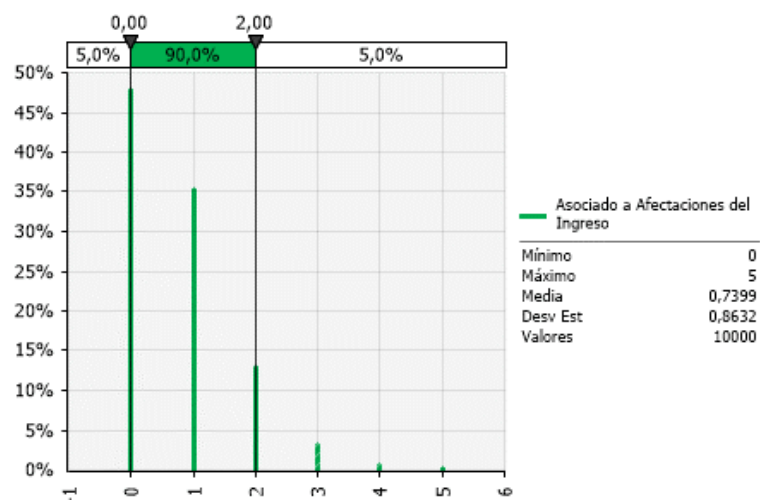
Fuente: elaboración propia.

Al precisar un análisis enfocado en la frecuencia, se constata que el riesgo asociado a la gestión del proyecto puede variar desde la ausencia total (0 veces) hasta la

posibilidad de ocurrir hasta 11 veces, según datos estadísticos. Existe una probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto se materialice entre 0 y 5 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 5 y 11 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se observan en la cola derecha del histograma.

En términos promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de las especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,994 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 2 veces. Como actividades de control que se pueden implementar para disminuir la probabilidad de ocurrencia, se destacan el seguimiento de indicadores financieros, el monitoreo del proceso y ejecución de las contrataciones de los aliados estratégicos y sus tiempos de ejecución, así como la definición, previo al inicio de la ingeniería y contratación, del alcance del proyecto conforme a lo reportado a la CREG.

Figura 17. Frecuencia de afectaciones del ingreso

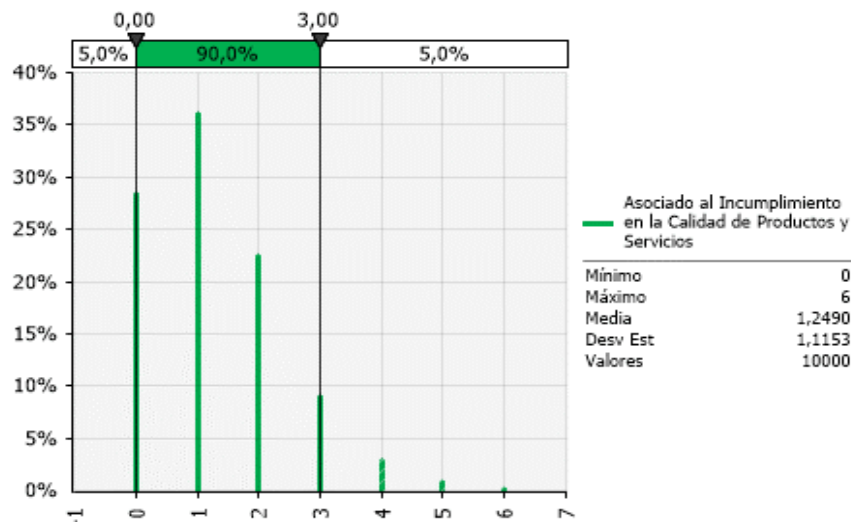


Fuente: elaboración propia.

Con un análisis enfocado en la frecuencia, se constata que el riesgo asociado a afectaciones del Ingreso puede variar desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 5 veces, según datos estadísticos. Existe una probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto se materialice entre 0 y 2 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 2 y 5 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se observan en la cola derecha del histograma.

En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de las especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 0,7399 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de una vez. Para disminuir el impacto, se recomienda energizar la mayor cantidad de equipos disponibles para la puesta en operación parcial del proyecto.

Figura 18. Frecuencia del incumplimiento en la calidad de productos y servicios

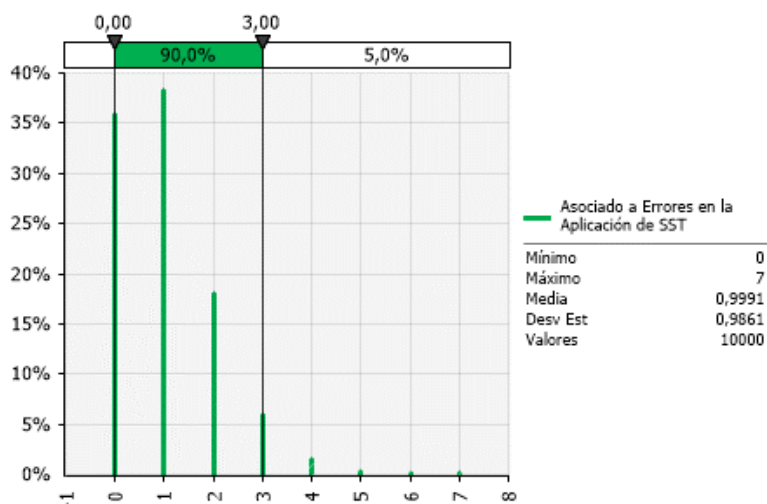


Fuente: elaboración propia.

Al llevar a cabo un análisis enfocado en la frecuencia, se verifica que el riesgo asociado al incumplimiento en la calidad de productos y servicios puede variar desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 6 veces, según datos estadísticos. Existe una probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto se materialice entre 0 y 3 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 3 y 6 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se observan en la cola derecha del histograma.

En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de las especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,2490 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 2 veces. Para reducir la probabilidad de que ocurra, se pueden implementar estas acciones: realizar un seguimiento constante al estado y vencimiento de las pólizas contratadas al proyecto y realizar intervenciones en campo durante el montaje de las obras realizadas por el contratista.

Figura 19. Frecuencia de errores en la aplicación de SST

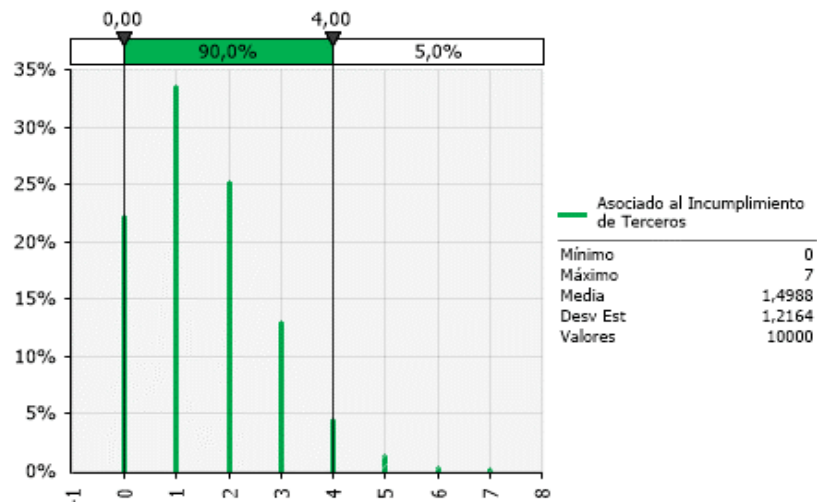


Fuente: elaboración propia.

Al efectuar un análisis enfocado en la frecuencia, se constata que el riesgo vinculado a errores en la aplicación de SST puede variar desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 7 veces, según datos estadísticos. Existe una probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto se materialice entre 0 y 3 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 3 y 7 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se observan en la cola derecha del histograma.

En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de las especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 0,9991 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 1 vez. Como actividades de control, se pueden implementar medidas como exigir al contratista su programa de SST, consistente con el de CELSIA, realizar visitas en terreno a los proyectos y llevar a cabo cursos de SST antes de la inicialización de los trabajos en terreno.

Figura 20. Frecuencia de incumplimiento de terceros

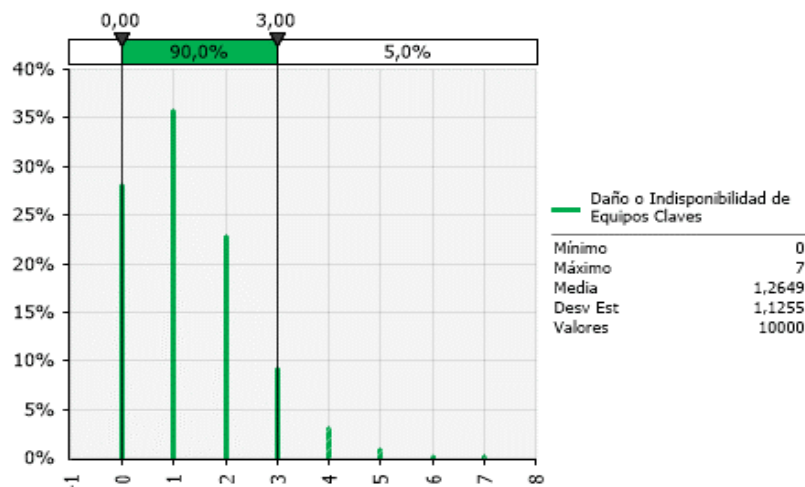


Fuente: elaboración propia.

Al llevar a cabo un análisis centrado en la frecuencia, se constata que el riesgo asociado al incumplimiento de terceros, según datos estadísticos, varía desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 7 veces. Existe una probabilidad del 90% de que este riesgo en el proyecto ocurra entre 0 y 4 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 4 y 7 veces. Estas últimas ocurrencias son menos frecuentes y se visualizan en la cola derecha del histograma.

En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,4988 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 2 veces. Como plan de acción, se recomienda la programación de reuniones para realizar seguimiento a las actividades bajo contrato y seguimiento a situaciones que puedan generar atrasos, reportar la situación ante la interventoría del proyecto, considerar la contratación de otro proveedor como alternativa al actual, solicitar al proveedor incumplidor que subsane las causas del incumplimiento, negociar con otros proveedores del proyecto para asumir las tareas del proveedor que incumplió.

Figura 21. Frecuencia de riesgo por daño o indisponibilidad de equipos clave

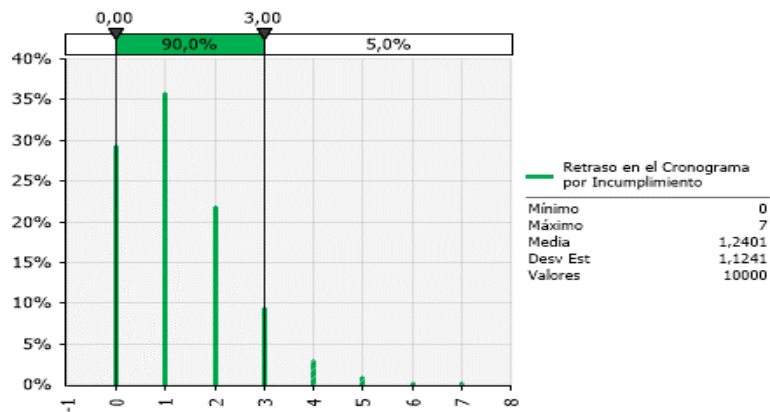


Fuente: elaboración propia.

Al realizar un análisis enfocado en la frecuencia, se verifica que el riesgo relacionado con el daño o indisponibilidad de equipos claves, según los datos estadísticos, oscila desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 7 veces. Hay una probabilidad de 90% de que este riesgo en el proyecto ocurra entre 0 y 3 veces, mientras que existe un 5% de probabilidad de que se presente entre 3 y 5 veces. Estas últimas ocurrencias son menos frecuentes y se reflejan en la cola derecha del histograma.

En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,2649 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 2 veces. Como medida de mitigación, se recomienda supervisar y acompañar el descargue de los equipos por parte del personal de CELSIA, contar con supervisión durante el montaje de los equipos claves, disponer de pólizas y seguros contractuales, así como realizar la revisión y aprobación de procedimientos y protocolos de pruebas.

Figura 22. Frecuencia de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios

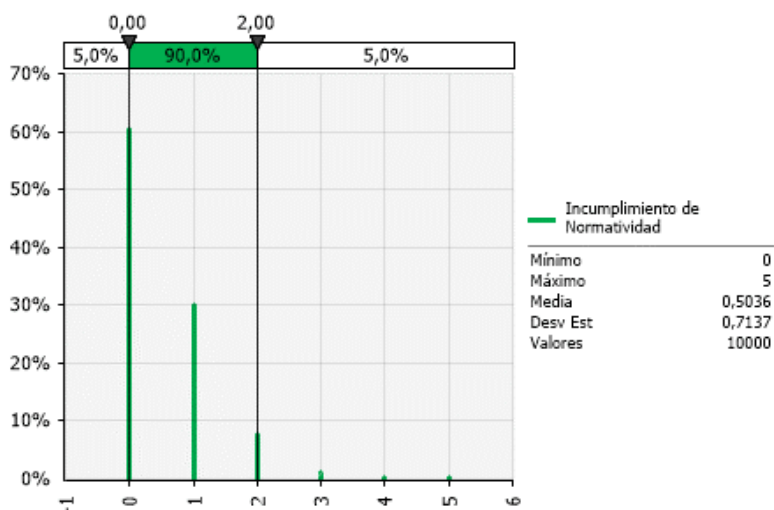


Fuente: elaboración propia.

Al efectuar un análisis centrado en la frecuencia, se constata que el riesgo de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios, según los datos estadísticos, varía desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 7 veces. Existe una probabilidad de 90% de que dicho riesgo en el proyecto ocurra entre 0 y 3 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 3 y 5 veces. Estas últimas ocurrencias son menos comunes y se visualizan en la cola derecha del histograma.

En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de especificaciones técnicas podría aproximarse a ocurrir 1,2401 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 2 veces. Como medida de mitigación, se recomienda asegurar que la carga de trabajo del contratista sea adecuada para cumplir con los proyectos y emitir cartas de llamados de atención en casos de posible incumplimiento de las actividades contratadas. Además, se sugiere la aplicación de pólizas contractuales si es necesario.

Figura 23. Frecuencia de incumplimiento de normatividad



Fuente: elaboración propia.

Con un análisis enfocado en la frecuencia, se observa que el riesgo de incumplimiento, según los datos estadísticos, varía desde la ausencia total (0 veces) hasta la posibilidad de ocurrir hasta 5 veces. Existe una probabilidad de 90% de que el incumplimiento de normativas en el proyecto ocurra entre 0 y 2 veces, mientras que hay 5% de probabilidad de que se presente entre 2 y 5 veces. Estas últimas ocurrencias son menos habituales y se reflejan en la cola derecha del histograma.

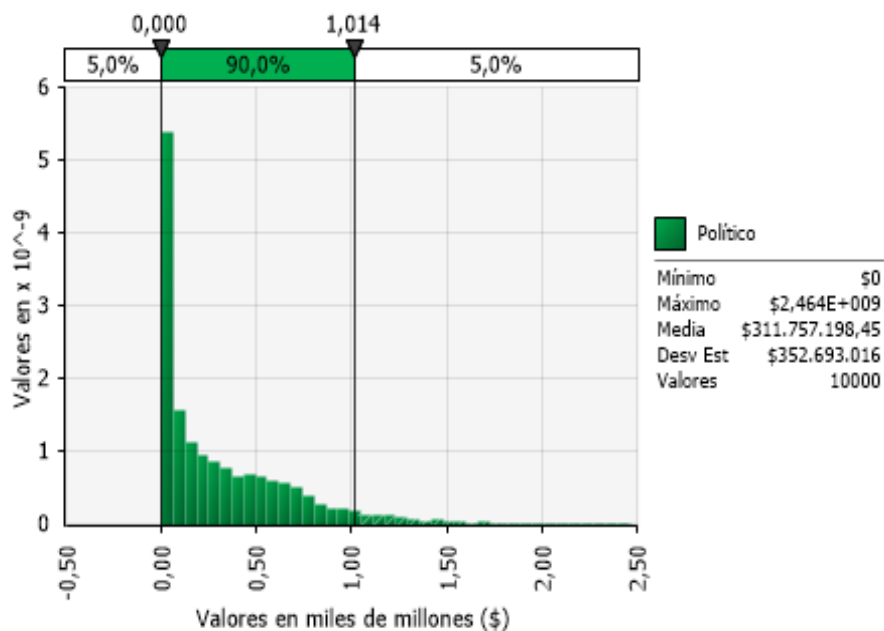
En términos de promedio, el riesgo asociado al incumplimiento de normativas podría aproximarse a ocurrir 0,5036 veces. Esto sugiere que, en promedio, es poco probable que se observe la ocurrencia de este riesgo más de 1 vez. Para mitigar este riesgo, se recomienda socializar con el contratista de obra las buenas prácticas y detectar oportunamente posibles mejoras.

Impacto si ocurre el riesgo

La función de pérdida agregada facilita la cuantificación de las pérdidas expresadas en millones de pesos en caso de que los riesgos se materialicen. Se presenta a

continuación el costo estimado para cada uno de los riesgos evaluados en caso de su eventual materialización:

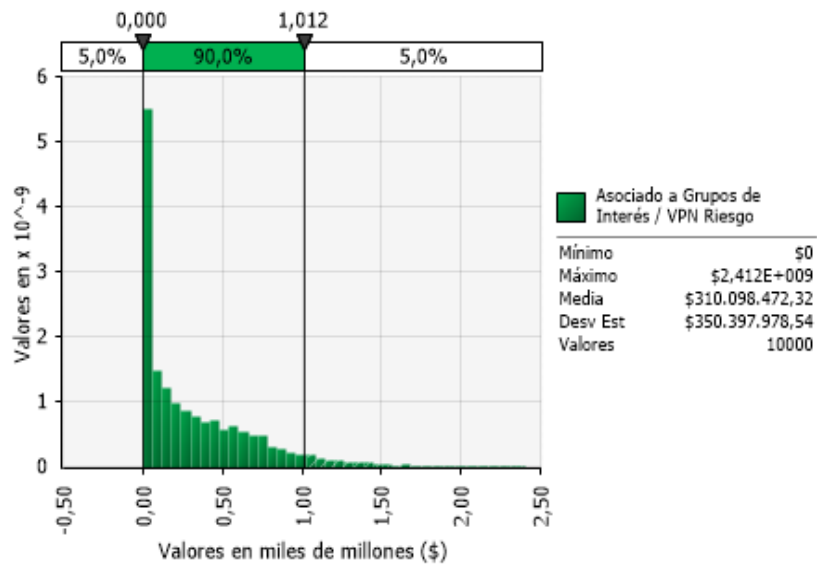
Figura 24. Materialización del riesgo político en caso de que ocurra



Fuente: elaboración propia.

En cuanto al riesgo político, se estima una pérdida máxima proyectada de COP 2,464E+009, con un valor medio esperado de COP 311.757.198,45 y un valor mínimo de COP 0. Es importante destacar que existe una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse este riesgo, el impacto variará entre COP 0 y COP 1014 millones.

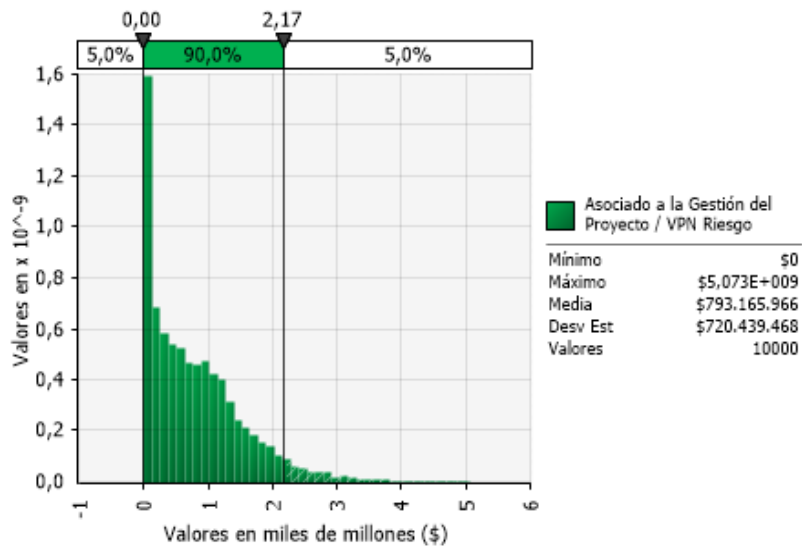
Figura 25. Materialización del riesgo asociado a grupos de interés



Fuente: elaboración propia.

En relación con el riesgo vinculado a los grupos de interés, se proyecta una pérdida máxima estimada en COP 2.412.000.000, con un valor medio esperado de COP 310.098.472,32 y un valor mínimo de COP 0. Es relevante señalar que existe una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse dicho riesgo, el impacto oscilará entre COP 0 y COP 1012 millones.

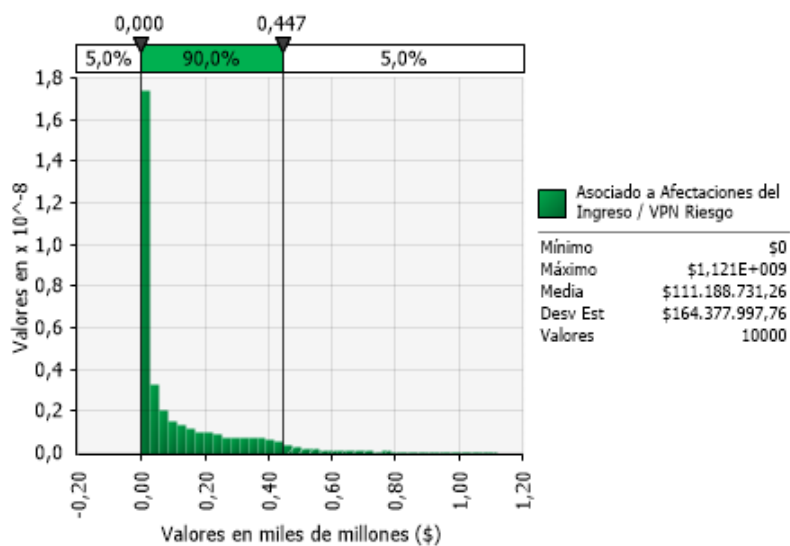
Figura 26. Materialización del riesgo asociado a la gestión del proyecto



Fuente: elaboración propia.

En lo que respecta al riesgo asociado a la gestión del proyecto, se proyecta una pérdida máxima estimada en COP 5.073.000.000, con un valor medio esperado de COP 793.165.966 y un valor mínimo de COP 0. Es relevante señalar que hay una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse dicho riesgo, el impacto variará entre COP 0 y COP 2,17 miles de millones.

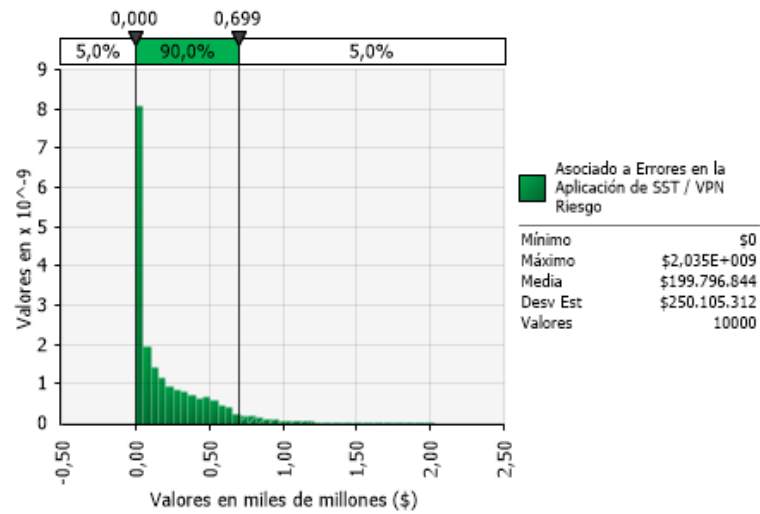
Figura 27. Materialización del riesgo asociado a afectaciones del ingreso



Fuente: elaboración propia.

En lo que respecta al riesgo asociado a afectaciones del ingreso, se proyecta una pérdida máxima estimada en COP 1.121.000.000, con un valor medio esperado de COP 111.188.731 y un valor mínimo de COP 0. Es relevante señalar que hay una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse dicho riesgo, el impacto variará entre COP 0 y COP 0,447 miles de millones.

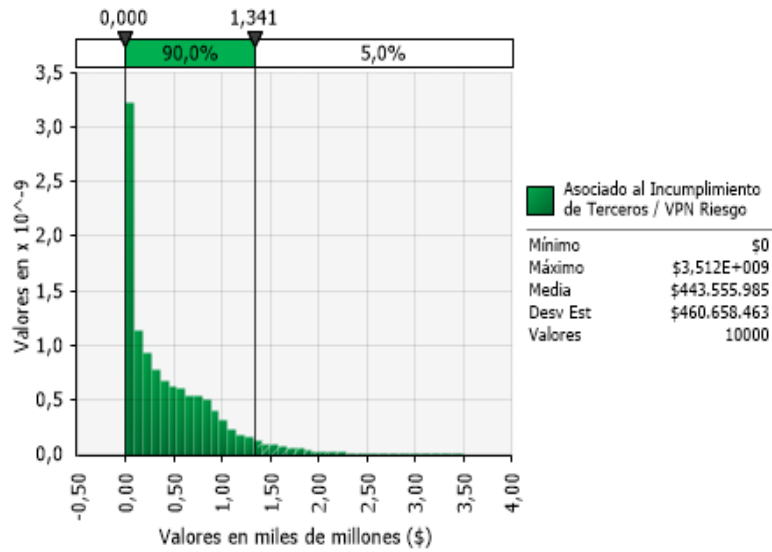
Figura 28. Materialización del riesgo asociado a errores en la aplicación de SST



Fuente: elaboración propia.

En relación con el riesgo vinculado a errores en la aplicación de SST, se estima una pérdida máxima de COP 2.035.000.000, con un valor medio esperado de COP 199.796.844 y un valor mínimo de COP 0. Es importante señalar que existe una probabilidad del 90% de que, en caso de concretarse este riesgo, el impacto oscilará entre COP 0 y COP 0,699 miles de millones.

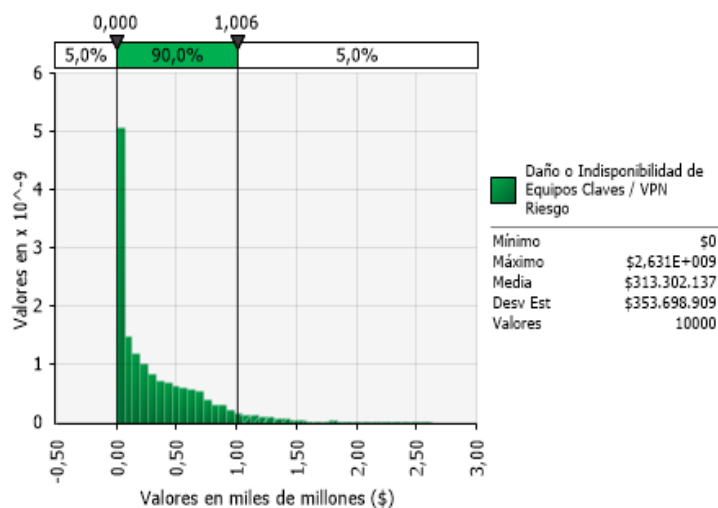
Figura 29. Materialización del riesgo asociado al incumplimiento de terceros



Fuente: elaboración propia.

En lo que respecta al riesgo asociado al incumplimiento de terceros, se prevé una pérdida máxima estimada en COP 3.512.000.000, con un valor medio esperado de COP 443.555.985 y un valor mínimo de COP 0. Sin embargo, es relevante destacar que hay una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse dicho riesgo, el impacto variará entre COP 0 y COP 1341 millones.

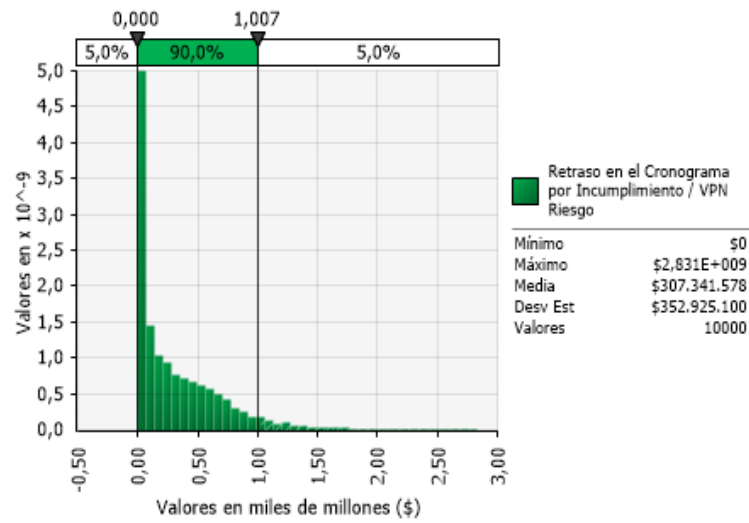
Figura 30. Materialización del riesgo por daño o indisponibilidad de equipos clave



Fuente: elaboración propia.

En lo que respecta al riesgo asociado al daño o indisponibilidad de equipos clave, se prevé una pérdida máxima estimada en COP 2.631.000.000, con un valor medio esperado de COP 313.302.137 y un valor mínimo de COP 0. Sin embargo, es relevante destacar que hay una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse dicho riesgo, el impacto variará entre COP 0 y COP 1006 millones.

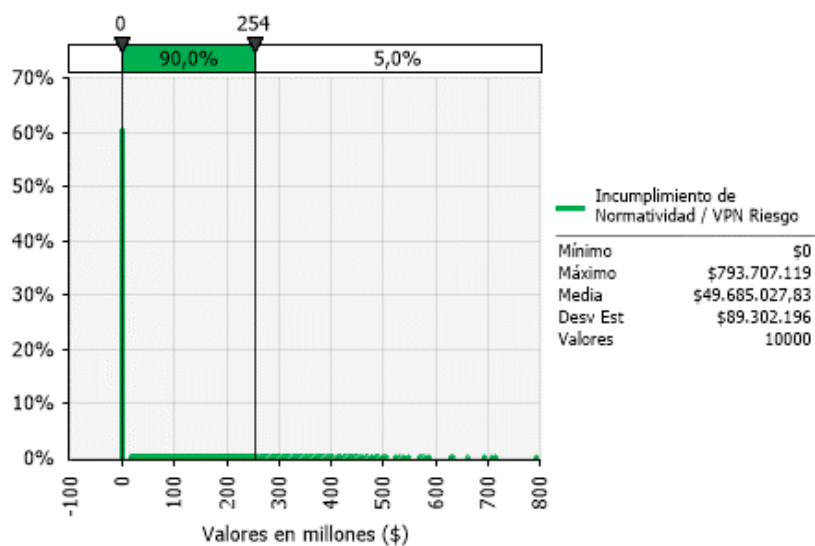
Figura 31. Materialización del riesgo de retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios.



Fuente: elaboración propia.

En relación con el riesgo vinculado al retraso en el cronograma por incumplimiento en las especificaciones técnicas en la adquisición de equipos y contratación de bienes y servicios, se contempla una posible pérdida máxima estimada en COP 2.831.000.000, con un valor medio esperado de COP 307.341.578 y un valor mínimo de COP 0. Sin embargo, es notable que existe una probabilidad de 90% de que, en caso de concretarse el riesgo mencionado, el impacto oscilará entre COP 0 y COP 1007 millones.

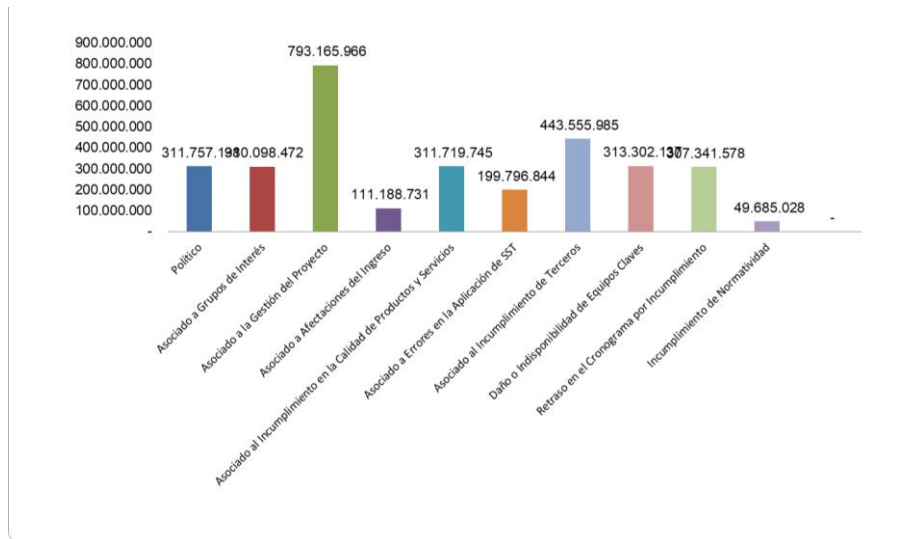
Figura 32. Materialización del riesgo por incumplimiento de normatividad



Fuente: elaboración propia.

En el caso del riesgo por incumplimiento de normatividad, se plantea una pérdida máxima de COP 793.707.119, con un valor medio esperado de COP 49.685.027,83 y un valor mínimo de COP 0. No obstante, se observa que existe una probabilidad de 90% de que, en caso de materializarse el riesgo asociado al incumplimiento de normatividad, el impacto variará entre COP 0 y 254 millones.

Figura 33. Cuantificación de riesgos



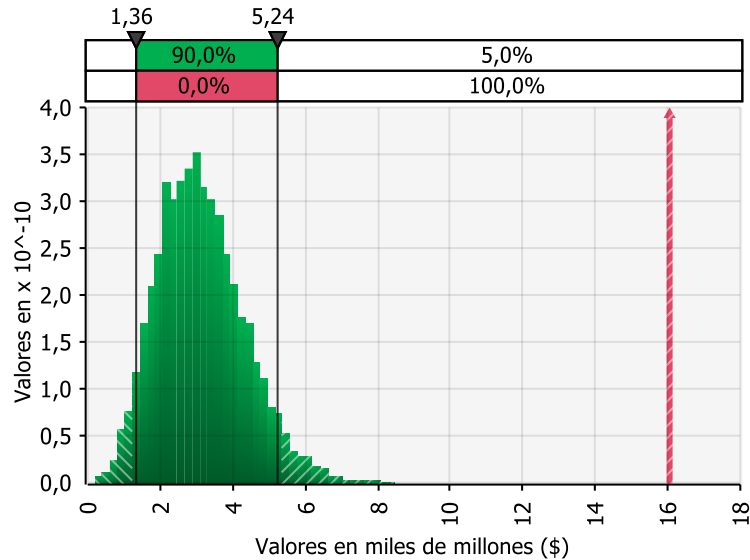
Fuente: elaboración propia.

Con base en el valor medio obtenido tras la simulación, se evidencia que el riesgo que generaría mayor impacto en caso de ocurrir sería el asociado a la gestión del proyecto, con un valor de COP 793.165.966, mientras que el riesgo de incumplimiento de normatividad representaría el menor impacto, con COP 40.685.028. Esto se debe a posibles fallos en la gestión del proyecto, limitantes en los procesos de contratación, o eventuales demoras en la ejecución de los aliados estratégicos.

Como actividades de control que se pueden implementar para disminuir la probabilidad de ocurrencia, se destacan el seguimiento de indicadores financieros, el monitoreo del proceso y ejecución de las contrataciones de los aliados estratégicos y sus tiempos de ejecución, así como la definición, previo al inicio de la ingeniería y contratación, del alcance del proyecto conforme a lo reportado a la CREG. Estas medidas contribuirán a mitigar los riesgos asociados a la gestión del proyecto y fortalecer su planificación.

VPN considerando riesgos

Figura 34. VPN



Fuente: elaboración propia.

El análisis gráfico del VPN proporciona una representación visual clara de las probabilidades vinculadas a los posibles resultados del proyecto. La forma de campana que se observa en la gráfica es característica de una distribución normal, un rasgo común en simulaciones de Montecarlo y otros análisis estadísticos. Al comparar este patrón con el VPN obtenido del flujo de fondos, que asciende a COP 16.049.790.000, se constata que, incluso en el escenario en que los riesgos se materialicen, y estos se ubiquen en un 90% de probabilidad entre COP 1.360.000.000 y 5.240.000.000, no superarían el VPN. En consecuencia, resulta plausible clasificar este proyecto como de bajo riesgo, dado que cualquier riesgo materializado apenas afectaría de manera significativa al VPN total.

CONCLUSIONES

Se desarrolló un estudio de prefactibilidad para la incorporación de DTEP destinados a variar el flujo de potencia en las redes de distribución local de Celsia. Este análisis abarcó diversos aspectos, incluyendo estudios sectoriales, de mercado, técnicos, legales, financieros y de riesgos, con el propósito de evaluar la viabilidad y beneficios potenciales de la implementación de estos dispositivos, con lo cual se concluye:

- Durante el desarrollo del estudio sectorial se identificaron tendencias que indicaron un creciente interés en la adopción de este tipo de dispositivos por parte de empresas de servicios de energía en Colombia. Además, se revisó la literatura científica que respaldaba y destacaba los beneficios de la electrónica de potencia y la digitalización en el servicio eléctrico. También se analizaron las prácticas actuales de Celsia en este ámbito. El estudio sectorial resultó esencial para establecer las necesidades asociadas a la implementación de estos dispositivos, como el aumento del consumo energético y la mejora de los índices de calidad, en línea con las metas exigidas por la CREG.
- En el transcurso del estudio técnico se focalizó la solución a implementar basándose en las tendencias descubiertas en el estudio sectorial. La selección del caso de estudio se alineó con los requisitos destinados a la variación del flujo de potencia, permitiendo destacar los beneficios inherentes a la implementación del dispositivo para el operador de red. Además, se procedió a la cuantificación de la capacidad de los dispositivos seleccionados, aspecto crucial para el análisis de mercado.
- En el análisis de mercado se logró identificar a los proveedores de dispositivos de este tipo. Actualmente, en el contexto colombiano, no hay una gran cantidad de proveedores de equipos con estas características. Sin embargo, se reveló la expectativa de una entrada rápida y masiva de estos

dispositivos, considerados fundamentales para la operación de las redes eléctricas. Además, se obtuvo información sobre los costos asociados, que hasta ahora se emplean principalmente en redes de transmisión.

- En el análisis legal se recopiló la información necesaria para evaluar la incorporación del Compensador Serie Síncrono Estático (CSSE), solución determinada gracias al estudio técnico y de mercado. Durante este proceso, se estableció cómo la CREG busca incentivar las inversiones de los operadores y cómo cualquier activo se valora de acuerdo con una unidad constructiva. También se determinó que el dispositivo evaluado debía constituir una unidad constructiva especial. Se consultó la WACC a la que se remunera la actividad de distribución, actualmente establecida en 12,09% por la CREG.
- Durante el análisis financiero se consideró un horizonte de 25 años y se evaluaron los beneficios monetarios derivados de la implementación de la solución, lo cual contribuye a evitar la energía no suministrada y a reducir las pérdidas. El flujo de fondos reveló un retorno de inversión a partir del noveno año, y la TIR superó la tasa de descuento evaluada, confirmando la viabilidad financiera del proyecto. Adicionalmente, se indicó que, incluso en un escenario donde los riesgos se materialicen, no superarían el VPN, con lo cual se clasifica el proyecto como de bajo riesgo.

REFERENCIAS

- Alsafran, A. S. (2023). A Feasibility Study of Implementing IEEE 1547 and IEEE 2030 Standards for Microgrid in the Kingdom of Saudi Arabia. *Energies*, 16(4). <https://doi.org/10.3390/EN16041777>
- Arooj, Q. (2021). Improving the Efficiency of Transmission Line by Using 48-Pulse Smart Power Flow Controller [Conferencia]. *2021 16th International Conference on Emerging Technologies (ICET)*. Islamabad, Pakistan. <https://ieeexplore-ieee.org.ezproxy.eafit.edu.co/stamp/stamphttps://ieeexplore-ieee.org.ezproxy.eafit.edu.co/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9689899&tag=1p.jsp?tp=&arnumber=9689899&tag=1>
- Banco Interamericano de Desarrollo y Unidad de Planeación Minero Energética (2016). *Parte I. Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de redes inteligentes en Colombia*. Smart Grids Colombia. Visión 2030.
- Banco Mundial (2023). *Colombia: Panorama general*. Banco Mundial. <https://www.bancomundial.org/es/country/colombia/overview#:~:text=El%20PIB%20creci%C3%B3%20s%C3%B3lidamente%20a,alto%20d%C3%A9ficit%20de%20cuenta%20corriente>.
- Battle, C., & Rodilla, P. (2019). Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos. *Misión para la Transformación y Modernización del Sector Eléctrico en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/documents/7685/3. Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo m%C3%A1s eficiente de los recursos d MrOX0TK.pdf>
- Bose, B. (2019). *Power Electronics in Renewable Energy Systems and Smart Grid: Technology and Applications*. Wiley.
- Cabrera, J. (2005). *Proyecto de industrialización y venta de café tostado y molido, empresa Montecarlo Coatepeque, Quetzaltenango. Estudio de evaluación financiera* [Trabajo de grado]. Universidad Rafael Landívar. <http://biblio3.url.edu.gt/Tesis/lote01/Cabrera-Jose.pdf>

- Carbon Trust (2022). *Marco para el desarrollo de una estrategia de digitalización*. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Marco_de_estrategia_de_digitalizacion_VF.pdf
- Celsia (2021). *Documento de trabajo sobre el Sistema Interconectado Nacional*. Celsia. <https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/02/Documento-de-trabajo-sobre-el-Sistema-Interconectado-Nacional.pdf>
- Celsia (2023a). *¿Quién es Celsia?* Celsia. <https://www.celsia.com/es/ley-de-transparencia-y-acceso-a-la-informacion/sobre-nosotros/>
- Celsia (2023b). *Qué hacemos, fuentes de energía renovables*. Celsia. <https://www.celsia.com/es/quienes-somos/que-hacemos/>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2008). *Cartilla distribución de energía eléctrica*. CREG.
- Comisión de Regulación Energía y Gas (CREG) (s.f.). *Glosario de términos*. CREG. <https://www.creg.gov.co/glosario-de-terminos-1>
- Coordinación de Inteligencia Externa (2021). *Estudio del sector energético colombiano*. Coordinación de Inteligencia Externa.
- Departamento Nacional de Planeación (2021). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2021*. DNP. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2021.pdf>
- Departamento Nacional de Planeación (DNP) (2015). *Manual conceptual de la Metodología General Ajustada (MGA)*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/MGA/Tutoriales%20de%20funcionamiento/M anual%20conceptual.pdf>
- Du, Y., Yin, X., Lai, J., Ullah, Z., Wang, Z., & Hu, J. (2021). Energy optimization and routing control strategy for energy router based multi-energy interconnected energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 133, 107110. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2021.107110>

- Duarte, C., & Schaeffer, R. (2010). Economic impacts of power electronics on electricity distribution systems. *Energy*, 35(10), 4010-4015.
- EPM (2023). *Boletín Informativo. EPM culmina proyecto tecnológico para posibilitar a pequeños generadores inyectar 400 megavatios a su red de distribución de energía en Antioquia.* EPM. <https://cu.epm.com.co/Portals/institucional/Boletines-prensa/BoletinEPMSmart%20Valves26012023.pdf?ver=-lqcHeq614iMkA-skx7p7w%3D%3D>
- Federación Internacional de Sociedades de la Cruz Roja y de la Medialuna Roja (2020). *Planificación de proyectos y programas. Manual de orientación.* Federación Internacional de Sociedades de la Cruz Roja y de la Medialuna Roja.
- Figuroa, A., & Mojica, J. (2023). *Perspectiva sectorial energía.* Corficolombia. <https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/Informe%20Sectorial%20Sector%20Electrico%2024012023%20VF.pdf/6f0862d8-aacb-40fd-cc3e-0c95916bceba>
- Franco, M., & Montoya, L. (2012). *Aplicación de la metodología ONUDI para proyectos de crecimiento orgánico en Grupo EMI* [Tesis de maestría]. Universidad EAFIT. <https://repository.eafit.edu.co/items/e5b266c9-5c57-40ec-bfff-5f0aeb94796c>
- González Vásquez, J. A., Vélez Cano, O. F., & Taticuan, H. (2020). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2020.* Superservicios. https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_2020_v2021-11-30%20%281%29.pdf
- Hernandez, A., Eguía, P., Torres, E., & Rodriguez, M. A. (2011). Dynamic Simulation of a SSSC for Power Flow Control During Transmission Network Contingencies [Conferencia]. *2011 IEEE Trondheim PowerTech.* Trondheim, Norway.
- Hernández, C. E., & Carpio, N. (2019). Introducción a los tipos de muestreo. *ALERTA Revista Científica Del Instituto Nacional de Salud*, 2(1), 75–79. <https://doi.org/10.5377/alerta.v2i1.7535>
- Hernández, O. (2021). Aproximación a los distintos tipos de muestreo no probabilístico que existen. *Revista Cubana de Medicina General Integral*, 37(3). http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S0864-21252021000300002&script=sci_arttext

- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la investigación*. McGraw Hill.
- Jha, K., & Shaik, A. G. (2023). A Comprehensive Review of Power Quality Mitigation in the Scenario of Solar PV Integration Into Utility Grid. *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 3, 100103. <https://doi.org/10.1016/J.PRIME.2022.100103>
- Kamel, S., Abdel-Akher, M., & El-Nemr, M. K. (2010). *Implementation of SSSC Model in the Newton-Raphson Power Flow Formulation Using Current Injections* [Conferencia]. *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*. Cardiff, Reino Unido.
- Kourteli, L. (2000). Scanning the Business Environment: Some Conceptual Issues. *An International Journal*, 7(5), 1463–5771.
- Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 41.433 del 11 de julio de 1994. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>
- Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Diario Oficial 41434 del 12 de julio de 1994. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631#:~:text=Por%20la%20cual%20se%20establece,otras%20disposiciones%20en%20materia%20energ%C3%A9tica>.
- Liang, X., Saaklayan, M. A., Igder, M. A., Shawon, S. M. R. H., Faried, S. O., & Janbakhsh, M. (2022). Planning and Service Restoration Through Microgrid Formation and Soft Open Points for Distribution Network Modernization: A Review. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(2), 1843-1857. <https://doi.org/10.1109/TIA.2022.3146103>
- Llaitul, F. A. (2017). *Análisis de la implementación de equipos FACTS en la operación económica del sistema eléctrico nacional bajo escenarios de desarrollo de energías renovables* [Trabajo de grado]. Universidad de Chile.

- <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/148034/Analisis-de-la-implementacion-de-equipos-FACTS-en-la-operacion-economica-del-sistema-electrico.pdf?sequence=1>
- López Álvarez, S. C. (2022). *Estudio de prefactibilidad de proyecto residencial de construcción en el municipio de Marinilla, Antioquia* [Tesis de maestría]. Universidad EAFIT. <http://repository.eafit.edu.co/handle/10784/31815>
- Maranto, M., & González, M. (2015). *Fuentes de información*. Studocu. <https://www.studocu.com/pe/document/universidad-nacional-mayor-de-san-marcos/metodologia-de-la-investigacion-cientifica/lect132-fuentes/37573482>
- Markets and Markets (2020). *Flexible AC Transmission System (FACTS) Market*. Markets and Markets.
- Mayorga, N. (2017). *Manual estructura del Estado*. Departamento Administrativo de Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/documents/418537/7869206/10+Sector+de+Minas+y+Energa%C3%ADa.pdf/792dfded-5d74-49dc-9780-69eaa4e2911f>
- Meléndez, C. (2018). *Capítulo 1. Modelo alemán para planificación de proyectos*. https://www.pefft.usach.cl/sites/pefft/files/modelo_aleman_de_planificacion_de_proyectos.pdf
- Ministerio de Minas y Energía (2016). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 - 2022*. https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf
- Ministerio de Minas y Energía (2021). *Plan de acción indicativo PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía)*. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf
- Nema, S., & George, S. (2019). *Enhancement of Transmittable Power using Optimal Control of SSSC Considering X/R Ratio of Transmission Line* [Conferencia]. 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia). Bangkok, Thailand. <https://doi.org/10.1109/GTDASIA.2019.8715865>

- Nidadavolu, S. (2017). *Enhancement of Power Flow in Transmission System Using Static Synchronous Series Compensator* [Conferencia]. 2017 International Conference on Circuits Power and Computing Technologies [ICCPCT]. Kollam, India.
- Ordóñez, C., Duque, A., Patiño, M., Ruiz, M., Suárez, J., Vinasco, J., González, J., Marín, G., Uribe, E., Ríos, M., Garcés, A., Bravo, M., & Delgado, J. (2022). *Documento técnico. Operación con FACTS distribuidos C2.3*. CIGRE. <http://www.cigrecolombia.org/Documents/Documentos-t%C3%A9cnicos/DT%20C2.3%20Operacion%20con%20FACTS%20Distribuidos.pdf>
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (2023). *Perspectivas Económicas de la OCDE*. OCDE. <https://www.oecd.org/economy/panorama-economico-colombia/>
- Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). *Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/2d86ecfb-f922-49d3-a919-e4fd4d463bd7/content>
- Ramírez, J., Caicedo, G., & Correa, R. (2017). *FACTS sistemas de transmisión flexible*. Universidad del Valle.
- Ramirez, L., Cándelo, J., Caicedo, G., & Burbano, D. (2009). Efecto de los FACTS serie en la estabilidad de voltaje de estado estacionario. *Ingeniería y Desarrollo*, (26), 117-138.
- Real Calvo, R., Palacios Garcia, E. J., Moreno Munoz, A., Pallares Lopez, V., Gonzalez Redondo, M. J., & Moreno Garcia, I. M. (2017). Sistema electrónico inteligente para el control de la interconexión entre equipamiento de generación distribuida y la red eléctrica. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 14(1), 56-69.
- Resolución 215 de 2021 [Comisión de Regulación de Energía y G–s – CREG]. Por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica,

aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018. Diario Oficial 51.895 de 21 de diciembre de 2021.

Resolución CREG 015 de 2018 [Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG]. Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$file/creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$file/creg015-2018.pdf)

Robledo, J. (2014). *Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia* [Trabajo de grado]. Universidad Tecnológica de Pereira. <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/3322aa79-89f4-4db7-9849-f194995228c3/content>

Rodríguez, J. (2021). Dispositivos FACTS distribuidos (DFACTS) y su impacto en el Sistema de Transmisión Nacional. Enlaza Red. <https://www.enlaza.red/revista-energia/operacion-y-mantenimiento/dispositivos-facts-distribuidos-dfacts-y-su-impacto-en-el-sistema-de-transmision-nacional>

Sapag Chain, N., Sapag Chain, R., & Sapag, J. (2014). *Preparación y evaluación de proyectos*. McGraw Hill.

Sicha Llocclla, T., & Toledo Guizado, Y. R. (2020). *Uso del análisis costo-beneficio en la evaluación de proyectos de agua potable desde una perspectiva social* [Trabajo de grado]. Universidad Tecnológica de Perú. <http://repositorio.utp.edu.pe/handle/20.500.12867/3873>

Siddique, A., & Albatsh, F. M. (2018). *Implementation of Series Facts Devices SSSC and TCSC to Improve Power System Stability* [Conferencia]. 2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). Wuhan, China.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2023). *Proyección de energía eléctrica y potencia máxima 2023-2037*. UPME. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_de_manda_2023-2037_VF2.pdf

- Wong, M. C., Lam, C. S., Wang, L., & Choi, W. H. (2019). Smarter Solutions Based on Power Electronics. *Pathways to a Smarter Power System*, 247-288. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102592-5.00009-0>
- XM (2023). *En marzo, la demanda de energía en Colombia aumentó 1,78% en comparación con el mismo mes del año anterior.* XM. <https://www.xm.com.co/noticias/5792-en-marzo-la-demanda-de-energia-en-colombia-aumento-178-en-comparacion-con-el-mismo>
- Yue, G., Zhiqiang, C., Jia, S., Xudong, W., Yun, L., & Shiqian, M. (2018). Power Flow Adjustment Capability Research of SSSC Accessed to Power Grid [Conferencia]. *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2018 - Proceedings*. Beijing, China. <https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582399>

ANEXOS

ANEXO 1. ENCUESTA PARA PROVEEDORES - ESTUDIO DE MERCADO

DISPOSITIVOS DE ELECTRÓNICA DE POTENCIAL EN LAS REDES DEL SDL

Celsia tiene como objetivo la implementación de dispositivos de electrónica de potencia (FACTS) en redes de media tensión 34,5 kV. Esta iniciativa surge como una posible solución para abordar problemas comunes en las redes, como las sobrecargas. Con el propósito de evaluar la viabilidad de la incorporación de estos dispositivos con el fin de mitigar o posponer otras inversiones en las redes que podrían ser más costosas, y también para considerar incluirlos en futuros planes de expansión de la compañía, le agradecemos si pudiese responder a las siguientes preguntas:

1. ¿Qué tipo de dispositivos de tecnología de electrónica de potencia ofrecen para el control del flujo de potencia en redes de distribución local?
 - SSSC (Compensador en Serie Sincrónico Estático)
 - TCSC (Capacitor Serie Controlado por Tiristores)
 - Otro

Si su respuesta es "Otro", ¿podría, por favor, especificar cuál? : _____

2. ¿Podría indicar la capacidad de potencia del equipo?
 - Hasta 5 MVar
 - Hasta 10 MVar
 - Hasta 15 MVar
 - Hasta 20 MVar
 - Más de 20 MVar

3. ¿El dispositivo que se ofrece opera con las mismas características de las redes de media tensión? Nivel de tensión 13,2 kV o 34,5 kV
 - Sí
 - No
 - Necesita dispositivos adicionales para su integración

4. ¿El dispositivo que se ofrece opera con las mismas características de las redes de media tensión? Puede funcionar en redes trifásicas
 - Sí
 - No

5. ¿Cuál es la disponibilidad actual de estos dispositivos?
 - Alta disponibilidad: estos dispositivos están ampliamente disponibles en el mercado y pueden ser adquiridos con facilidad.
 - Disponibilidad moderada: los dispositivos están disponibles en el mercado, pero su acceso puede requerir ciertos esfuerzos en términos de búsqueda y adquisición.
 - Baja disponibilidad: en la actualidad, estos dispositivos son escasos en el mercado y su obtención puede resultar complicada debido a limitaciones de producción o distribución.

6. ¿Cuál es el precio por kVARr en USD de los dispositivos de tecnología de electrónica de potencia que están disponibles?

7. ¿Cómo se comparan los precios de sus DTEP con los productos similares de la competencia?
 - Precios más bajos
 - Precios similares

- Precios más altos
 - No estamos al tanto de los precios de la competencia
8. ¿Cuál es la vida útil promedio de sus dispositivos de electrónica de potencia?
- Menos de 10 años
 - Entre 10 y 20 años
 - Entre 20 y 30 años
 - Entre 30 y 45 años
 - Más de 45 años
9. ¿Cuál es el rango de precios relacionado con la instalación (obras civiles, trabajos de montaje, aseguramiento de calidad y puesta en marcha) de los dispositivos de electrónica de potencia que ofrecen?
- Menos de USD 1000
 - Entre USD 1000 y USD 3000
 - Más de USD 3000
10. ¿Pueden proporcionar ejemplos de casos exitosos o proyectos en los que sus dispositivos de electrónica de potencia hayan mejorado la eficiencia en redes de distribución local?
- Sí, varios ejemplos
 - No
 - Uno o dos ejemplos
 - No tenemos ejemplos concretos
 - No estamos seguros de los resultados en este aspecto
11. ¿Ofrecen algún tipo de servicio postventa o soporte técnico para sus productos?
- Sí

- No
- Otro:

En caso afirmativo, ¿podrían indicar la duración de este soporte en meses?:

12. ¿Pueden proporcionar información sobre la demanda actual de DTEP en el mercado?

- Alta demanda
- Demanda Moderada
- Baja Demanda
- No teneos información sobre la demanda actual

13. ¿Qué tendencias han observado en la adopción de DTEP en las redes de distribución local?

- Crecimiento constante
- Crecimiento rápido
- Estabilidad
- No se ha notado tendencias claras.

14. ¿Cuáles son los principales desafíos que enfrenta la adopción de DTEP en el ámbito de las redes de distribución local?

- Costo de inversión
- Integración con la infraestructura existe
- Falta de regulaciones claras
- No considera que haya desafíos significativos

15. ¿Cuál es su visión a futuro respecto a la evolución de los DTEP en las redes de distribución local?

- Se espera un crecimiento sostenido.

- Se anticipa una adopción masiva
- Se prevé cambios mínimos en la adopción
- No se tiene una perspectiva clara sobre el futuro.
- Otro: _____