

FORTALECIMIENTO DE LA EFICIENCIA Y LA EFICACIA DE LOS PROYECTOS DE MANTENIMIENTO Y MEDICIÓN AMI DE LA COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE.



Ronal Eduardo Flórez Galíndez.

Trabajo de grado en Automática Industrial
Modalidad: Práctica Profesional

Director:

Msc. Juan Fernando Flórez Marulanda

Asesora de la empresa:

Msc. Mónica Isabel Beltrán Carmona

Universidad del Cauca
Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería en Automática Industrial
Popayán, Mayo 2021

Ronal Eduardo Flórez Galíndez.

**FORTALECIMIENTO DE LA EFICIENCIA Y LA EFICACIA DE LOS PROYECTOS DE
MANTENIMIENTO Y MEDICIÓN AMI DE LA COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE
OCCIDENTE.**

Informe presentado a la Facultad de Ingeniería
Electrónica y Telecomunicaciones de la
Universidad del Cauca para la obtención del
Título de

Ingeniero en:
Automática Industrial

Director:
Msc. Juan Fernando Flórez Marulanda

Popayán, Cauca
2021

Nota de Aceptación:

Firma del director

Firma del jurado

Firma del jurado

Popayán, mayo de 2021.

Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios, por guiarme y acompañarme en cada paso, a mis padres, por brindarme ese apoyo incondicional en cada objetivo que me he propuesto, y por ser quienes día a día han luchado con esfuerzo y sacrificio para formarme como persona, a mis hermanos, por su cariño y apoyo a lo largo de este camino. Infinitas gracias a la Universidad del Cauca y en especial a la facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones, por ser ese segundo hogar donde me he formado como un profesional integro.

Tabla de contenido

Lista de figuras	VII
Lista de tablas	XI
1. Introducción	1
1.1. Diagnóstico de CEO	1
1.2. Infraestructura de Medición Avanzada	2
1.3. Vigilancia tecnológica	5
1.4. Estadística descriptiva	8
2. Reducción de fallas por acercamiento entre fases en líneas y circuitos de vanos largos	13
2.1. Descripción del problema	13
2.2. Fuentes de generación de la problemática	15
2.3. Contexto	16
2.4. Metodología Reducción de fallas por acercamiento entre fases	21
2.5. Resultados	23
2.5.1. Alternativas de solución	23
2.5.2. Análisis técnico	24
2.5.3. Matriz de evaluación técnica	25
2.5.4. Análisis financiero	28

3. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de AMI individual en zonas rurales del departamento del Cauca	31
3.1. Planteamiento del problema	31
3.2. Contexto	33
3.2.1. Mercado del Cauca	33
3.2.2. Antecedentes AMI en CEO	34
3.2.3. AMI urbano en CEO	35
3.2.4. AMI rural en CEO	36
3.2.5. Comparativo rural y urbano	36
3.2.6. Tipos de fraude	37
3.3. Metodología implementada en el proyecto AMI Individual Rural	38
3.4. Análisis técnico	41
3.4.1. Marcos de referencia para AMI Individual	41
3.4.2. Análisis de pérdidas tecnología AMI Individual Rural (AMI IR)	42
3.4.3. Análisis de pérdidas por circuito con tecnología AMI	49
3.4.4. Análisis de consumo de energía AMI IR	50
3.4.5. Análisis de consumo de energía medidores convencionales	53
3.4.6. Análisis de consumo de energía AMI Concentrada	55
3.4.7. Resumen análisis de consumo	58
3.5. Análisis financiero	58
3.5.1. Análisis financiero AMI IR	59
3.5.2. Análisis financiero por categoría	60
3.5.3. Análisis financiero AMI Concentrada	63
3.5.4. Análisis financiero Medición Convencional	64
3.5.5. Comparativo análisis financiero	64
3.5.6. Análisis de pérdidas en usuarios a partir del indicador de periodos vencidos	66

<i>TABLA DE CONTENIDO</i>	V
4. Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas	67
4.1. Oportunidad de desarrollo	67
4.2. Contexto de mercado	69
4.3. Metodología implementada en el proyecto Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas	72
4.4. Resultados	73
4.4.1. Presentación de las alternativas	73
4.4.2. Análisis técnico	77
4.4.3. Análisis financiero	78
5. Conclusiones y recomendaciones	87
5.1. Conclusiones Capítulo 2	87
5.1.1. Análisis técnico	87
5.1.2. Análisis financiero	88
5.2. Recomendaciones Capítulo 2	89
5.3. Conclusiones Capítulo 3	89
5.3.1. Análisis técnico	89
5.3.2. Análisis financiero	90
5.4. Recomendaciones Capítulo 3	91
5.5. Conclusiones Capítulo 4	92
5.5.1. Análisis técnico	92
5.5.2. Análisis financiero	92
5.6. Recomendaciones Capítulo 4	93
Bibliografía	95
A. Anexo: Listado completo de las alternativas	99
B. Anexo: Formato de encuesta	103

C. Anexo: Tabla de inversión completa	107
D. Anexo: Listado de precios de los equipos empresa METREX S.A.	109
E. Anexo: Cotización tecnología SENNET empresa SEAISAS	111
F. Anexo: Listado de precios de los equipos empresa Cliensol Energy	113
G. Anexo: Cotización tecnología LoRaWAN empresa Tecun	121

Lista de figuras

1.1. Arquitectura AMI.	3
1.2. Etapas generales del proceso de vigilancia tecnológica.	7
1.3. Ejemplo del gráfico de torta o pastel.	10
1.4. Ejemplo del gráfico de barras o columnas.	10
1.5. Ejemplo del diagrama de cajas y bigotes.	11
2.1. Representación gráfica del vano en estructuras eléctricas.	14
2.2. Acumulado de fallas no programadas según su causa en los años 2017 al 2019. . .	14
2.3. Árbol de problemas.	16
2.4. Zonas de operación de CEO	17
2.5. Datos de los circuitos afectados por acercamiento entre fases.	18
2.6. Conjunto trifásico sencillo normal vertical terminal 13.2kV – TSN254P.	18
2.7. Conjunto trifásico sencillo normal H horizontal corrido 34.5kV – PH204-TSN311P. .	19
2.8. Conjunto bifásico sencillo normal bandera ángulo 13.2kV – BNS232P.	19
2.9. Estructura de paso disposición semibandera trifásica 13.2kV.	20
2.10. Conjunto trifásico sencillo normal horizontal corrido 34.5kV – TSN311P	20
2.11. Estructura triple - circuito simple en doble retención	21
2.12. Metodología empleada en el proyecto Reducción de fallas por acercamiento entre fases.	21
3.1. Metodología empleada en el proyecto AMI Individual Rural	38

3.2. Pérdidas del trafo T4328 que contiene 86 % de productos AMI Concentrada.	48
3.3. Pérdidas del trafo T2427 que contiene 86 % de productos AMI Concentrada.	48
3.4. Diferencias de consumo de la muestra de 365 usuario antes y después de la instalación de la tecnología AMI.	51
3.5. Consumo de la muestra de 365 usuarios antes y después de instalar la tecnología AMI IR.	52
3.6. Diferencias de consumo de la muestra de 469 usuarios antes y después del cambio de medidor convencional.	54
3.7. Consumo de la muestra de 469 usuarios antes y después del cambio de medidor convencional.	54
3.8. Diferencias de consumo de la muestra de 3.843 usuarios antes y después de la instalación de la tecnología AMI Concentrada.	56
3.9. Consumo de la muestra de 3.843 usuarios antes y después de la instalación de la tecnología AMI Concentrada.	57
3.10. Comparativo de resultados correspondiente al análisis de consumo de las tecnologías AMI IR, AMI Concentrada y Medición Convencional.	58
3.11. Comportamiento facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) de 365 usuarios CEO AMI IR periodo 2019.	60
3.12. Comportamiento facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) de 351 usuarios residenciales CEO AMI IR periodo 2019.	61
3.13. Comportamiento facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) de 9 usuarios comerciales CEO AMI IR periodo 2019.	62
3.14. Comparativo del comportamiento facturación y recaudo antes y después en usuarios CEO con las tecnologías en estudio periodo 2019.	65
3.15. Comparativo del comportamiento cartera y periodos vencidos antes y después en usuarios CEO con las tecnologías en estudio periodo 2019.	65
4.1. Ranking de los ecosistemas de innovación nacientes 2019 - 2020.	68
4.2. Metodología empleada en el proyecto Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas.	72

4.3. Proyección de los costos de inversión en las alternativas tecnológicas.	84
4.4. Proyección de los costos variables en las alternativas tecnológicas.	85

Lista de tablas

2.1. Clasificación de las alternativas de solución.	23
2.2. Criterios de evaluación técnica y financiera.	24
2.3. Características técnicas de los dispositivos.	24
2.4. Matriz de evaluación técnica de alternativas.	25
2.5. Resultados de la encuesta de evaluación de alternativas de solución.	26
2.6. Matriz de evaluación técnica basada en encuestas.	27
2.7. Cantidad de alternativas según la caracterización del vano.	28
2.8. Inversión por cada alternativa, según longitud del vano.	29
2.9. Costo promedio anual de atención de fallas para 2019.	29
2.10. Costo de energía no servida por falla según costo de kWh de junio de 2019.	30
3.1. Top 23 de circuitos con más pérdidas de energía en CEO año 2019.	32
3.2. Circuitos del MD con más pérdidas de energía año 2019.	34
3.3. Comparativo de características zona rural y urbana.	37
3.4. Histórico y top 8 de irregularidades halladas en la infraestructura eléctrica de CEO . . .	38
3.5. Características de la tecnología AMI Individual AMI Concentrada y Medición convencional.	42
3.6. Productos AMI IR de CEO a diciembre 2019.	42
3.7. Macromedidores no instalados en campo a diciembre de 2019.	43
3.8. Pérdidas en transformadores con más del 40 % de medidores AMI IR a diciembre 2019.	44

3.9. Pérdidas en transformadores con más del 70% de productos AMI Concentrada a diciembre 2019.	47
3.10. Porcentaje de pérdidas por circuitos con tecnología AMI.	49
3.11. Muestra de consumo de usuarios aplicando el método antes y después de AMI IR.	50
3.12. Resultados estadísticos de la muestra de productos AMI IR estudiada.	52
3.13. Resultados estadísticos de la evaluación de consumo en la muestra por municipio.	53
3.14. Resultados estadísticos de la muestra de medición convencional estudiada.	55
3.15. Resultados estadísticos de la evaluación de consumo por municipio.	55
3.16. Resultados estadísticos de la muestra de productos AMI Concentrada.	57
3.17. Resultados estadísticos de la evaluación de consumo por municipio.	57
3.18. Indicadores comerciales antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) para 365 usuarios de CEO AMI IR periodo 2019.	59
3.19. Indicadores comerciales antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) para 351 usuarios residenciales de CEO AMI IR periodo 2019.	60
3.20. Indicadores comerciales antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) para 9 usuarios comerciales de CEO AMI IR periodo 2019.	62
3.21. Indicadores comerciales antes (12 meses medición convencional) y después (12 meses AMI Concentrada) para 3.843 usuarios CEO AMI Concentrada periodo 2019.	63
3.22. Indicadores comerciales antes (12 meses medición convencional) y después (12 meses cambio por otro medidor convencional) para 469 usuarios CEO Medición Convencional periodo 2019.	64
3.23. Resultados del análisis de un usuario AMI IR residencial a partir del indicador de periodos vencidos periodo 2019.	66
3.24. Resultados del análisis de 17 usuarios AMI IR a partir del indicador de periodos vencidos periodo 2019.	66
4.1. Cuencas y campos gasíferos en Colombia.	70
4.2. Usuarios de gas natural en Colombia.	71
4.3. Usuarios residenciales de gas natural en Colombia conectados por estrato.	71
4.4. Vehículos convertidos a gas natural en Colombia.	71
4.5. Características técnicas de la tecnología SenNet.	74

4.6. Características técnicas de la tecnología Energobox.	75
4.7. Características técnicas de la tecnología LoRaWAN.	76
4.8. Matriz de evaluación técnica de las alternativas.	78
4.9. Costos de la tecnología SenNet de Satel Iberia.	79
4.10. Costos de la tecnología Energobox de Cliensol Energy.	80
4.11. Costos de la tecnología LoRaWAN de Tecun.	81
4.12. Costos de inversión de la tecnología SenNet de Satel Iberia asociados a un caso piloto de 300 usuarios.	82
4.13. Costos variables de la tecnología SenNet de Satel Iberia asociados a un caso piloto de 300 usuarios.	82
4.14. Costo de inversión de la tecnología Energobox de Cliensol Energy asociados a un caso piloto de 300 usuarios.	83
4.15. Costos variables de la tecnología Energobox de Cliensol Energy asociados a un caso piloto de 300 usuarios.	83
4.16. Costo de inversión de la tecnología LoRaWAN de Tecun asociados a un caso piloto de 300 usuarios.	83
4.17. Costos variables de la tecnología LoRaWAN de Tecun asociados a un caso piloto de 300 usuarios.	84
4.18. Costos asociados al proceso de lectura convencional de medidores y actividad de suspensión y reconexión del servicio eléctrico para abril de 2021.	86
4.19. Costos asociados al proceso de lectura convencional de medidores y actividad de suspensión y reconexión del servicio de gas para abril de 2021.	86

Capítulo 1

Introducción

1.1. Diagnóstico de CEO

La Compañía Energética de Occidente (CEO), es la empresa con mayor porcentaje de operación en la prestación del servicio eléctrico en el departamento del Cauca, opera en 38 de los 42 municipios y su contrato cuenta con un alcance de carácter administrativo, operativo, técnico y comercial [1].

CEO está constituida por 5 gerencias así: la Gerencia General, Gerencia Financiera y Administrativa, Gerencia Comercial, Gerencia de Asuntos Corporativos y finalmente la Gerencia Técnica, esta última se divide en 5 procesos operativos en los cuales se encuentran: la Planificación de la red, que se encarga de identificar las necesidades y proyecciones del sistema eléctrico, la Provisión de servicios, que se encarga de ampliar el mercado a través de nuevos clientes y a su vez administrar los equipos y materiales que se usan para la construcción de infraestructura nueva, la Operación de la red, que coordina las acciones de mantenimiento correctivo en terreno y a su vez maniobra elementos telecontrolados para el restablecimiento del servicio eléctrico, el Desarrollo de la red que ejecuta obras de inversión y por último, el Mantenimiento de la red, que se encarga de las actividades preventivas de la infraestructura eléctrica y el aseguramiento de la continuidad y calidad del servicio [2].

En 2018, a partir de un comité de gerencia realizado al interior de la organización, se propuso el desarrollo de proyectos piloto de innovación, orientados a mejorar la eficiencia y la eficacia de los procesos operativos.

El diagnóstico desarrollado por la Gerencia Técnica de CEO, expuso desmejoras en los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, lo cual genera sanciones de tipo económico para la organización, incremento en los desplazamientos operativos para atender fallas no programadas, aumento de PQRS por calidad de servicio, problemas de gestión comercial y daños en la infraestructura

eléctrica. Por ello fue planteado un plan de mejoramiento a través de once proyectos piloto, que proponen y validan alternativas de solución para atender las problemáticas identificadas, tanto en la generación de fallas en el servicio por contacto de la red con vegetación, con aves y entre fases, así como en la reducción de pérdidas de energía y la mejora de la eficiencia operacional mediante el uso de herramientas o materiales. Adicional a ello, se destaca el proyecto inspección de redes mediante drones, el cual se enfoca en generar alternativas que permitan a la organización mejorar la eficiencia y la eficacia de los procesos operativos.

Para esta práctica profesional, se asignaron tres proyectos piloto descritos de manera general así:

1. **“Reducción de fallas por acercamiento entre fases en líneas y circuitos de vanos largos”**, el cual propone alternativas de solución que permiten reducir las fallas que se producen en circuitos de 13.2 kV y líneas de 34.5 kV, donde las distancias de los vanos son de hasta 1.000 metros, por lo cual se generan grandes catenarias que sumado al peso de los conductores, provocan fallas debido a los fuertes vientos que se producen en las zonas, causando acercamiento entre líneas. Estos eventos ocasionan indisponibilidad del servicio eléctrico, afectando el desarrollo de las actividades normales de los usuarios de CEO, además de impactar los indicadores de calidad.
2. **“Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en zonas rurales del departamento del Cauca”**, este proyecto permite evaluar el impacto de la implementación de la tecnología AMI en zonas rurales del Cauca, donde las pérdidas de energía son uno de los principales problemas para CEO, pues cuenta con circuitos críticos donde se presentan pérdidas mayores al 70 %, desencadenando consecuencias graves para la operación y los estados financieros de la empresa, por esta razón se analizan los resultados del despliegue de la tecnología AMI, basado en los indicadores de pérdidas de energía al igual que en los indicadores comerciales.
3. Finalmente, el proyecto: **“Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas”** el cual propone alternativas que permiten la integración de la tecnología AMI en la medición de gas y energía eléctrica, donde a través del desarrollo de nuevos proyectos que puedan aportar al desarrollo del departamento del Cauca, CEO tiene la visión de explorar en lo que podría convertirse en un potencial mercado, además de reafirmar su constante compromiso con la innovación y el desarrollo.

1.2. Infraestructura de Medición Avanzada

Las redes eléctricas tradicionales están sufriendo un proceso de evolución, debido a la incorporación de tecnologías que traen consigo beneficios tanto a los operadores de red como a los consumidores. Este concepto se conoce como Smart Grid, las cuales incorporan frente a las redes tradicionales tecnologías de información y comunicación en cada aspecto de la generación,

suministro y consumo de energía eléctrica. En estas instalaciones el consumo es visible en todo momento y no solo a través de la factura, además se puede monitorear y medir el comportamiento eléctrico de cada uno de los dispositivos que están conectados a la infraestructura, otorgando una comunicación fluida en ambas direcciones [3], de esta manera, el mercado de la energía eléctrica obtiene valores agregados que permiten solucionar de la manera más oportuna las necesidades actuales de los sistemas.

AMI puede definirse como el conjunto de hardware, software, arquitecturas y redes de comunicación necesarias para establecer un enlace bidireccional entre el usuario y el proveedor del servicio de energía eléctrica, con el fin de mejorar la prestación del servicio, utilizando ventajas de la operación remota en función de las capacidades tecnológicas y las necesidades del mercado [4]. Todos esos componentes se denominan Infraestructura de Medición Avanzada por sus siglas en inglés Advanced Metering Infrastructure, y se muestra de manera simplificada en la figura 1.1.

La incorporación de la tecnología AMI es un componente importante para la reducción de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, debido a que permite la normalización de instalaciones directas en clientes con fraudes, cambio de red abierta por red segura, instalación de medidores a usuarios sin medidor, normalización de instalaciones de medida especial en clientes de gran consumo, fronteras comerciales y fronteras operativas, campañas de legalización y normalización de conexiones no autorizadas, logrando impactar de manera positiva los estados financieros de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, debido a que se generan ingresos con los que antes no se contaban, un ejemplo claro es la facturación de la energía que debido a las conexiones ilegales antes no se podía facturar [5].

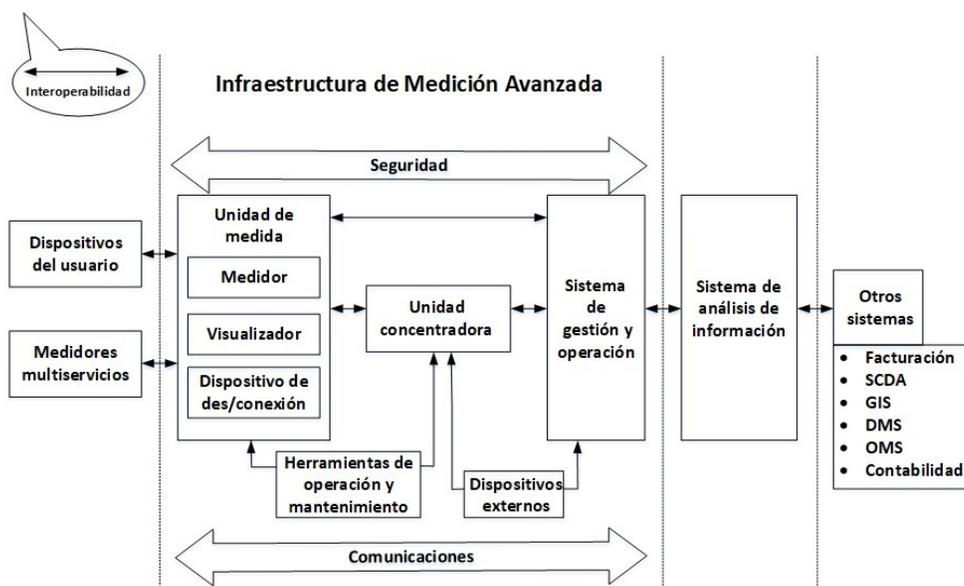


Figura 1.1: Arquitectura AMI.

Fuente: circular CREG 054-2018.

La figura 1.1 presenta los componentes que hacen parte de una solución AMI, y se describen a continuación:

- Los dispositivos conectados por el usuario hacen referencia a los diferentes equipos que cuenten con funciones de domótica y pueden ser manipulados de manera remota, al igual que los medidores de otros servicios como agua y gas con los que la unidad de medida de energía podría comunicarse [6] [7].
- La unidad de medida corresponde al elemento que mide las variables eléctricas, incorpora el visualizador o display donde el usuario puede monitorear su consumo, el dispositivo de suspensión y reconexión y el medio de comunicación que permite la funcionalidad remota y el flujo de información. Las unidades de medida pueden ser instaladas como medidores individuales o concentrados en cajas, donde se ubican hasta doce medidores por caja [6] [7].
- La unidad concentradora interroga y almacena la información de las unidades de medida para posteriormente enviarlas a los centros de gestión de medida, estos dispositivos requieren constantemente interoperabilidad con los medidores, al igual que con los centros de recolección de la información. Sin embargo, dependiendo del sistema AMI esta unidad no es siempre necesaria, en algunas tecnologías una de las unidades de medida puede hacer la función de unidad concentradora, lo que se conoce como unidad maestra [6] [7].
- Sistema de gestión y operación o también denominado Head End Systems, es el sistema encargado de recibir la información de todas las unidades concentradoras, y transmitir las al centro de análisis de información. Desde este sistema se realiza el procesamiento de las lecturas, la sincronización con los medidores y concentradores, reporte de eventos y ejecución de comandos de suspensión y reconexión [6] [7].
- Las comunicaciones permiten la interacción y operación de todo el sistema AMI, influye de manera significativa en la capacidad de transmisión de los datos y la fluidez de las funcionalidades de la medición. Existen diversas tecnologías y estándares de comunicaciones alámbricas o inalámbricas aplicables en soluciones AMI, entre ellas se encuentran, red celular, GSM, PLC, GPRS, WIFI, radio frecuencia, TWACS, entre otras. El uso de una tecnología en particular se encuentra asociado a factores técnicos y económicos [6] [7].
- Sistema de gestión de la información es la plataforma que permite el almacenamiento y procesamiento de la información proveniente del sistema AMI. Desde estos sistemas es posible realizar las funciones de facturación, validación y análisis de datos, predicciones, análisis estadísticos, gestión de pérdidas, cartera, consumos, calidad de la energía y habilitar portales para el consumidor [6] [7].

La tecnología AMI, implica la interoperabilidad de diversos equipos, donde se hace necesaria una comunicación que conste de una capacidad adecuada para intercambiar información y usarla de manera efectiva. Existen diversos modelos de infraestructuras los cuales se deben aplicar de

acuerdo con las necesidades del mercado.

El Ministerio de Minas y Energía por medio de la resolución 40072 de 2018, establece e implementa los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición avanzada, así como la gradualidad con la que se deberá poner en funcionamiento, con el fin de promover la gestión eficiente de energía, y permitir la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos [8]. Para esto, se solicita a los operadores de red que para el año 2030, el 75% de sus usuarios deben contar con medición inteligente [9] [10], reto que conlleva a las empresas a desarrollar proyectos que permitan cumplir con dicho objetivo.

1.3. Vigilancia tecnológica

El mundo laboral exige cada día que las empresas sean competitivas y desarrollen constantemente la gestión del conocimiento y la tecnología, como parte fundamental de sus estrategias de innovación en pro de ser más eficientes y cumplir con los objetivos propuestos. Debido a esto, el uso de la vigilancia tecnológica cobra importancia en el desarrollo de oportunidades que sumen conocimiento y ayuden en la toma de decisiones con menor riesgo y así, poder anticiparse a los constantes cambios para transformar los modelos de negocio de las organizaciones.

El entorno de las empresas necesita cada día de más oportunidades, las cuales se puedan brindar a los clientes y proveedores, con la idea de diferenciarse de la competencia y agregar valor al proceso desarrollado [11]. La vigilancia tecnológica se define como un “proceso organizado, selectivo y sistemático, para captar información del exterior y de la propia organización sobre ciencia y tecnología, seleccionarla, analizarla, difundirla y comunicarla, para convertirla en conocimiento con el fin de tomar decisiones con menor riesgo y poder anticiparse a los cambios” (UNE 166006:2011).

Sin duda, toda empresa debe vigilar los cambios que puedan afectar su negocio, para esto necesita conocer todo lo que acontece en su entorno, desde sus competidores actuales hasta los potenciales o productos sustitutos, la forma de vigilar deberá adaptarse a los recursos de la empresa y al sector en el que opera. La vigilancia tecnológica proporciona métodos, técnicas y herramientas para lograrlo y es una práctica empresarial muy importante en estrategias I+D+i para las empresas [12]. De esta manera, existen muchas razones por las cuales una empresa debe realizar vigilancia, entre las cuales se destacan:

Anticipar: detectar los cambios o amenazas provenientes de sectores distintos al de la empresa, el conocimiento de la nueva información permite el análisis de mercados potenciales y formar al personal sobre el desarrollo de nuevas estrategias y procesos.

Reducir riesgos: permite detectar amenazas y evitar barreras que puedan afectar el despliegue del producto en el mercado, al igual que infringir propiedad intelectual de otras compañías o ins-

tituciones.

Progresar: detectar oportunidades de inversión y comercialización, arriesgando de forma proactiva en los modelos de negocios de las compañías líderes o con proyección tecnológica.

Innovar: ayuda a la organización a orientar el enfoque de sus proyectos, formular y ejecutar proyectos de I+D+i buscando franjas y esquemas para maniobrar novedades e innovaciones propias.

Cooperar: identificar aliados estratégicos en proyectos conjuntos reduce el esfuerzo económico y evita en ocasiones la realización de desarrollos paralelos.

A través de los estudios de vigilancia tecnológica se detectan fuentes de información esenciales, que cobran valor en los momentos críticos de toma de decisiones, con el fin de poder ayudar a las organizaciones a priorizar nuevos desarrollos, acelerar proyectos identificando colaboradores y aportando información de mercado para el despliegue masivo. La Vigilancia tecnológica se divide en cuatro ejes, los cuales se describen a continuación:

- **Vigilancia Tecnológica:** se encarga de realizar el seguimiento de los avances de todos los aspectos relacionados con la tecnología, la parte científica, técnica y en particular de las posibilidades que ofrece para la mejora de los productos, procesos o servicios.
- **Vigilancia Competitiva:** implica identificar y estar al tanto de los diferentes productos sustitutos que puedan estar desarrollando las empresas competidoras directas o indirectas.
- **Vigilancia Comercial:** dedica su atención sobre la identificación de las necesidades de los clientes, conllevando a realizar alianzas estratégicas que permitan cumplir con los requerimientos.
- **Vigilancia del Entorno:** enfatiza en los aspectos sociales, culturales, legales y medioambientales a los que se enfrentan las empresas a la hora de poner en marcha un nuevo producto o servicio.

El proceso de vigilancia tecnológica debe seguir una serie de etapas denominadas ciclo de vigilancia tecnológica [13], el cual pretende dar respuesta a ocho cuestiones fundamentales:

- ¿Cuál es el objetivo de la vigilancia tecnológica e inteligencia competitiva?
- ¿Qué se debe vigilar?, ¿qué información buscar?
- ¿Dónde localizarla?, ¿cómo hacerlo?
- ¿Cómo tratar y organizar la información?
- ¿A quién comunicar la información en la empresa?
- ¿Cómo promover la implicación de todo el personal?

- ¿Qué recursos se van a destinar?
- ¿Cómo se va a mantener el sistema actualizado?

Para dar respuesta a estos interrogantes existen diferentes propuestas metodológicas, las cuales se articulan normalmente en ciclos de actividad, donde se identifican una serie de etapas generales que se engloban en diversas actividades, ver figura 1.2 [14] [15].

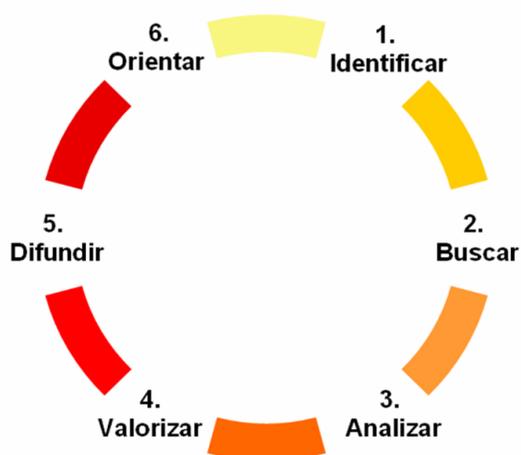


Figura 1.2: Etapas generales del proceso de vigilancia tecnológica.

Fuente: <https://www.ovtt.org/vigilancia-tecnologica-metodos>

1. **Diagnóstico:** identificar y precisar el tema a vigilar.

Es necesario identificar las necesidades de información, las tecnologías a vigilar y los factores críticos de vigilancia, con el fin de definir y planear la ruta adecuada con objetivos y responsabilidades para la organización [14] [15].

2. **Búsqueda y captura de información:** diseñar e implementar la estrategia de recopilación de información.

Se definen los objetivos de la búsqueda de información y se planea la ruta para capturarla de forma organizada. Esta etapa requiere habilidades para el manejo de herramientas informáticas y fuentes de información como patentes, publicaciones y artículos científicos, ferias y congresos, grupos de investigación, entre otras [14] [15].

3. **Análisis de la información:** procesar y analizar la información encontrada para filtrar lo relevante.

Se valida la información obtenida y se usan técnicas para el análisis de información y herramientas informáticas especializadas que ayuden a la selección de la información más importante según los objetivos trazados en la búsqueda [14] [15].

4. **Valorización de la información relevante:** elaborar productos con los resultados obtenidos.

Una vez concretados los resultados y evaluada su trascendencia, se generan los denominados productos de vigilancia tecnológica, que son los soportes de información del proceso desarrollado [14] [15].

5. **Difusión y comunicación:** delegar los resultados del proceso a las personas con responsabilidades pertinentes en la organización.

Diseñar estrategias de comunicación distribuidas en toda la organización, que garanticen el cubrimiento de las necesidades de información del personal y utilice los medios de comunicación más pertinentes [14] [15].

6. **Orientar en la toma de decisiones:** apoyar el proceso de toma de decisiones de los empleados en la organización.

A partir de la difusión de los productos de vigilancia tecnológica, se requiere interpretar los resultados y proponer posibilidades de actuación, con el fin de apoyar la toma de decisiones e implicaciones tecnológicas de los resultados obtenidos [14] [15].

1.4. Estadística descriptiva

La estadística, es una rama de las matemáticas cuyo objetivo es la recopilación e interpretación de datos con un propósito de estudio. El uso de los métodos estadísticos permite obtener información precisa, que después de ser tratada se convierte en datos o cifras, los cuales intervienen en la toma de decisiones dentro del ámbito educativo, empresarial, comercial, financiero, tecnológico, entre otros [16].

La estadística descriptiva, es una rama de la estadística que formula recomendaciones sobre cómo resumir la información en cuadros o tablas, gráficas o figuras, a partir de un conjunto de técnicas y procedimientos. La importancia de la estadística radica en que las conclusiones obtenidas a partir de los métodos estadísticos ejercen una profunda influencia en casi todos los campos de la actividad humana, donde claramente el aporte de esta rama se evidencia en el fortalecimiento de la credibilidad y confiabilidad de las investigaciones [16].

Las medidas de tendencia central, son medidas estadísticas que se utilizan para presentar los datos obtenidos de un proyecto de investigación, representan un dato central en torno al cual se encuentran ubicados un conjunto de datos [17]. Las medidas de tendencia central más usadas son:

Promedio o media aritmética: representa el reparto equitativo, el equilibrio en un grupo de datos, es el valor que tendrían los datos si todos ellos fueran iguales, se obtiene con la suma de todos los valores individuales entre el número total de valores [17].

Mediana: representa la cifra o valor que divide la muestra en dos mitades, es decir, el valor donde el 50 % de la población está por debajo o arriba del mismo. Si el número de observaciones es par, la mediana corresponde al promedio de los dos valores centrales [17].

Moda: hace referencia al valor más frecuente o que más se repite. En un polígono de frecuencia, la moda corresponde al valor de la variable que está bajo el punto más alto del gráfico. Una muestra puede tener más de una moda [17].

Las medidas de dispersión subministran información en cuanto a la variación de la variable, donde pretenden resumir en un solo valor la dispersión que presenta un conjunto de datos, además de entender como se alejan los datos del promedio y la distribución dentro de los límites medidos [17]. Las medidas de dispersión más usadas son:

Rango: es la medida más sencilla de calcular y comprender, se encuentra entre la diferencia del valor máximo y mínimo del conjunto de datos, aunque su cálculo es fácil de obtener, su valor es poco significativo, pues sólo tiene en cuenta los dos valores extremos del grupo de datos [17].

Desviación media: representa la media de las desviaciones absolutas y es un resumen de la dispersión estadística. El uso del valor absoluto es para evitar que se anulen distancias negativas con distancias positivas, lo que daría como resultado que la desviación media sea cero para cualquier distribución de datos [17].

Desviación estándar: es la medida de dispersión más utilizada, también conocida como desviación típica, se calcula de forma sencilla si se conoce la varianza, pues es la raíz cuadrada positiva de esta. La desviación estándar o típica indica qué tan dispersos se encuentran los datos con respecto a la media, sin embargo, al igual que la media y la varianza, es un indicador muy sensible a las puntuaciones extremas. Cuanto más pequeña sea la desviación estándar, mayor será la concentración de datos alrededor de la media [17].

Varianza: es una medida de dispersión relativa a algún punto de referencia. Ese punto de referencia es la media aritmética de la distribución. De manera específica, la varianza es una medida que permite establecer qué tan cerca, o qué tan lejos están los diferentes valores de su propia media aritmética, se define como el cuadrado medio de las desviaciones con respecto a su media y se debe tener en cuenta que puede verse muy influida por los valores atípicos [17].

Los datos recolectados de una muestra, requieren en múltiples ocasiones ser expresados en imágenes visuales o gráficas. Es por ello que las gráficas son una forma de representar la información, pues proporcionan de manera visual el comportamiento de las variables [18] [19].

Existen dos tipos de datos: datos cualitativos y datos cuantitativos. Para representar datos cualitativos, se usan gráficas de barras, pastel o Pareto. Para los datos cuantitativos, se usan las gráficas de puntos, histograma, polígono de frecuencias o el diagrama de cajas y bigotes [18] [19]. A continuación, se detallarán algunos de los gráficos mencionados anteriormente.

Gráfica de pastel: es una gráfica de tipo circular también denominada gráfica de torta, que se utiliza para representar porciones y porcentajes. El empleo de colores en este tipo de gráfico, permite diferenciar los porcentajes y porciones de los elementos que se representan, este gráfico no cuenta con ejes de coordenadas X o Y, adicionalmente son utilizados para situaciones donde se requiere mostrar el número de veces que se da una característica, de manera que se pueda visualizar mejor la parte o porción en la que aparece dicho elemento o atributo con respecto al total, ver figura 1.3 [18] [19].



Figura 1.3: Ejemplo del gráfico de torta o pastel.

Fuente: Propia

Gráficas de barras: es una forma de representar un conjunto de datos, también denominado diagrama de columnas. Está conformado por columnas rectangulares las cuales se usan para comparar más de dos variables. Dichas columnas o barras pueden orientarse de forma vertical u horizontal, ver figura 3.2 [18] [19].

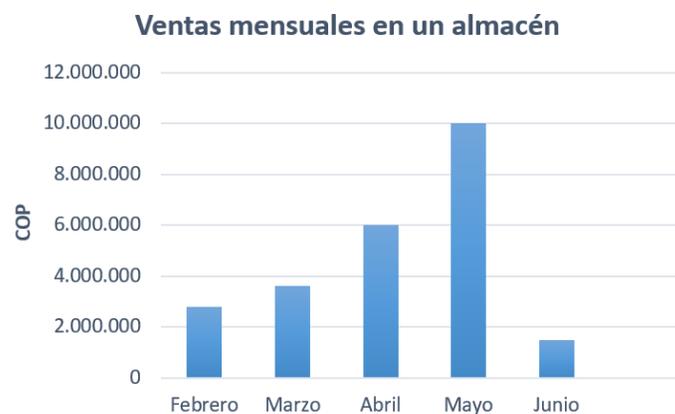


Figura 1.4: Ejemplo del gráfico de barras o columnas.

Fuente: Propia

Diagrama de cajas y bigotes: es una forma de representación estadística, destinada a resaltar aspectos relevantes de la distribución de las observaciones en una o más series de datos cuantitativos. En este diagrama además de apreciar la distribución de los datos, también se observa la dispersión o separación de los mismos, ver figura 1.5. La dispersión puede medirse por la longitud o rango del diagrama, si el rango es grande los datos están dispersos, si es pequeño los datos se encuentran concentrados.

Este gráfico utiliza una sola escala, la cual corresponde a la variable de los datos que se presentan. Es decir, no utiliza escala de frecuencias. Por lo tanto, no corresponde asociarlo a los que utilizan coordenadas cartesianas [18] [19]. Los elementos que lo constituyen son:

- **La caja:** es un rectángulo que abarca el recorrido, rango o intervalo intercuartílico de la distribución, el tramo de la escala que va desde el primer cuartil al tercer cuartil, esto incluye el 50 % de las observaciones centrales.
- **Cuartil:** son valores que dividen una muestra de datos en cuatro partes iguales. Su uso permite evaluar la dispersión y la tendencia central de un conjunto de datos. El primer cuartil representa el primer 25 % de los datos, el segundo cuartil es equivalente a la mediana y corresponde al 50 % de los datos, y el tercer cuartil corresponde al 75 % de los datos.
- **Mediana:** se dibuja mediante una línea (algunos lo marcan con un asterisco, o con una cruz), dentro de la caja y a la altura de la escala que corresponde al valor de esa medida.
- **Bigotes:** son líneas que salen a los costados de la caja, los cuales sirven como referencia para ubicar las observaciones que están por fuera del 50 % central de la distribución.
- **Cercados interiores:** indica la finalización de los bigotes.
- **Cercados exteriores:** ubicados más periféricamente en la distribución.

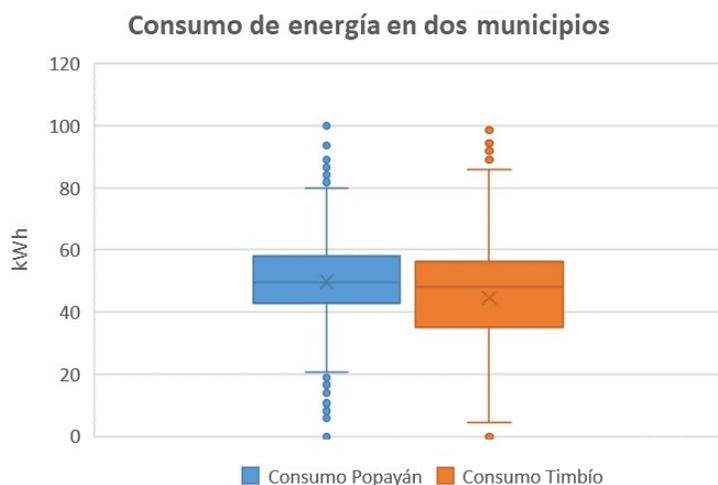


Figura 1.5: Ejemplo del diagrama de cajas y bigotes.

Fuente: Propia

Capítulo 2

Reducción de fallas por acercamiento entre fases en líneas y circuitos de vanos largos

2.1. Descripción del problema

La red de distribución de CEO está construida bajo parámetros que deben adaptarse a las condiciones topográficas del departamento del Cauca, esto ha llevado a la empresa a construir estructuras con distancias de hasta 1.000 metros de separación. El peso de los conductores sumado a estas distancias en las estructuras genera un efecto mecánico llamado catenaria, que se presenta al formarse una parábola entre los puntos del vano, ver figura 2.1.

CEO construye los tendidos eléctricos en su mayoría aéreos y desnudos, por esta condición aumenta el número de fallas permanentes y de corta duración, debido a movimientos pendulares que causan los fuertes vientos y que a su vez, ocasionan acercamiento entre las fases, esto conlleva a disminuir la vida útil de los dispositivos de protección, al igual que impactar los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, generando implicaciones para la operación de la empresa.

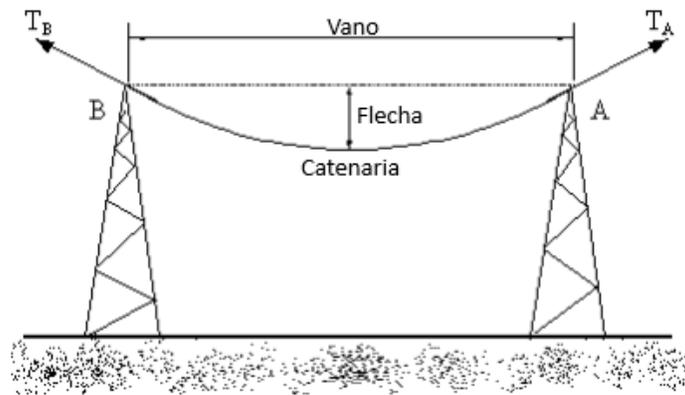


Figura 2.1: Representación gráfica del vano en estructuras eléctricas.

Fuente: http://www.udb.edu.sv/udb_files/recursos_guias/electrica-ingenieria/disenio-de-lineas-de-transmision/2019/i/guia-5.pdf

A partir del total de fallas no programadas que se han presentado en la infraestructura eléctrica de CEO en los años 2017 al 2019, se identifica que el 1 % de las fallas son originadas por acercamiento entre fases [20]. Esto equivale a un acumulado de 132 incidencias correspondientes a este periodo de tiempo, ver figura 2.2.

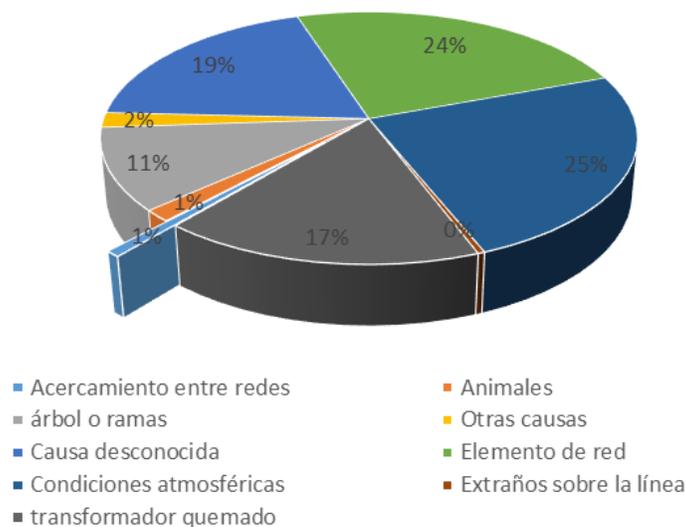


Figura 2.2: Acumulado de fallas no programadas según su causa en los años 2017 al 2019.

Fuente: Suministrado por el área de calidad de la energía CEO.

A pesar de que las fallas asociadas a esta causa representan el 1 % del total de fallas, se identifica que el número de usuarios promedio que se han visto afectados por estas 132 incidencias es de 95.246, es decir, el 44 % del total de usuarios asociados a los circuitos y líneas afectados

por esta causa, los cuales equivalen al 25% del total de usuarios de CEO. Esta situación implica altos costos, no solo por la atención de daños y restablecimiento del servicio, sino también por la energía no servida para esta cantidad de usuarios, afectando los ingresos y generando insatisfacción en los clientes tanto en el ámbito residencial como en el comercial e industrial, lo que desencadena en el aumento de las PQRS. Por lo tanto, encontrar alternativas de solución para reducir las fallas asociadas a esta causa es relevante para CEO, pues generaría mayor efectividad en su operación, mejorando los indicadores SAIDI y SAIFI y entregando un servicio de calidad a los usuarios.

2.2. Fuentes de generación de la problemática

La causa principal que origina el acercamiento entre fases son los fuertes vientos que se producen en todo el departamento del Cauca, principalmente durante los meses de junio, julio y agosto. Otras causas asociadas a esta falla son los efectos mecánicos, los inadecuados diseños y construcción de las redes, fenómenos naturales, efectos eléctricos, el deterioro y el sabotaje en las redes, tal como se describe a continuación.

- **Efectos mecánicos:** se produce cuando se instalan las estructuras de manera indebida, conllevando a desplome de postes que generan tensiones mecánicas inadecuadas en los conductores, y facilitan el acercamiento entre ellos.
- **Inadecuada construcción de la red:** cuando no se realiza un diseño apropiado, se incurre en la construcción de la infraestructura eléctrica de manera indebida, originando configuraciones técnicas inadecuadas como incumplir las distancias de seguridad exigidas por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
- **Efectos eléctricos:** se da en los conductores cuando flujos de corriente muy altos transitan sobre ellos, ocasionando un incremento en la temperatura que modifica la longitud del conductor facilitando el acercamiento entre ellos.
- **Deterioro de la red:** se presenta cuando no se realiza un debido seguimiento a la vida útil de los dispositivos que conforman la infraestructura eléctrica, pues debido a esto se generan fallas mecánicas como desplome de postes por falta de mantenimiento que ocasiona acercamiento entre fases.
- **Fenómenos naturales:** los movimientos telúricos se presentan en Colombia con frecuencia y según el Servicio Geológico Colombiano es considerado como un país con alto riesgo sísmico, por tanto, al presentarse una situación de esta índole podrían ocurrir fallas en el sistema eléctrico por acercamiento entre fases.
- **Sabotaje en redes:** sucede cuando personas sin conocimiento técnico, intervienen en las redes eléctricas por actividades como elevar cometas o arrojar objetos sobre los conducto-

res, ocasionando fallas en el sistema como acercamiento entre líneas e incluso poniendo en riesgo su vida.

A partir de las causas mencionadas se realizó un árbol de problemas, el cual permite identificar y organizar las causas que dan origen a la problemática central descrita en este capítulo, y a su vez se identifican los efectos a los que este conlleva, ver figura 2.3.



Figura 2.3: Árbol de problemas.

Fuente: Propia

2.3. Contexto

El mercado y la operación de CEO está distribuido a lo largo del departamento del Cauca en el suroccidente colombiano, llegando a 38 de los 42 municipios que lo conforman, sin embargo, fue necesario para la compañía dividirlo en tres zonas así: Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur, con el objetivo de mejorar la ubicación de las brigadas a lo largo del Departamento, ver figura 2.4. De esta manera se crearon núcleos operativos en cada una de las zonas que propenden por la oportuna atención de los daños que se presenten en la infraestructura eléctrica, ya sea a nivel rural o urbano. La distribución de las zonas se presenta de la siguiente manera:

Zona Norte: abarca los municipios de Puerto Tejada, Miranda, Villa Rica, Padilla, Corinto, Guachené, Santander de Quilichao, Caloto, Toribio, Buenos Aires, Calono y Suarez.

Zona Centro: está conformada por Popayán, Morales, Piendamó, Jambaló, Silvia, Páez, Inzá, Totoró, Cajibío, El Tambo, Timbío, Puracé y Sotará.

Zona Sur: comprende los municipios de Argelia, Patía, Rosas, La Sierra, La Vega, Sucre, Balboa, Mercaderes, Bolívar, Almaguer, San Sebastián y Santa Rosa.

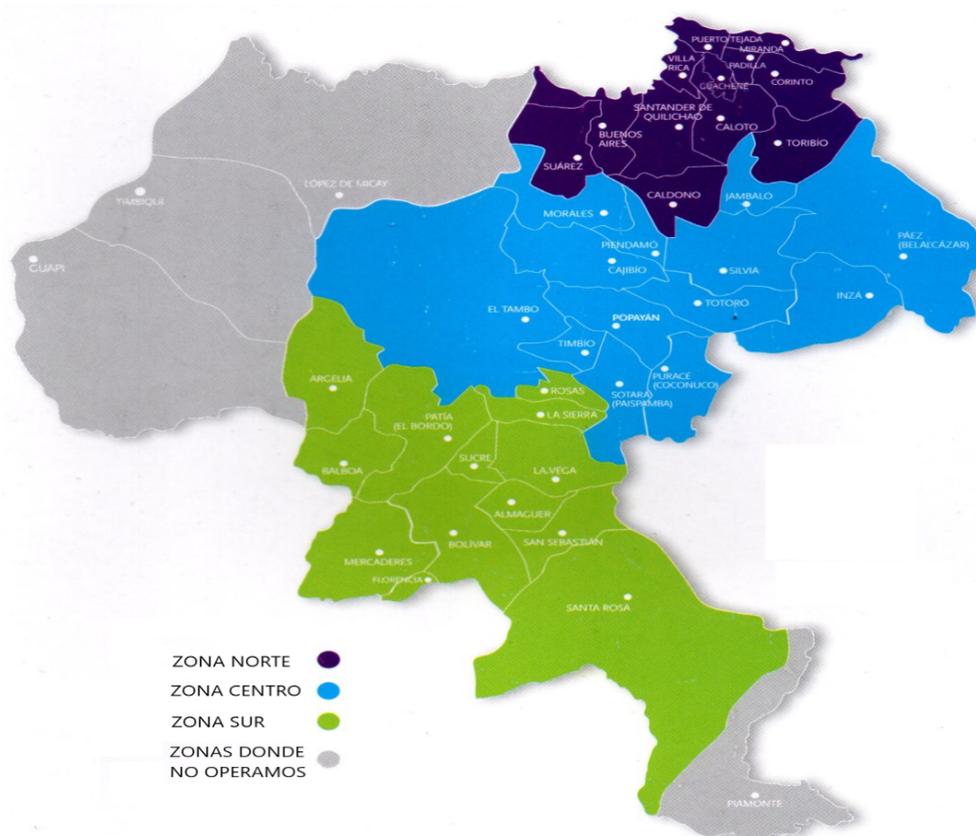


Figura 2.4: Zonas de operación de CEO
Fuente: Suministrado por el área de pérdidas CEO.

En las redes de media tensión (MT) de CEO se producen en promedio 60 fallas anuales ocasionadas por acercamiento entre fases; en los años 2017, 2018 y 2019 se han generado 132 fallas que han afectado en promedio a 95.246 usuarios con interrupciones presentadas en 65 circuitos, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera: 32,3% en zona norte, 16,9% en zona sur y 50,7% en zona centro, ver figura 2.5, de acuerdo con el informe presentado por el área de calidad de la energía de CEO al Sistema Único de Información [20]. Los circuitos que más fallas han presentado en estos tres años por acercamiento entre fases son: Circuito Pto Tejada 2, Circuito Tunía, Circuito Mondomo Rural y Circuito Pescador.

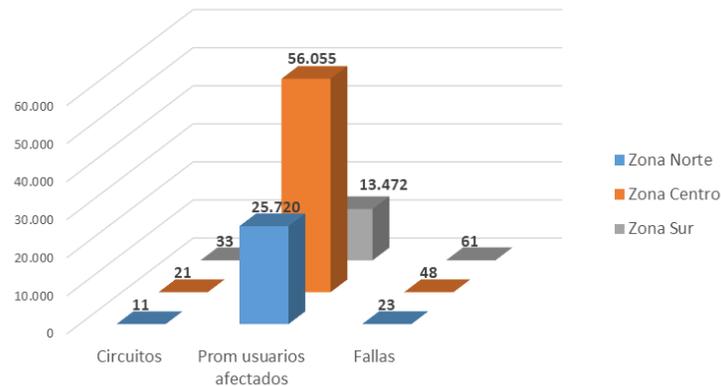


Figura 2.5: Datos de los circuitos afectados por acercamiento entre fases.

Fuente: Propia.

Las estructuras son las encargadas de soportar los conductores eléctricos, garantizando la disposición adecuada de las líneas que conlleven a la prestación de un servicio óptimo, seguro y de calidad. Las configuraciones técnicas de las estructuras dependen de factores como el terreno y los espacios. Es importante considerar las diferentes configuraciones técnicas correspondientes a las normas de construcción de las redes aéreas de MT de CEO, dentro de las cuales se encuentra: configuración vertical, ver figura 2.6, configuración h, ver figura 2.7, configuración bandera, ver figura 2.8, configuración semibandera, ver figura 2.9, configuración horizontal, ver figura 2.10 y configuración triple tormenta, ver figura 2.11. Es relevante indicar que los conductores ubicados en cada estructura se encuentran desfasados 120° , lo que implica que los dispositivos que se presenten como alternativas de solución deben adaptarse a las condiciones y configuraciones presentadas en estas estructuras.

Configuración vertical:

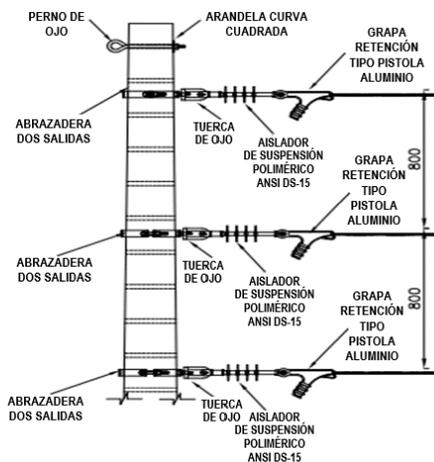


Figura 2.6: Conjunto trifásico sencillo normal vertical terminal 13.2kV – TSN254P.

Fuente: GEO/Oficina Técnica/Público/Norma de Construcción 13.2 NOR-02-11

Configuración H:

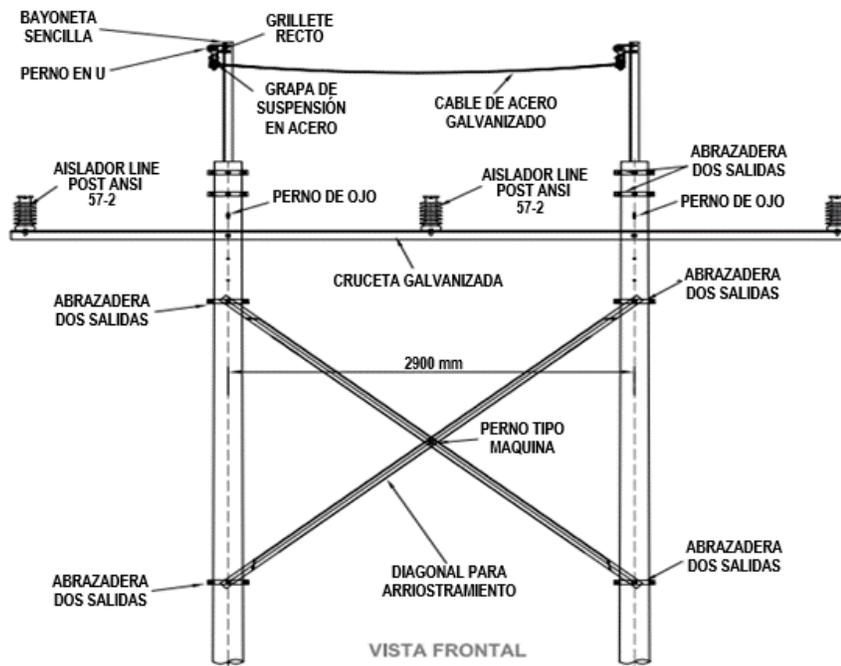


Figura 2.7: Conjunto trifásico sencillo normal H horizontal corrido 34.5kV – PH204-TSN311P.

Fuente: CEO/Oficina Técnica/Público/Norma de Construcción de 34.5 NOR-07-11

Configuración bandera:

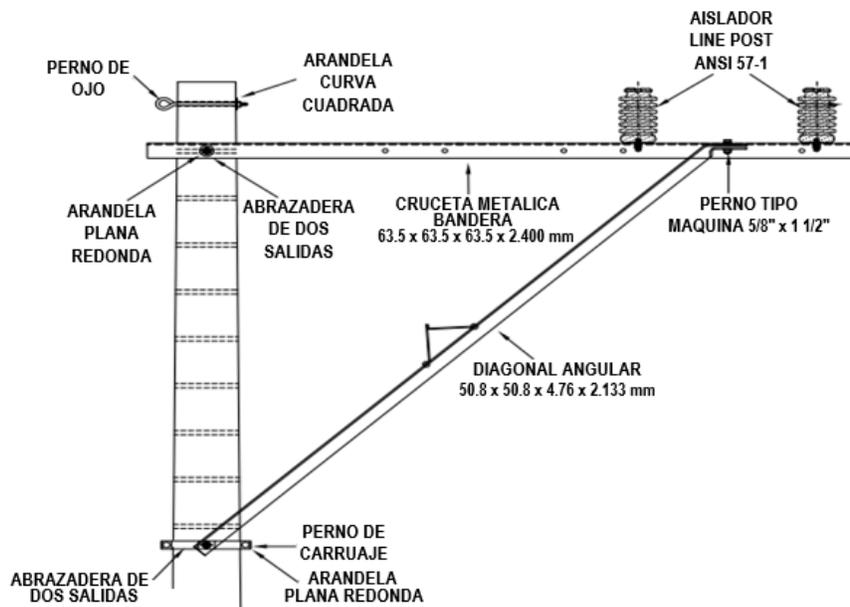


Figura 2.8: Conjunto bifásico sencillo normal bandera ángulo 13.2kV – BNS232P.

Fuente: CEO/Oficina Técnica/Público/Norma de Construcción 13.2 NOR-02-11

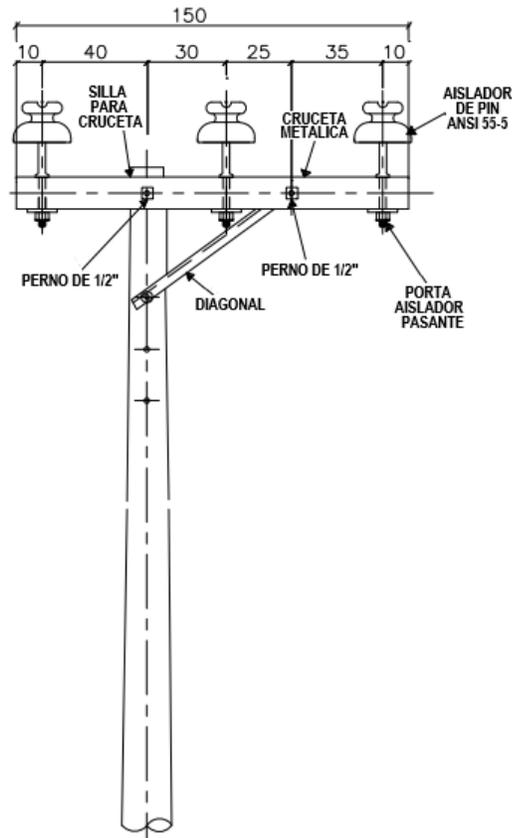
Configuración semibandera:

Figura 2.9: Estructura de paso disposición semibandera trifásica 13.2kV.

Fuente: <https://www.cens.com.co/Portals/2/ESTRUCTURAS%2013.2%20KV%2016-01-2017.pdf>

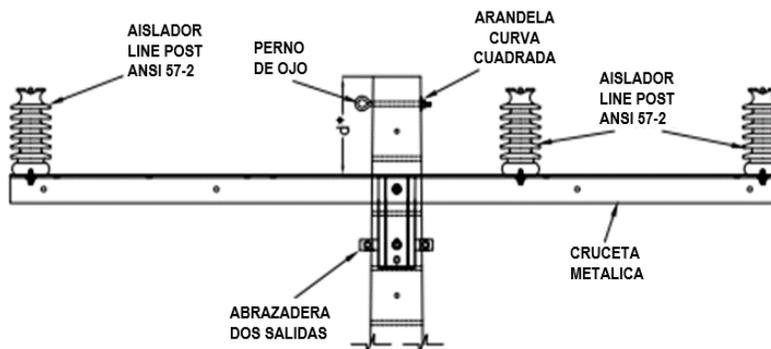
Configuración horizontal:

Figura 2.10: Conjunto trifásico sencillo normal horizontal corrido 34.5kV – TSN311P

Fuente: CEO/ Oficina Técnica/ Publico/ Norma de Construcción de 34.5 NOR-07-11

Configuración triple tormenta:

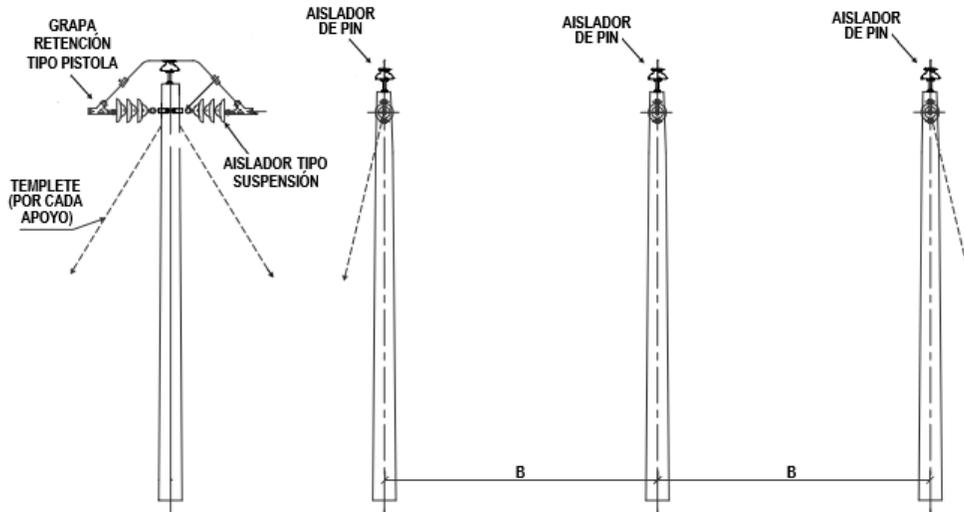


Figura 2.11: Estructura triple - circuito simple en doble retención

Fuente: <http://https://bit.ly/3yxKiS8>

La configuración triple tormenta en las estructuras de CEO, es una de las que se presenta con mayor frecuencia en zonas rurales y en líneas de MT, debido a los extensos vanos que se construyen en estas zonas, seguido de la configuración H. La configuración bandera, semibandera, horizontal y vertical se presenta con mayor frecuencia en zonas urbanas en circuitos de MT.

2.4. Metodología implementada en el proyecto Reducción de fallas por acercamiento entre fases

Para el desarrollo del proyecto se llevó a cabo una metodología basada en una vigilancia tecnológica, en la cual se desarrollaron cada una de las fases definidas en la figura 2.12.



Figura 2.12: Metodología empleada en el proyecto Reducción de fallas por acercamiento entre fases.

Fuente: Adaptado de <https://www.ovtt.org/vigilancia-tecnologica-metodos>

1. **Identificación:** se realizó una fase de identificación del problema, donde se aplicaron entre-

vistas y conversatorios con profesionales de CEO, quienes conocían y se veían enfrentados diariamente con la problemática. Lo que dio como resultado la construcción de un diagnóstico, el cual fue englobado en el planteamiento del problema y el contexto. Adicionalmente fue necesario diseñar un árbol de problemas, ver figura 2.3, que ayudara a la identificación de los factores que dan origen a la problemática descrita.

2. **Búsqueda y captación:** en esta fase fue necesario identificar las herramientas correctas que permitieran obtener información confiable, actualizada y de calidad, que además contribuyeran y brindaran soluciones pertinentes y adaptables al problema. La búsqueda se desarrolló por medio de fuentes de información como bases de datos especializadas, artículos, patentes, documentación de proyectos similares desarrollados por otras empresas y proveedores de tecnología.
3. **Análisis de información:** a partir del conglomerado de información obtenido, se realizó primero, un análisis técnico de las alternativas halladas, con el fin de identificar aquellas que fueran adaptables al problema y que cumplieran con las condiciones mínimas que exige CEO para su uso. Después fue necesario evaluar cada alternativa a partir de características técnicas que proporcionaran información exacta con base en el contexto en el cual sería su despliegue. Por último, se realizó un análisis financiero donde se consideraron aspectos como la inversión, para ello fue necesario solicitar cotizaciones a las empresas encargadas de su distribución y/o fabricación, con el fin de obtener el costo total del producto, además de los ahorros económicos que se traducen en costos evitados por dar solución al problema, donde fue necesario plantear y evaluar criterios como ahorro en atención a daños y energía no servida.
4. **Puesta en valor:** en esta fase es donde cobra valor la información obtenida anteriormente, ya que a partir de esta se orienta en la toma de decisiones para la organización, lo cual beneficia las necesidades identificadas inicialmente. Para esto fue necesario construir las conclusiones y recomendaciones que surgen a consecuencia de los análisis y resultados a lo largo del desarrollo de la investigación.
5. **Difusión y comunicación:** finalmente se construye un informe donde se estructura toda la información obtenida en cada una de las actividades realizadas durante la investigación, además, se preparó una presentación con el fin de socializar a los implicados en el tema los resultados obtenidos.

2.5. Resultados

2.5.1. Alternativas de solución

Se exploraron diferentes alternativas de solución con proveedores de tecnología, bases de datos especializadas, artículos y patentes, con el objetivo de recolectar información confiable que permitiera identificar las alternativas de solución más pertinentes, conllevando a un listado de 17 dispositivos (ver anexo A “Listado completo de las alternativas”).

De los 17 dispositivos preseleccionados se llegó a un total de 6 alternativas, ver tabla 2.1, donde se tuvo en cuenta que los dispositivos se adaptaran a las condiciones técnicas de las estructuras de CEO, y además se clasificaron en tres grupos de la siguiente manera:

- **Amortiguadores:** dispositivos con la capacidad de corregir la vibración presentada en las líneas eléctricas.
- **Separadores o espaciadores:** diseñados para mantener una distancia de separación entre líneas.
- **Aislantes:** proveen aislamiento y protección a los conductores de la red eléctrica.

Tabla 2.1: Clasificación de las alternativas de solución.

Clasificación	Nombre	Descripción
AMORTIGUADORES	Amortiguador de vibraciones VORTX	Los amortiguadores VORTX responden a la vibración de línea inducida por el viento que se caracteriza por el movimiento de alta frecuencia y baja amplitud también conocido como vibración eólica. El amortiguador VORTX con pesos grandes y pequeños puede lograr una mayor disipación de potencia y rendimiento de respuesta de frecuencia.
	Amortiguador de vibración espiral	El amortiguador de vibración espiral reduce la vibración eólica (la vibración de alta frecuencia y baja amplitud) causada por el viento horizontal que pasa a través de la línea.
SEPARADORES	Separacable 1,4 y 3,5 m	El Separacable ATP impide la posibilidad de cortocircuito por acercamiento de cables desnudos, pues mantiene su distancia de separación, de acuerdo con la distancia de diseño, aún en los puntos más riesgosos del conductor. Cuenta con un sistema telescópico para calibrarlo a la distancia exacta requerida.
AISLADORES	Cintadriel	Cinta a base de silicón auto adherible que provee aislamiento y protección a conductores y equipos eléctricos en subestaciones eléctricas e industria.
	Fundadriel	La cubierta Fundadriel provee aislamiento y alta protección a conductores eléctricos hasta 34.5 kV tensión nominal. Protege de descargas eléctricas a la fauna silvestre cercana a las líneas de distribución, así como de contacto accidental. Puede ser colocado y removido aún con la línea energizada.

Fuente: Propia

Los dispositivos elegidos como alternativas fueron evaluados técnica y financieramente, ver tabla 2.2, para obtener un análisis de costo beneficio, el cual permitiera proponer la alternativa más pertinente para CEO.

Tabla 2.2: Criterios de evaluación técnica y financiera.

Criterios técnicos	Criterios financieros
Nivel de tensión	Costo de adquisición
Material	Costo de instalación
Dimensiones	Costo de mantenimiento
Calibre	Ahorro asociado a atención de fallas
Vida útil	Disponibilidad de energía
Mantenimiento	
Modo de instalación	

Fuente: Propia

2.5.2. Análisis técnico

Con el objetivo de conocer las 6 alternativas seleccionadas, se llevó a cabo un análisis en el que se visualiza de forma comparativa, las características técnicas definidas por el fabricante para cada uno de los dispositivos, ver tabla 2.3.

Tabla 2.3: Características técnicas de los dispositivos.

CARACTERISTICAS	ALTERNATIVAS				
	Amortiguador de vibraciones VORTX	Amortiguador de vibración espiral	Separacable autodeslizante	Fundadriel (m)	Cintadriel (m)
Tensión (kV)	13.2 - 34.5	13.2 - 34.5	13.2 - 34.5 - 44	13.2 - 34.5	13.2 - 23 - 34.5
Material	Grapa y zapata: Aleación de aluminio. Masas: Fundición de hierro galvanizado. Mensajero: Acero galvanizado. Tornillería: Acero galvanizado	Plástico térmico sólido, no corrosivo.	Polimérico	Silicón	Silicón auto adherible
Dimensiones (cm)	31.8 - 35.6 - 37.0 - 38.1 - 45.7 - 46.2 - 63.5 - 64.8 - 71.1	46 - 49 - 51 - 53 - 65	65 hasta 105 o (según requerimientos del cliente)	100 en adelante	Rollo de 110 Ancho 5
Calibre (mm)	12.30 hasta 15.50	6.35 hasta 8.29 8.30 hasta 11.72	8.25 - 9.27	13 - 25	N.A
Vida útil (años)	20	20	20	15	15
Mantenimiento (inspección) (cantidad/año)	1	1	1	1	1
Modo de instalación	- Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	- Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	- Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	- Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor	- Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor

Fuente: Propia

2.5.3. Matriz de evaluación técnica

Con el fin de evaluar los dispositivos seleccionados se realizó una matriz de evaluación técnica, con base en criterios de desempeño propuestos por el autor. De esta manera se presenta la efectividad, vida útil, facilidad de instalación y facilidad para realizar la inspección. Se asignó un peso porcentual a cada criterio teniendo en cuenta su importancia y las recomendaciones de un experto al interior de un operador de red, además se calificó de 1 a 10 cada dispositivo dependiendo de sus características, donde 1 correspondió a la calificación más baja y 10 a la más alta, ver tabla 2.4.

Tabla 2.4: Matriz de evaluación técnica de alternativas.

CATEGORIAS	ALTERNATIVAS	CRITERIOS				Total
		0,35	0,30	0,20	0,15	
		Efectividad	Vida útil	Facilidad de instalación	Facilidad para realizar la inspección	
Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	6	10	8 - Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	9	8,1
	Amortiguador de vibración espiral	5	10	7 - Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	9	7,5
Separadores	Separacable autodeslizante	9,5	10	8 - Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	5	8,7
Aisladores	Fundadriel	8,5	7,5	3 - Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor	5	6,6
	Cintadriel	8	7,5	2 - Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor	5	6,2

Fuente: Propia

Según los resultados de la matriz de evaluación técnica, se evidencia que el separacable autodeslizante es la alternativa con mayor favorabilidad para CEO, pues su ponderado 8,7 corresponde al más alto comparado con las demás alternativas, destacado principalmente por la efectividad, vida útil y facilidad de instalación. En segundo lugar, se ubica el amortiguador de vibraciones VORTX con un ponderado de 8,1 destacado por la vida útil y la facilidad para realizar la inspección. El tercer lugar lo ocupa el amortiguador de vibración espiral con un ponderado total de 7,5 destacado por su vida útil y la facilidad para realizar la inspección.

■ Matriz de evaluación técnica basado en encuestas

Con el objetivo de corroborar los resultados obtenidos en la matriz de evaluación técnica con respecto a los dispositivos seleccionados, se aplicó una encuesta al interior de CEO (ver anexo B, “Formato de encuesta”). En esta, se recopilaron las opiniones de 20 profesionales enterados de la problemática en cuestión, a quienes se les solicitó calificar de 1 a 10 (donde 1 hace referencia a la calificación más baja y 10 a la más alta), cada una de las alternativas postuladas de acuerdo con los criterios de: efectividad, vida útil, facilidad de instalación y facilidad para realizar la inspección. Así como responder de forma afirmativa o negativa si han tenido algún tipo de experiencia con los dispositivos mencionados, ver tabla 2.5.

Para efectos de facilidad en cuanto a la recopilación de la información, los dispositivos seleccionados fueron nombrados de la siguiente manera:

- **A:** amortiguador de vibraciones VORTX.
- **B:** amortiguador de vibración espiral.
- **C:** separacable autodeslizante.
- **D:** fundadriel.
- **E:** cintadriel.

Tabla 2.5: Resultados de la encuesta de evaluación de alternativas de solución.

Encuestado	Preguntas																				
	1	A	B	2.1			2.2					2.3					2.4				
				C	D	E	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E
1	SI	1	1	10	6	6	10	8	5	5	5	10	10	5	10	10	10	10	10	10	10
2	NO	7	7	10	8	8	10	10	10	10	10	8	8	10	5	5	8	8	10	7	7
3	SI	8	6	8	3	3	10	8	8	6	6	10	7	7	5	5	10	8	8	6	6
4	SI	10	5	8	10	8	10	5	8	10	8	10	10	8	8	8	10	10	8	5	5
5	SI	8	7	9	6	6	10	9	9	6	6	9	7	10	4	4	10	10	10	3	2
6	SI	5	5	9	7	7	10	10	10	8	8	10	6	9	1	1	9	6	8	5	5
7	SI	6	9	8	9	7	6	7	7	8	5	9	8	5	5	5	8	8	8	9	9
8	SI	9	8	8	7	7	10	8	8	6	6	9	9	9	6	6	9	9	6	7	6
9	SI	10	1	10	5	10	10	10	10	7	7	10	4	10	10	6	6	10	10	10	10
10	NO	6	5	8	6	7	10	10	10	8	8	10	8	9	5	4	8	7	10	7	7
11	NO	5	4	9	6	7	10	10	10	7	7	9	8	10	6	5	9	9	7	7	7
12	NO	6	5	8	7	7	9	9	9	8	8	9	9	9	7	6	8	8	8	5	5
13	NO	8	5	9	6	6	9	9	9	7	7	8	7	9	5	4	6	6	7	5	5
14	NO	8	4	8	7	7	9	9	9	8	8	10	8	9	6	7	10	10	8	3	2
15	NO	7	6	8	6	6	10	10	10	8	8	8	7	8	6	5	9	8	6	6	6
16	NO	7	8	9	7	7	9	9	9	7	7	10	9	9	7	6	8	7	7	5	5
17	NO	6	7	8	7	7	9	9	9	7	7	8	7	9	4	5	8	7	9	9	9
18	NO	7	5	9	8	7	9	9	9	7	7	9	8	10	5	4	10	10	8	6	5
19	NO	5	6	8	7	6	10	10	10	7	7	9	7	10	6	5	9	9	6	7	6
20	NO	5	7	8	7	6	9	9	9	8	8	8	9	10	6	6	8	8	5	5	5
PROMEDIO		6,7	5,6	8,6	6,8	6,8	9,5	8,9	8,9	7,4	7,2	9,2	7,8	8,8	5,9	5,4	8,7	8,4	8,0	6,4	6,1

Fuente: Propia

Los resultados obtenidos a partir del análisis de las encuestas, permiten concluir que el 65 % de los profesionales encuestados, han tenido experiencia con alguno de los dispositivos propuestos.

Los valores promedio de las calificaciones obtenidas para cada dispositivo, fueron evaluadas en la matriz de evaluación técnica, ver tabla 2.6.

Tabla 2.6: Matriz de evaluación técnica basada en encuestas.

CATEGORIAS	ALTERNATIVAS	CRITERIOS				Total
		0,35	0,30	0,20	0,15	
		Efectividad	Vida útil	Facilidad de instalación	Facilidad para realizar la inspección	
Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	6,7	9,5	9,2 - Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	8,7	8,3
	Amortiguador de vibración espiral	5,6	8,9	7,8 - Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	8,4	7,5
Separadores	Separacable autodeslizante	8,6	8,9	8,8 - Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	8	8,6
Aisladores	Fundadriel	6,8	7,4	5,9 - Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor	6,4	6,7
	Cintadriel	6,8	7,2	5,4 - Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor	6,1	6,5

Fuente: Propia

La matriz de evaluación técnica basada en las encuestas, expone que la alternativa más pertinente para CEO es el separacable autodeslizante, según los criterios de relevancia usados para su evaluación, con un ponderado total de 8,6 destacado principalmente por la vida útil, facilidad de instalación y facilidad para realizar la inspección. En segundo lugar, se ubica el amortiguador de vibración VORTX con un ponderado de 8,3 destacado por la vida útil y facilidad de instalación. El tercer lugar lo ocupa el amortiguador de vibración espiral con un ponderado de 7,5 destacado por la vida útil y la facilidad para realizar la inspección. De esta manera, se reafirma la evaluación realizada anteriormente, ver tabla 4, donde se comprueba que la alternativa de solución más pertinente para CEO es el separacable autodeslizante.

2.5.4. Análisis financiero

Como punto de partida para el análisis financiero se clasificaron los vanos de acuerdo con su longitud, con el fin de asignar la cantidad de dispositivos requeridos por vano y considerarlo en los costos de adquisición e instalación de las alternativas identificadas, ver tabla 2.7. Es importante mencionar que en las estructuras de CEO normalmente transitan 3 conductores, correspondientes a cada una de las fases del circuito.

Tabla 2.7: Cantidad de alternativas según la caracterización del vano.

Tipo de Vano	Longitud aproximada	Categoría	Alternativa	Cantidad requerida por vano
Vano corto	50-200 m	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	6
			Amortiguador de vibración espiral	6
		Separadores	Separacable 1,4 m	2
			Separacable 3,5 m	2
		Aisladores	Fundadriel m	30
			Cintadriel m	45
Vano mediano	201 - 600 m	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	12
			Amortiguador de vibración espiral	12
		Separadores	Separacable 1,4 m	2
			Separacable 3,5 m	2
		Aisladores	Fundadriel m	60
			Cintadriel m	90
Vano largo	>600 m	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	18
			Amortiguador de vibración espiral	18
		Separadores	Separacable 1,4 m	2
			Separacable 3,5 m	2
		Aisladores	Fundadriel m	90
			Cintadriel m	135

Fuente: Propia

■ Inversión

Para calcular la inversión a realizar por parte de CEO para cada alternativa propuesta, se debe tener en cuenta la cantidad de dispositivos requeridos de acuerdo con el tipo de vano, al igual que los costos de instalación por mano de obra y desenergización en los casos que se requiera (aisladores), ver tabla 2.8. Para ampliar información ver anexo C (“Tabla de inversión completa”).

Tabla 2.8: Inversión por cada alternativa, según longitud del vano.

Tipo de vano	Categoría	Alternativa	Costo de inversión año 2019 (COP)
Vano corto	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	\$ 1.527.230
		Amortiguador de vibración espiral	\$ 571.026
	Separadores de línea	Separacable 1,4 m	\$ 937.256
		Separacable 3,5 m	\$ 1.484.656
	Aisladores	Fundadriel m	\$ 7.492.517
		Cintadriel m	\$ 4.989.655
Vano mediano	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	\$ 2.700.303
		Amortiguador de vibración espiral	\$ 787.897
	Separadores	Separacable 1,4 m	\$ 937.256
		Separacable 3,5 m	\$ 1.484.656
	Aisladores	Fundadriel m	\$ 13.645.632
		Cintadriel m	\$ 8.639.908
Vano largo	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	\$ 3.873.376
		Amortiguador de vibración espiral	\$ 1.004.767
	Separadores de línea	Separacable 1,4 m	\$ 937.256
		Separacable 3,5 m	\$ 1.484.656
	Aisladores	Fundadriel m	\$ 21.138.149
		Cintadriel m	\$ 13.629.563

Fuente: Propia

■ Ahorro en atención de daños

La atención de daños implica el desplazamiento de una brigada a campo para restablecer el servicio, la cual tarda aproximadamente media jornada en la atención, correspondiente a 4 horas (Tiempo Medio de Respuesta - TMR). Por lo tanto, el costo de atención de una falla equivale a \$ 354.156 COP costo para el año 2019, lo que significa que, por cada falla evitada CEO ahorraría \$ 354.156, ver tabla 2.9.

Tabla 2.9: Costo promedio anual de atención de fallas para 2019.

Año	Fallas
2017	55
2018	64
No. de fallas / año promedio	60
Costo total por fallas atendidas/año	\$21.249.360 COP

Fuente: Propia

■ Energía no servida

El tiempo de duración de una falla se traduce en un tiempo en el que el usuario está dejando de percibir el servicio y, por lo tanto, no consume energía, lo cual afecta los ingresos de CEO ya que el usuario está dejando de pagar \$295 COP por kWh, el cual considera el cargo de Distribución y Comercialización (Dn+Cv) de los componentes asociados al costo de prestación del servicio, tomado del mes de junio de 2019.

Finalmente, el valor por falla que CEO deja de percibir es en promedio de \$632.817 COP, calculado teniendo en cuenta el número de fallas por año, la duración promedio en horas, el costo del kWh (Dn+Cv) y el número de usuarios afectados, ver tabla 2.10.

Tabla 2.10: Costo de energía no servida por falla según costo de kWh de junio de 2019.

Año	Número de fallas	Duración de las fallas hrs.	Costo anual energía no servida por año (COP)	Costo energía no servida por falla/año (COP)
2018	64	97,76	\$ 45.984.139	\$ 718.502
2017	55	124,22	\$ 30.092.326	\$ 547.133
Costo promedio de energía no servida por falla/año				\$ 632.817

Fuente: Propia

Con lo anterior se puede afirmar que, por cada falla evitada, CEO obtiene un ingreso de \$632.817 COP para junio de 2019.

Capítulo 3

Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de AMI individual en zonas rurales del departamento del Cauca

3.1. Planteamiento del problema

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución son uno de los principales desafíos para CEO, pues solo en 2018 representaron un 19% del total de la energía comprada, lo que equivale a 177.776 MW, desencadenando consecuencias para la operación y el sostenimiento de la Compañía [21].

Las pérdidas de energía se clasifican en técnicas y no técnicas, las primeras se refieren a aquellas causadas por deficiencias físicas que se dan en los dispositivos eléctricos, entre los que se encuentra el efecto joule, pérdidas en el núcleo de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión; estas pérdidas se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía, además que tienden a incrementar por el mal estado de los dispositivos eléctricos. Por su parte, las pérdidas no técnicas son las más significativas, y hacen referencia al robo, fraude, energía no contabilizada y problemas de gestión comercial, originando disminución en los ingresos de la Compañía no solo por la energía que no se factura sino también por los daños que se provocan en los componentes de la infraestructura eléctrica, debido a las conexiones ilegales, afectando principalmente dispositivos como los transformadores de distribución, uno de los activos más importantes de la Compañía. Los medidores también se ven afectados por la manipulación de sus componentes realizada con el fin de impedir su normal funcionamiento, lo cual genera errores en el registro del consumo eléctrico [22].

Las pérdidas de energía para CEO se evidencian principalmente en zonas rurales, pues los circui-

tos que tienen mayor porcentaje de ubicación rural son los que registran mayor índice de pérdidas, ver tabla 3.1, tales como: circuito Corinto Rural (99 % rural), La Luz (97 % rural), Miranda Rural (99 % rural), Toribio (73 % rural) y El Plateado (63 % rural), donde en promedio en los últimos 5 años las pérdidas en estos circuitos son mayores al 70 %. Por esta razón, es importante la intervención en estas zonas con el objetivo de reducir las pérdidas, aumentar la legalización de usuarios al igual que el recaudo. En color verde se destacan los circuitos que dentro del top 23 presentan mayor cantidad de energía perdida y en color azul los circuitos con mayor porcentaje de energía perdida, de esta manera se observa que casos como el circuito Guachené, aunque no representa un porcentaje muy grande en pérdidas de energía (29,25 %) con respecto al resto, sí equivale a una cantidad considerable de energía perdida (4.786 MW).

Tabla 3.1: Top 23 de circuitos con más pérdidas de energía en CEO año 2019.

Circuito	Pérdidas promedio total anual (%)	Pérdidas promedio total anual (MWh)	Pérdidas promedio total (%) Rural	Pérdidas promedio total (MWh) Rural	Pérdidas promedio total (%) Urbano	Pérdidas promedio total (MWh) Urbano	Porcentaje de longitud del circuito Rural - Urbano	
							Rural	Urbano
SANTANDER DOS	41,78 %	4.019	29,47 %	2.835	12,31 %	1.184	70,53 %	29,47 %
SANTANDER CINCO	30,24 %	4.044	24,94 %	3.335	5,30 %	709	82,47 %	17,53 %
CALOTO	33,39 %	2.900	19,75 %	1.715	13,65 %	1.185	59,13 %	40,87 %
VILLA RICA	25,33 %	4.032	9,79 %	1.557	15,55 %	2.474	38,63 %	61,37 %
ORTIGAL	32,00 %	3.622	16,67 %	1.887	15,33 %	1.735	52,10 %	47,90 %
GUACHENE	30,77 %	5.167	22,38 %	3.758	8,39 %	1.409	72,73 %	27,27 %
GUACHICONO	59,27 %	3.202	49,52 %	2.676	9,75 %	527	83,55 %	16,45 %
CORINTO RURAL	81,51 %	11.604	80,56 %	11.468	0,96 %	136	98,83 %	1,17 %
SAN JOAQUIN	58,61 %	1.157	58,53 %	1.155	0,09 %	2	99,85 %	0,15 %
MIRANDA_RURAL	79,37 %	5.332	79,15 %	5.318	0,22 %	15	99,72 %	0,28 %
BOLIVAR_RURAL	61,04 %	2.199	59,95 %	2.160	1,09 %	39	98,22 %	1,78 %
SAN LORENZO	64,92 %	2.187	64,73 %	2.180	0,19 %	6	99,70 %	0,30 %
BALBOA	59,58 %	1.566	59,48 %	1.563	0,10 %	3	99,83 %	0,17 %
SAN ALFONSO	72,30 %	507	72,30 %	507	0,00 %	0	100 %	0 %
SUAREZ URBANO	44,45 %	4.142	8,03 %	748	36,42 %	3.394	18,06 %	81,94 %
LA LUZ	76,03 %	8.936	73,81 %	8.675	2,22 %	261	97,08 %	2,92 %
TORIBIO	61,76 %	4.871	44,94 %	3.545	16,82 %	1.327	72,77 %	27,23 %
SANTO DOMINGO	69,01 %	2.855	60,33 %	2.496	8,67 %	359	87,43 %	12,57 %
YACUANAS	63,56 %	574	63,56 %	574	0 %	0	100 %	0 %
LA HERRADURA	76,60 %	1.709	76,55 %	1.708	0,05 %	1	99,94 %	0,06 %
EL PLATEADO	67,20 %	6.539	42,26 %	4.113	24,94 %	2.427	62,89 %	37,11 %
LAS PERLAS	68,97 %	198	68,97 %	198	0 %	0	100 %	0 %
LA MESA	54,47 %	3.000	54,47 %	3.000	0 %	0	100 %	0 %

Fuente: Propia

La Infraestructura de Medición Avanzada se ha implementado en CEO como una medida para reducir pérdidas no técnicas de energía, así como para facilitar la gestión comercial con cada uno de los usuarios. Esta tecnología se ha instalado con medidores individuales y unidades de medida concentradas en cajas, en las que se ubican hasta 12 unidades de medida por caja.

A inicios del mes de diciembre de 2019 se habían instalado en el Cauca 14.936 medidores AMI

Concentrada y 8.248 medidores AMI Individual. Sin embargo, en zonas rurales se ha optado por implementar medición AMI Individual, considerando la dispersión de los usuarios, que haría poco eficiente y rentable el uso de AMI Concentrada. Por esta razón, a través del presente estudio se pretende validar, si la implementación de medición AMI Individual en zonas rurales del departamento del Cauca logra disminuir las pérdidas no técnicas y mejora el proceso comercial en estos usuarios.

Es de mencionar que la tecnología AMI debe estar incluida por todos los operadores de red en Colombia según la resolución 40072 de 2018, donde se solicita que para el 2030 el 75% de los usuarios deben contar con dicha tecnología, y de estos el 5% debe cubrir las zonas rurales [9] [10]. CEO para el mes de diciembre de 2019 contaba con 23.797 usuarios con medidor inteligente, de los cuales 18.453 (77,5%), se encuentran instalados en la ciudad de Popayán, los demás, están distribuidos en municipios como El Tambo, Timbío, Morales, Toribio, Santander de Quilichao, Suarez, Puerto Tejada, La Sierra, Argelia, Buenos Aires, Piendamó y Rosas. A la fecha CEO se encuentra en un avance del 24% de instalación de medición AMI en zonas rurales y 7% en zonas Urbanas, esto en cuanto al cumplimiento de la resolución 40072 con respecto al despliegue de la tecnología.

3.2. Contexto

3.2.1. Mercado del Cauca

CEO en el marco de sus estrategias ha optado por dividir el mercado del Cauca en: Mercado Gestionable (MG) y Mercado en Desarrollo (MD), este último cuenta con zonas especiales en las que se presentan las principales problemáticas para la compañía: cultivos ilícitos, minería ilegal, delincuencia común, pandillas, grupos al margen de la ley, pérdidas de energía, clientes en mora, bloqueos de vías, atentados a la infraestructura eléctrica, paros armados, hurtos y retención a funcionarios.

Las zonas especiales del MD se dividen en tres: Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), Zonas de Difícil Gestión (ZDG) y Barrios Subnormales (BSN). Las ARMD se identifican por ser aquellas que cuentan con indicadores de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) superiores a 54,4% según el DANE, sus usuarios pertenecen a zonas rurales y su ingreso económico por familia es muy bajo. Las ZDG son aquellas áreas en las que más del 50% de los usuarios son de estrato 1 y 2 y pertenecen a zonas con cartera vencida mayor a 90 días o niveles de pérdidas superiores al 40%, estos usuarios pueden encontrarse en zonas rurales o urbanas. Los BSN son zonas especiales ubicadas en cabeceras municipales que no cuentan con servicio de energía aprobado por el operador de red y normalmente presentan altas pérdidas debido a la cantidad de conexiones ilegales.

En total, son 38 circuitos pertenecientes al MD, en los cuales se presentan las problemáticas listadas anteriormente. De estos, CEO ha priorizado 13 para el desarrollo y gestión de estrategias que permitan reducir al máximo los efectos generados en los diferentes circuitos, ver tabla 3.2. En promedio, el nivel de pérdidas de energía en estos es del 56,2%, donde existen circuitos muy críticos con pérdidas del 80 % (Miranda Rural) y 76 % (Corinto Rural).

Tabla 3.2: Circuitos del MD con más pérdidas de energía año 2019.

No.	Municipio	Circuito	Total clientes
1	Corinto	Corinto Rural	3.671
2	Toribío	La luz	4.457
3	Argelia	El Plateado	5.381
4	Miranda	Miranda Rural	2.481
5	Toribío	Santo Domingo	1.230
6	Bolívar	Guachicono	4.582
7	Patía	La mesa	2.564
8	Caloto	Caloto	4,850
9	La Vega	La vega	4.291
10	Buenos Aires	El Amparo	1.910
11	Almaguer	La herradura	2.153
12	Jambaló	Jambaló	4.872
13	Toribío	Toribio	4.087
Total			46.529

Fuente: Suministrado por el área de pérdidas CEO.

CEO genera permanentemente estrategias que permiten trabajar conjuntamente con las comunidades de estas zonas, con el fin de normalizar las operaciones y poder ejecutar las diferentes actividades planeadas. Para esto se ha optado por adelantar estrategias como: socialización de acuerdos y negociaciones que permitan la legalización de usuarios, inversión social a través de energía solar a colegios y parques en zonas vulnerables, y difusión en medios de comunicación, con el objetivo de llevar un mensaje a la comunidad donde se enfatiza en la importancia de tener un sistema eléctrico sostenible y de calidad, además de lo crucial que es permitir a los operarios realizar actividades en la infraestructura eléctrica.

3.2.2. Antecedentes AMI en CEO

En 2011, CEO inició con la exploración de tecnologías para la instalación de AMI como solución a una problemática en los municipios de Popayán y Santander de Quilichao. En estos municipios las

pérdidas de energía que se presentaban eran considerables y no se podía ejercer un control. La manipulación de los medidores instalados se presentaba con frecuencia, y la comunidad impedía las operaciones de las brigadas dificultando el control de pérdidas [23].

En julio de 2011, se presentó la iniciativa de implementación de AMI ante los miembros de la junta directiva de CEO, y se evaluaron experiencias nacionales, que permitieron conocer que los proyectos ejecutados hasta el momento se implementaban con el objetivo de dar solución a problemas de pérdidas de energía en asentamientos subnormales o barrios de difícil gestión. Es así como se propuso desarrollar experiencias piloto de tecnologías AMI de las marcas: VEGA Proyectos, Aclara, Itrón, Elster, Landys Gyr, CAM, Tecno5, Conlog, Nansen y Elo [23].

El primer caso base se realizó con 1 usuario en un periodo de evaluación de 5 años, donde el análisis de resultados arrojó dos conclusiones importantes:

- Solo son rentables aquellos proyectos donde los niveles de recuperación de pérdidas significaran aumento de los consumos por clientes superior a los 20 kWh/mes.
- No es suficiente la reducción de costos operativos para hacer que los proyectos sean rentables en 5 años, se requiere que se incremente el cobro y/o reduzcan las pérdidas.

Con base en el primer resultado se tomó la decisión en CEO de realizar pruebas piloto con 5 tecnologías en transformadores de distribución, ubicados en sectores con altas pérdidas y complejidad de gestión. Se evaluaron parámetros como reducción de pérdidas de energía, funcionalidades del sistema AMI, integración con el sistema comercial y estabilidad de operación de las tecnologías. Después de evaluar el funcionamiento y resultados durante la operación de las tecnologías, se definió que la tecnología con mejor desempeño en la fase de evaluación fue TWACS del fabricante ACLARA, la cual utiliza la misma red eléctrica como medio de comunicación y los costos de ampliación de cobertura más bajos. A partir de 2012, se incorporó en los presupuestos de gestión de pérdidas la implementación de AMI [23].

3.2.3. AMI urbano en CEO

La tecnología AMI concentrada es la que representa el mayor número de medidores instalados en zonas urbanas del departamento del Cauca, esta medida contaba con 14.766 unidades de medida a principios del mes de diciembre de 2019, ubicados en Santander de Quilichao, Puerto Tejada y más del 90 % en Popayán.

Los principales impactos que se han obtenido al implementar la medición AMI en zonas urbanas, es la normalización de los barrios subnormales, pues en estos lugares existen problemáticas relacionadas a condiciones socioeconómicas precarias de sus habitantes, delincuencia común y tráfico de drogas. Debido a esto se hace más fácil vulnerar la red para realizar conexiones ilegales,

donde se obtiene el servicio de energía y no se paga por su consumo. La medición AMI ha permitido el aumento del recaudo en estas zonas donde normalmente era cero, de manera adicional, se ha logrado mejorar la gestión comercial para cada usuario, considerando que en ocasiones ni siquiera se permitía el ingreso de las brigadas para realizar las diferentes operaciones en la infraestructura eléctrica.

3.2.4. AMI rural en CEO

Por medio de la Ley 1753 de 2015 fue aprobado el Plan Todos Somos Pazcífico, un proyecto impulsado por el gobierno nacional que tiene como objetivo la instalación de medición inteligente en las zonas rurales y alejadas de todo el país. El proyecto fue aprobado con recursos para normalizar con medida inteligente a todos estos usuarios con la idea de controlar las pérdidas de energía al igual que disminuir la evasión de pago en estos usuarios.

Por su parte, CEO acogiendo el PTSP, ha logrado el despliegue de la tecnología AMI a diferentes zonas rurales del departamento del Cauca, donde a inicios del mes de diciembre de 2019 se habían instalado 3.468 medidores AMI individual, en municipios como: El Tambo, Buenos Aires, Rosas, Morales, Suárez, Timbío, Argelia, La Sierra, Santander de Quilichao, Piendamó y Popayán. El objetivo era obtener resultados en disminución de pérdidas no técnicas y mayor efectividad en las actividades de suspensión y reconexión del servicio eléctrico a usuarios morosos, así como la mejora en la obtención de lecturas de consumo, y de esta manera disminuir la cantidad de facturas por estimación.

Una de las dificultades que presenta la tecnología AMI principalmente en zonas rurales, hace referencia a las características de la red que en su mayoría se compone de conductores desnudos (red abierta), y a pesar que CEO cuenta a la fecha con 1.838 km de red segura en zonas rurales, estas no son suficientes para contrarrestar las conexiones ilegales, dificultando el control de un adecuado plan de pérdidas.

El plan de expansión que tuvo CEO para 2019 era llegar a los 25.000 clientes con tecnología AMI, donde uno de los objetivos era ampliar la cantidad de usuarios rurales conectados con medidor inteligente, con el fin de mejorar la gestión comercial al igual que impactar en la disminución de pérdidas de energía.

3.2.5. Comparativo rural y urbano

Las características del mercado se pueden dividir por ubicación rural o urbana de acuerdo al mercado que tiene CEO en los 38 municipios del Cauca y la tabla 3.3 contempla las características en las dos zonas.

Tabla 3.3: Comparativo de características zona rural y urbana.

		Urbano	Rural
Usuarios		179.644	214.856
Red segura <1kV (km)		345	1.838
Red abierta <1kV (km)		582	11.778
Cantidad transformadores		3.749	17.675
Promedio usuarios por trafo		48	12
Total fallas por año	2017	16.642	41.617
	2018	17.130	45.028
	ago-19	10.673	27.503
Irregularidad más común		Servicio directo sin facturación	
Costo unitario de lectura (2019)		\$ 205	\$ 580
Costo unitario de reparto (2019)		\$ 205	\$ 580
Usuarios AMI Concentrada		14.766	170
Usuarios AMI Individual		4.780	3.468
Usuarios Prepago		0	613
Usuarios Medición Convencional		160.098	210.605

Fuente: Propia

El comparativo del mercado de CEO permite visualizar, entre otras cosas, que el 54% de los usuarios pertenecen a zonas rurales, y el 83% de los transformadores instalados en el Cauca también se encuentran ubicados en esta zona. Además, la cantidad de usuarios promedio por transformador es de 48 en zonas urbanas y 12 en zonas rurales, esto debido a la dispersión que presentan los usuarios rurales. CEO cuenta con 14.596 km de red menor a 1kV, donde el 15% pertenece a red segura, ubicada un 13% en zonas rurales y un 2% de esta red en zonas urbanas. Por otra parte, la población AMI distribuida en zonas rurales suma un total de 4.251 productos correspondientes al 18% del total de usuarios con esta tecnología, mientras que en zonas urbanas el número de productos instalados suma un total de 19.546 correspondientes al restante 82%.

3.2.6. Tipos de fraude

El hurto de energía es uno de los principales problemas para CEO. En los últimos años se han identificado diferentes tipos de fraudes que generan pérdidas no técnicas, los cuales son ocasionados tanto en la medida, como en la red. De esta manera, se clasifica el top 8 de los fraudes más comunes encontrados por CEO en su infraestructura, ver tabla 3.4. Donde se aprecia que desde 2010, el tipo de fraude que más se presenta es el servicio directo sin facturación, donde las personas se conectan directamente a la red, sin tener un medidor de energía y tampoco la

debida autorización del operador de red para contar con este servicio. Lo más complejo de esta situación es que las personas que realizan estas actividades ilegales, ponen en riesgo su vida y además ocasionan afectaciones a los dispositivos eléctricos [24].

Solo en 2018, CEO encontró en su infraestructura 17.528 casos de servicios directos sin facturación, lo cual contribuye al deterioro de la infraestructura eléctrica además de impactar sus estados financieros.

Tabla 3.4: Historico y top 8 de irregularidades halladas en la infraestructura elctrica de CEO

Irregularidad/Anomalía	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	Participación
Servicio directo sin facturación	5.177	15.626	12.060	11.833	8.041	4.606	5.387	11.551	17.528	7.833	99.642	61,6 %
Medidor dañado (partido, bornera quemada, etc.)	4	231	1.107	1.573	2.785	2.918	1.808	1.319	3.916	3.987	19.648	12,2 %
Medidor presenta error en la medida	3	69	596	1.472	4.420	2.450	2.693	1.308	237	254	13.502	8,4 %
Acometida fraudulenta	8	432	1.581	4.144	3.376	1.793	472	159	478	428	12.871	8,0 %
Servicio directo con medidor (medidor no registra)	1	155	592	1.124	1.018	1.779	721	274	519	638	6.821	4,2 %
Equipo de medida retirado por particulares	9	37	217	322	702	1.029	573	210	310	322	3.731	2,3 %
Conexiones eléctricas alteradas o intervenidas		99	210	519	1.941	87	71	19	45	23	3.014	1,9 %
Medidor con disco frenado		169	483	457	431	356	173	100	154	112	2.435	1,5 %
Total	5.202	16.818	16.846	21.444	22.714	15.018	11.898	14.940	23.187	13.597	161.664	100 %

Fuente: Suministrado por el área de pérdidas CEO.

3.3. Metodología implementada en el proyecto AMI Individual Rural

Para el desarrollo del proyecto AMI Individual Rural, se llevó a cabo una metodología desarrollando una serie de fases definidas para cada proceso, como se expresa en la figura 3.1.

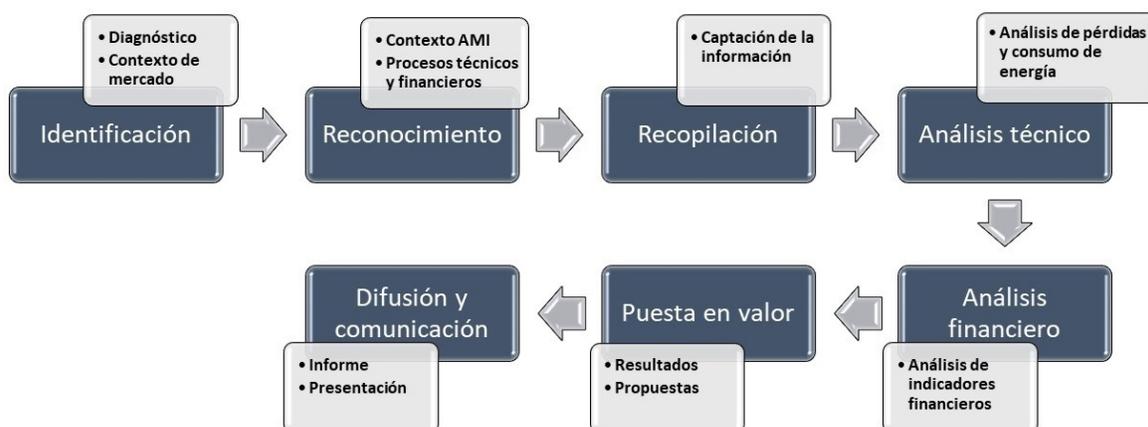


Figura 3.1: Metodología empleada en el proyecto AMI Individual Rural

Fuente: Adaptado de <https://www.ovtt.org/vigilancia-tecnologica-metodos>

1. **Identificación:** se realizó una fase de identificación del problema, donde se aplicaron entrevistas y conversatorios con profesionales de CEO quienes conocían la problemática. Esto dio como resultado la construcción de un diagnóstico, el cual fue englobado en el planteamiento del problema y el contexto de mercado del departamento del Cauca.
2. **Reconocimiento:** en esta fase fue necesario investigar todo lo referente a la tecnología AMI, realizando la búsqueda de información relevante y teniendo en cuenta los aportes de los profesionales encargados del tema en CEO. También fue fundamental conocer el proceso técnico (instalación de la medida, pérdidas de energía, macromedición, balances, infraestructura AMI) y comercial (lecturas de consumo, facturación, recaudo, cartera, PQR) que enmarca la tecnología AMI en CEO.
3. **Recopilación:** se partió de una información base, referente al tema de pérdidas de energía y mercado de energía en el Cauca. Sin embargo, a lo largo del desarrollo del proyecto, fue necesaria la solicitud de nuevos datos e información con respecto al proceso de la tecnología AMI que se iban requiriendo en cada una de las fases. Tal información fue entregada vía correo electrónico y posteriormente fue almacenada y analizada con el fin de llegar a los objetivos planteados.

El problema identificado, el reconocimiento del mismo y, en particular, las características de los datos recopilados para este estudio condujeron a plantear, que tanto el análisis técnico como el financiero se desarrolle en un marco comparativo de contrastar el comportamiento de indicadores técnicos y financieros, antes y después de instalar determinada tecnología. En algunos casos, los datos recopilados permiten hacer una comparación de 6 meses antes y 6 meses después de instalada la tecnología (AMI Individual Rural). En otros casos se cuenta con 12 meses antes y 12 meses después del despliegue de la tecnología (AMI Concentrada y Medición Convencional).

4. **Análisis técnico:** a partir del conglomerado de información obtenido, para esta fase fue realizado un análisis de pérdidas de energía por macromedición y otro basado en consumo de energía, de la siguiente manera:

4.1. **Análisis de pérdidas por macromedición:** este procedimiento fue realizado para las tecnologías AMI Individual Rural y AMI Concentrada. Donde a partir de la información proporcionada por los macromedidores instalados en campo, se determinaron las pérdidas de energía asociadas a cada transformador. Adicionalmente se realizó el mismo procedimiento a nivel de circuito, donde se tuvo en cuenta aquellos en los cuales se ha desplegado la tecnología AMI. Este procedimiento está organizado en los siguientes pasos:

- a) Análisis de pérdidas en transformadores con macromedición AMI IR.
- b) Análisis de pérdidas en transformadores con macromedición AMI Concentrada.
- c) Análisis de pérdidas por circuito con tecnología AMI.

4.2. **Análisis de pérdidas por consumo de energía:** este procedimiento surge como un complemento al análisis de pérdidas por macromedición y fue realizado para las tecnologías AMI Individual Rural, AMI Concentrada y Medición convencional con el objetivo de contar con marcos de referencia que permitieran comparar los resultados obtenidos. El método consistió en analizar el consumo de energía en la población estudiada antes y después de producirse el cambio de medidor asociado a cada tecnología, y de esta manera analizar el comportamiento a nivel de consumo. Adicionalmente para cada tecnología se profundizó en los municipios a los cuales pertenecía la población en estudio, y se analizó el comportamiento a nivel de consumo por municipio. Este procedimiento se organiza en los siguientes pasos:

- a) Análisis de consumo de energía AMI IR.
- b) Análisis de consumo de energía por municipio AMI IR.
- c) Análisis de consumo de energía medidores convencionales.
- d) Análisis de consumo de energía por municipio medición convencional.
- e) Análisis de consumo de energía AMI Concentrada.
- f) Análisis de consumo de energía por municipio AMI Concentrada.
- g) Resumen análisis de consumo.

5. **Análisis financiero:** para este procedimiento fue necesario hacer uso de los indicadores de facturación, recaudo, cartera vencida mayor a 90 días, periodos vencidos y consumo de energía. A partir de estos indicadores se evaluó el comportamiento de la tecnología AMI Individual Rural, AMI Concentrada y Medición Convencional en el componente económico. De esta manera, se tuvo en cuenta el comportamiento de dichos indicadores antes y después de producirse el cambio de medidor asociado a cada tecnología. Adicionalmente para la tecnología AMI Individual Rural se profundizó en cada categoría a la cual pertenece la población estudiada y de esta manera se evaluó la población residencial y comercial.

El procedimiento en general se desarrolla efectuando un análisis financiero consistente en indicadores de facturación, recaudo, cartera vencida mayor a 90 días, periodos vencidos y consumo de energía, que conllevó los siguientes pasos:

- a) Análisis financiero AMI IR.
- b) Análisis financiero AMI IR por categoría (residencial y comercial).
- c) Análisis financiero AMI Concentrada.
- d) Análisis financiero Medición Convencional.
- e) Comparativo Análisis financiero.
- f) Análisis de pérdidas a partir del indicador de PV.

6. **Puesta en valor:** es esta fase donde cobra valor la información obtenida anteriormente, pues a partir de esta se orienta en la toma de decisiones para la organización, lo cual beneficia

las necesidades identificadas inicialmente. Para esto es necesario construir las conclusiones y recomendaciones que surgen con consecuencia de los análisis y resultados a lo largo del desarrollo del estudio.

7. **Difusión y comunicación:** finalmente se construye un informe donde se estructura toda la información obtenida en cada una de las actividades realizadas durante el estudio, además se prepara una presentación con el fin de socializar a los implicados en el tema los resultados obtenidos.

3.4. Análisis técnico

El análisis técnico del desempeño de la tecnología AMI Individual Rural, parte de la necesidad de fijar dos puntos de referencia. En el presente estudio se destacan, la tecnología AMI Concentrada (debido a su despliegue que abarca un mayor porcentaje de usuarios con esta tecnología), y la medición convencional. Teniendo en cuenta aquellos productos con características de instalación similares a la tecnología AMI Individual Rural.

Con el fin de validar el impacto que ha tenido la implementación de la tecnología AMI Individual en zonas rurales del departamento del Cauca, se propone e implementa un método para evaluar los resultados de dicha tecnología en cuanto a los indicadores de pérdidas basado en macromedición y consumo de energía.

3.4.1. Marcos de referencia para AMI Individual

A fin de comparar las características técnicas de la tecnología AMI Individual y su impacto, es necesario fijar un marco de referencia donde se plantea una comparación de los aspectos técnicos de dicha tecnología frente a la medición convencional y la tecnología AMI Concentrada. De esta manera se toman las principales características de estos dos marcos de referencia, y se comparan de tal manera que se tiene una confrontación de ventajas de una tecnología frente a la otra, ver tabla 3.5.

Tabla 3.5: Características de la tecnología AMI Individual AMI Concentrada y Medición convencional.

	AMI Individual	AMI Concentrada	Medición Convencional
Vida útil	15 - 20 (años)	15 - 20 (años)	15 - 20 (años)
Mantenimiento	Cada 10 años	Cada 10 años	Cada 10 años
Ubicación	Pared, Poste, Gabinete	Poste, Gabinete	Pared, Poste, Gabinete
Equipos para comunicación	si	si	no
Display integrado	si	no	si
Lectura remota	si	si	no
Suspensión remota	si	si	no
Reconexión remota	si	si	no
Alarmas	si	si	no

Fuente: Propia

A partir de la información expuesta se identifican algunas ventajas que presenta la tecnología AMI Individual frente a los marcos de referencia propuestos. Las lecturas en tiempo real, alarmas, display integrado y el beneficio de suspensión y reconexión de manera remota sobresalen en las características, pues estas marcan una gran diferencia entre una tecnología y la otra, debido a los beneficios económicos y comerciales que esto implica.

3.4.2. Análisis de pérdidas tecnología AMI Individual Rural (AMI IR)

Con el fin de realizar la evaluación de pérdidas no técnicas en los transformadores donde se ha instalado medidores AMI IR, se tomó la población de usuarios, a principios de diciembre de 2019, que cuentan con este tipo de tecnología y se identificó el número de transformadores pertenecientes a dicha población y sus respectivos macromedidores, ver tabla 3.6.

Tabla 3.6: Productos AMI IR de CEO a diciembre 2019.

Productos AMI IR	Transformadores	Macromedidores	Macromedidores en campo
3.468	851	59	48

Fuente: Propia

Los productos AMI IR suman un total de 3.468 los cuales se encuentran asociados a 851 transformadores, que a su vez cuentan con 59 macromedidores registrados en el sistema comercial de CEO, sin embargo, son 48 los que se encuentran instalados en campo a su correspondiente transformador. Es de aclarar que los macromedidores son dispositivos de medición esenciales para realizar un adecuado plan de pérdidas, pues son estos los encargados de contabilizar la energía entregada por los transformadores de distribución.

La dificultad para realizar un correcto análisis de pérdidas en los transformadores, radica en que solo el 5,6 % de la población de transformadores en estudio cuentan con un macromedidor, por lo tanto, solo para 48 transformadores se puede realizar el análisis del comportamiento de pérdidas a partir del ingreso de la tecnología AMI IR. Es importante mencionar las razones por las cuales los 11 macromedidores, aunque aparecen activos en el software comercial de CEO a la fecha no han sido instalados, por ello, no se encuentran incluidos en el informe de macromedidores realizado por el área de pérdidas de CEO, ver tabla 3.7.

Tabla 3.7: Macromedidores no instalados en campo a diciembre de 2019.

Trafo	Macromedidor	Municipio	Observación (tomada del sistema SGO de CEO)
T2528	898330413	El Tambo	No fue posible instalar el macromedidor debido a lluvias en el sector.
T3700	898303365	Morales	No fue posible instalar el macromedidor debido a que se encontró una fuga de aceite en el transformador y punto caliente en bornera.
T8553	898286427	El Tambo	Producto instalado, pero no cuenta con amarre de hijos por lo tanto no es posible realizar balance de pérdidas.
T11955	898330391	El Tambo	No fue posible instalar el macromedidor debido a lluvias en el sector.
T8439	898284924	Timbío	No fue posible instalar el macromedidor debido a que el transformador se encontró sin una cañuela y puenteado con alambre.
T29443	898261469	Morales	Orden cerrada sin gestión en campo.
T29138	898329532	Buenos Aires	Orden cerrada sin gestión en campo.
T18359	898261463	Morales	Orden cerrada sin gestión en campo.
T29140	898329528	Buenos Aires	Orden cerrada sin gestión en campo.
T29440	898261463	Morales	Orden cerrada sin gestión en campo.
T29139	898329536	Buenos Aires	Orden cerrada sin gestión en campo.

Fuente: Propia

■ Análisis de pérdidas en transformadores con macromedición AMI IR

Los 48 transformadores identificados con macromedición tienen asociados tanto productos AMI IR como medidores convencionales, lo cual dificulta la evaluación del impacto que ha tenido la instalación de medición AMI IR en cuanto a pérdidas. Aún más, a diciembre de 2019 CEO solo cuenta con un transformador donde todos sus medidores asociados son AMI IR. Por esta razón, se debió tomar los transformadores que cuentan con más del 40 % de medidores AMI IR asociados y de esta manera tratar de identificar la evolución de pérdidas de cada transformador a partir del ingreso de dicha tecnología.

Del total de transformadores con macromedición, 12 cumplen con la condición de tener incorporados más del 40 % de productos AMI IR, para los cuales se realizó el análisis con información obtenida del informe de macromedidores realizada por el área de pérdidas de CEO, ver tabla 3.8.

Tabla 3.8: Pérdidas en transformadores con más del 40 % de medidores AMI IR a diciembre 2019.

Trafo	Municipio	Usuarios AMI IR en trafo (%)	% Pérdidas												kWh 2019-11
			2019-01	2019-02	2019-03	2019-04	2019-05	2019-06	2019-07	2019-08	2019-09	2019-10	2019-11		
T9320	El Tambo	94%	45	-191.522	52	46	41	31	-5.471	23	37	54	45	1.386	
T8542	El Tambo	87%	8	7	5	3	3	4	6	-2	-43	-84	-53	-1.005	
T8555	El Tambo	86%	9	5	24	22	15	9	13	6	-66	-52	-55	-334	
T13796	El Tambo	87%	9	8	12	8	9	10	17	-7		-118	-47	-468	
T9882	El Tambo	92%	2	2	21	13	9	0	-15	-4	21	12	1	14	
T9321	El Tambo	100%	25	22	30	31	36	29	43	-115	7	26	-3	-46	
T14259	El Tambo	42%	50	48	45	55	53	47	55	53	52	12	21	205	
T8540	El Tambo	84%	37	30	38	36	36	34	23	15	-119.009	-79	-166	-444	
T9884	El Tambo	89%	55	29	52	52	55	50	48	61	32	11	-799	-726	
T8552	El Tambo	93%	37	35	39	47	36	44	46	-234		-454	-431	-1.588	
T9309	El Tambo	81%	39	46	42	38	47	46	3.843	-12	-14	-5	-59	-391	
T11535	El Tambo	53%	39	34	34	39	40	40	52	-720	28	32	1	6	

Fuente: Propia

Los datos expuestos permiten observar para cada transformador el municipio en el cual se encuentra instalado, el porcentaje de medidores AMI IR asociados al transformador y el porcentaje de pérdidas mes a mes a partir del periodo de enero 2019. Adicionalmente se encuentra la cantidad de energía pérdida para el periodo de noviembre 2019, el cual fue el último periodo de evaluación para el presente estudio. La región resaltada en color rosado, indica el periodo en el cual ingresaron los medidores con tecnología AMI IR a cada transformador, esto con el fin de identificar cual era el estado del indicador de pérdidas en cada caso antes de ingresar la tecnología AMI IR.

Los datos de pérdidas encontrados a partir de los balances en transformadores, presenta valores negativos y porcentajes de pérdidas por encima del 100 %, como es el caso del T9320 en el periodo 2019-07 o el T8552 en el periodo 2019-08, por lo tanto, se consideran como datos con rangos inconsistentes. Un factor que logró identificarse, el cual conlleva a dichos valores errados, tiene que ver con la estimación del consumo de los macromedidores. Esta actividad no es recomendable, pero debe realizarse a causa de algunas anomalías que se presentan en campo al realizar la toma de lecturas de consumo de estos dispositivos: medidor quemado, medidor en gabinete alto o predio cerrado no llave. Estas son las observaciones reportadas por los técnicos que no permiten la obtención de la lectura de estos dispositivos. Es importante aclarar que ninguno de los 12 macromedidores en estudio es AMI, razón por la cual la actividad de lectura de estos dispositivos debe realizarse en campo. Otro aspecto relevante al momento de realizar el análisis radica en que la instalación de los medidores AMI IR, en los transformadores estudiados, cuentan con registro de datos con una antigüedad de 2 a 5 meses. Lo que indica que son medidores instalados recientemente, de esta manera se hace necesario la evolución en un mayor lapso para medir con mayor confiabilidad los resultados de la tecnología.

A partir de los datos de pérdidas registrados para los transformadores en estudio, es importante considerar las siguientes observaciones presentadas para cada uno de los macromedidores.

- **T9320:** El macromedidor 898328222 presenta un consumo estimado desde el periodo 04-2018, debido a que en esa fecha fue reportado con la novedad de medidor quemado, de esta manera el consumo del dispositivo se ha registrado desde entonces por el método de estimación.
- **T8542:** El macromedidor 898286429 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, no cuenta con una actualización reciente de amarre de hijos, la última actualización se realizó el 27/05/2017. Adicionalmente se validaron las fotos de lectura del macromedidor en el sistema Simex, donde se logró identificar que la caja del dispositivo presenta un importante deterioro, por lo cual se podría inferir que las lecturas del macromedidor no son confiables.
- **T8555:** El macromedidor 898328216 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, se validan las lecturas en el sistema Simex donde se encuentra que estas coinciden con las reportadas. Por otra parte, el dispositivo no cuenta con una actualización reciente de amarre de hijos, la última actualización se realizó el 12/02/2018.
- **T13796:** El macromedidor 898234778 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, se observa que el consumo del macro disminuyó considerablemente en el periodo de 08/2019 aun cuando el número de hijos aumentó en ese mismo mes. El macromedidor no cuenta con una actualización reciente de amarre de hijos, el último se realizó el 22/07/2016.
- **T9882:** El macromedidor 898318961 permite evidenciar pérdidas controladas, sin embargo, el consumo registrado del dispositivo está siendo registrado por el método de estimación desde 12/2018, debido a que fue reportado con la novedad de predio cerrado no llave.
- **T9321:** El macromedidor 898328212 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, además el consumo del dispositivo está siendo registrado por el método de estimación desde 09/2019, debido a que fue reportado con la novedad de medidor quemado.
- **T14259:** El macromedidor 898328120 permite evidenciar actualmente pérdidas del 21 % en su respectivo transformador.
- **T8540:** El macromedidor 898328220 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, se validan las lecturas en el sistema Simex donde se encuentra que estas coinciden con las reportadas. Sin embargo, el consumo del macromedidor disminuyó considerablemente desde el periodo 10/2019 aun cuando el transformador conserva el mismo número de hijos asociados.
- **T9884:** El macromedidor 898318963 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, se validan las lecturas en el sistema Simex, pero se encuentra que no fueron tomadas las fotos correspondientes a la lectura del 10/2019, además fue reportado en ese periodo con la novedad de medidor en gabinete o alto.
- **T8552:** El macromedidor 898234754 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, se observa que el consumo del dispositivo disminuyó considerablemente en el periodo de 08/2019 aun cuando el transformador conserva los mismos hijos asociados.

- **T9309:** El macromedidor 898328104 permite evidenciar actualmente pérdidas negativas, se observa que el consumo del dispositivo disminuyó considerablemente en el periodo de 08/2019.
- **T11535:** El macromedidor 898328104 permite evidenciar actualmente pérdidas controladas del 1 % en su respectivo transformador.

Es evidente que el método de análisis de pérdidas en transformadores con macromedición, no puede ser aplicado, esto debido a las características de instalación de la tecnología que siguió CEO en cuanto a los pilotos de AMI IR, pues no fueron lo suficientemente rigurosos en garantizar que cada conjunto de medidores AMI IR, tuviese su correspondiente macromedidor con un número representativo de medidores con esta tecnología.

■ **Análisis de pérdidas en transformadores con macromedición AMI Concentrada**

Con el fin de complementar la comparación del marco de referencia de la tecnología AMI Concentrada, se tomó la base de 3.843 productos con el objetivo de analizar las pérdidas por transformador tal como se realizó con los pertenecientes a la tecnología AMI IR. El total de productos AMI Concentrada se encuentran distribuidos en 117 transformadores y cada uno de estos cuenta con macromedición, sin embargo, dichos transformadores tienen asociados medidores AMI Concentrada y medidores convencionales. Por lo que se eligen aquellos transformadores, que cuentan con la condición de tener más del 70 % de productos AMI asociados, con la idea de contar con una muestra que permita evaluar el impacto de la tecnología AMI Concentrada. A partir de la condición mencionada se obtuvo un total de 49 transformadores para los cuales se realizó un análisis de pérdidas con base en la información dispuesta en el informe de macromedidores subministrada por el área de pérdidas de CEO, ver tabla 3.9.

Para cada transformador se permite identificar el porcentaje de usuarios AMI Concentrada y el porcentaje de pérdidas mes a mes a partir del periodo de enero 2019. Si se observan las pérdidas correspondientes al último mes de evaluación (12-2019), es posible afirmar que el 88 % de los transformadores se encuentran en un rango de pérdidas controladas (10 % y -3 %), sin embargo, al analizar el histórico de las pérdidas en cada uno de los casos, se evidencia un comportamiento dinámico en el indicador, pues se presentan algunos casos donde el porcentaje de pérdidas supera el 100 %, al igual que se presentan valores negativos, por lo que se consideran como datos con rangos inconsistentes.

Tabla 3.9: Pérdidas en transformadores con más del 70 % de productos AMI Concentrada a diciembre 2019.

Trafo	% Usuarios AMI en trafo	% Pérdidas											
		2019-01	2019-02	2019-03	2019-04	2019-05	2019-06	2019-07	2019-08	2019-09	2019-10	2019-11	2019-12
T14403	100%	2	9	6	19	-5	7	3	8	2	3	8	7
T4328	86%	10	-1	27	59	60	15	16	21	24	18	58	39
T16960	95%	3	-31	17	-1	0	1	0	1	-2	-3	2	-3
T7042	90%	8	10	18	14	3	-2	15	734	9	-28	-12	4
T4606	100%	7	7	5	5	3	4	6	6	1	4	5	4
T4323	100%	3	1	-1	1	2	0	1	1	2	-2	3	-1
T17137	75%	-34	-7	8	-17	-1	3	3	8	4	4	3	1
T5062	100%	1	-5	1	-1	0	-1	3	0	3	0	0	1
T2725	100%	3	-1	2	3	0	-1	1	2	1	1	0	3
T2768	100%	18	27	-16	37	12	8	15	15		15	17	16
T5063	95%	4	3	3	4	4	6	2	5	5	2	4	6
T3748	100%	-2	3	-6	0	1	1	-4	-2	-1	0	-2	3
T4326	83%	-16	13	11	-4	4	2	-6	10	2	4	-1	-14
T1675	86%	3	-8	50	0	-5	1	-1	-6	-4		-10	-1
T3873	100%	6	9	68	1	8	8	8	8	7	8	8	8
T2760	78%	5	4	26	0	23	28	12	4	-1	19	5	5
T1089	90%	5	5	9	7	2	6	6	12	5	9	9	10
T24779	98%	2	2	2	4	0	2	2	2	4	0	3	2
T1627	83%	8	9	10	8	11	10	10	13	4	10	10	10
T1835	88%	10	10	11	11	7	8	7	7	9	5	9	7
T1107	94%	2	2	2	5	3	5	5	3	6	0	2	3
T1856	73%	-1	-18	9	6	-11	-1	-1	92	10	-4	-8	0
T1854	90%	10	10	8	13	9	8	7	8	11	5	9	10
T1831	90%	2	7	-3	4	1	2	0	1	3	-3	-1	1
T1066	91%	2	7	0	10	-1	4	1	5	7	-5	5	9
T1433	87%	2	2	3	2	2	4	5	4	-1	3	3	3
T4098	81%	4	3	65	0	7	7	1	4	2	2	1	2
T1083	95%	-2	-2	-1	0	-3	-2	-2	-2	1	-6	-2	-2
T1106	94%	1	1	2	4	0	3	1	1	5	-1	3	2
T5276	89%	10	0	10	-13	3	10	-9	1	17	22	2	2
T25777	73%	-1	24	19	10	4	5	-2	10	5	-8	9	2
T3472	84%	0	-7	0	4	-1	-82	26	-4	-3	-3	-3	-2
T3444	95%	1	12	-7	3	11	-8	0	-8	5	6	5	3
T3473	74%	-3	9	2	4	3	4	4	4	4	3	6	3
T4162	83%	2	-3	60	-40	11	7	10	9	9	10	10	8
T2815	92%	1	-23	31	0	-1	3	-9	-27	-17	-20	-22	1
T2427	86%	-198	-176	-35	-333	-6	-197	-182	8	2	7	7	4
T4096	100%	3	18	45	0	15	9	12	16	11	12	12	9
T1529	76%	18	17	17	21	14	20	14	1	5	-9	37	0
T2019	100%	7	8	3	20	11	4	19	12	12	9	9	10
T5266	92%	3	-20	4	2	9	3	3	2	-6	7	2	9
T2955	84%	2	-3	7	4	-3	9	1	2	1	2	1	0
T1331	84%	13	3	54	-33	6	-6	33	-8	5	5	5	1
T11542	93%	38	40	44	41	41	42	44	42	45	44	44	44
T19580	91%	13	4	50	0	5	-4	18	7	6	7	6	4
T31302	96%	16	15	16	14	14	15	13	13	15	9	11	6
T31289	89%	15	32	-3	-2	25	16	17	17	20	15	17	19
T1858	96%	-11	27	-20	-3	20	2	9	0	-6	4	-2	0
T1853	72%	30	35	18	11	34	29	25	34	33	35	27	35

Fuente: Propia

A manera de ejemplo se presenta el comportamiento de las pérdidas del transformador T4328, ver figura 3.2, y el T2427, ver figura 3.3, que contienen el 86% de productos AMI Concentrada los cuales fueron evaluados durante 25 meses continuos, donde el mes número 25 corresponde al periodo 12-2019.

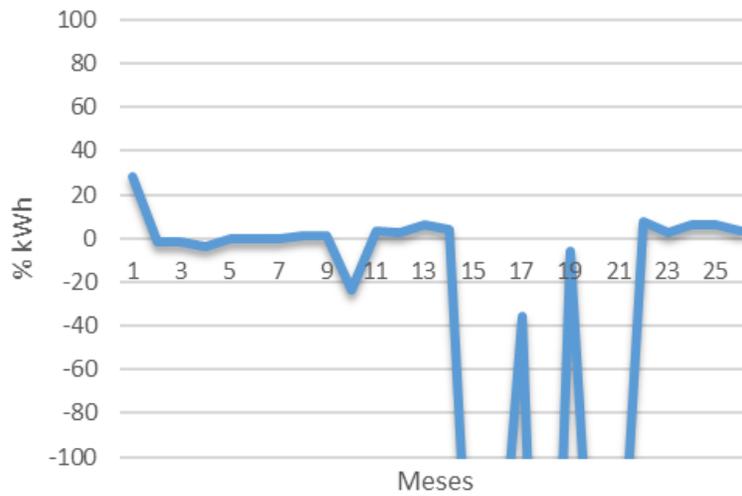


Figura 3.2: Pérdidas del trafo T4328 que contiene 86% de productos AMI Concentrada.

Fuente: Propia

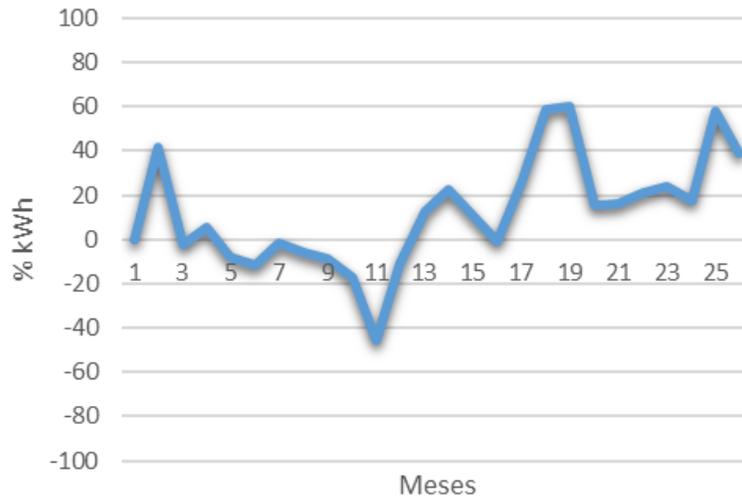


Figura 3.3: Pérdidas del trafo T2427 que contiene 86% de productos AMI Concentrada.

Fuente: Propia

Se observa por un lado, que el T4328 presenta para el periodo 12-2019 pérdidas del 39%, lo que significa que se encuentra en un rango de pérdidas no controladas. Por otra parte, el T2427 registra para ese mismo periodo pérdidas del 4%, lo cual lo califica como un transformador con rango de pérdidas controladas. Sin embargo, al analizar el histórico de pérdidas ambos casos presentan en común un comportamiento dinámico en este indicador, pues presentan periodos en los cuales el indicador se registró por encima del 55% e incluso por debajo de -100% razón por

la cual se afirma que si se analiza el último mes de evaluación (12-2019), los transformadores se encuentran en rangos de valores consistentes, sin embargo, no es posible afirmar lo mismo si se analiza el histórico del indicador.

3.4.3. Análisis de pérdidas por circuito con tecnología AMI

El análisis de pérdidas por circuito se realizó con el fin de evaluar el comportamiento de este indicador en los circuitos donde se ha desplegado la tecnología AMI, por lo tanto, se identificó la población total de productos AMI instalados a principios del mes diciembre de 2019, sumando un total de 23.797, el circuito al cual pertenecen, al igual que el total de usuarios asociados por circuito, esto con el fin de determinar el porcentaje de participación de los productos AMI. La población total de productos AMI se encuentran distribuidos en 52 circuitos, sin embargo, dichos circuitos cuentan con productos AMI y productos convencionales asociados, por lo tanto, se priorizaron los circuitos que cuentan con más del 15 % de productos AMI, con el fin de contar con una población que permita evaluar el impacto de la tecnología en los circuitos. A partir de la condición mencionada se obtuvo un total de 11 circuitos para los cuales se realizó un análisis de pérdidas con base en la información dispuesta en el informe Evolución pérdidas ctos 13200_V2 subministrada por el área de pérdidas de CEO, ver tabla 3.10.

Tabla 3.10: Porcentaje de pérdidas por circuitos con tecnología AMI.

Circuito	% AMI en el cto	Fecha instalación AMI	2014	2015	2016	2017	2018	2019
DOS	21,10 %	abr-13	9,98 %	12,11 %	10,55 %	7,76 %	12,43 %	8,16 %
VEINTINUEVE	31,10 %	jul-13	31,51 %	20,55 %	19,65 %	5,82 %	-4,14 %	-2,45 %
OCHO	28,60 %	abr-13	11,85 %	16,95 %	12,53 %	19,96 %	4,16 %	6,15 %
CUARENTA	19,50 %	ene-16	7,06 %	20,41 %	22,15 %	8,33 %	5,68 %	4,85 %
CUARENTA Y UNO	40,20 %	oct-13	15,91 %	16,73 %	14,67 %	18,59 %	20,36 %	20,63 %
CUARENTA Y DOS	43,50 %	mar-14	13,42 %	10,17 %	20,70 %	3,14 %	12,31 %	14,00 %
TREINTA Y UNO	34,70 %	abr-13	2,36 %	37,80 %	3,63 %	4,21 %	0,72 %	6,01 %
TREINTA Y DOS	20,70 %	abr-13	4,99 %	41,96 %	6,05 %	6,00 %	9,78 %	5,49 %
PTO TEJADA 3	33,30 %	feb-19	20,24 %	17,01 %	15,27 %	19,49 %	17,79 %	19,53 %
SAN ISIDRO	18,30 %	mar-19	30,08 %	39,09 %	40,61 %	41,10 %	48,15 %	42,06 %
CUATRO ESQUINAS	25,40 %	oct-18	56,13 %	54,09 %	48,45 %	50,81 %	51,74 %	50,59 %

Fuente: Propia

La información presentada permite observar que para los circuitos: Circuito Dos, Circuito Ocho, Circuito Treinta y Uno, Circuito Treinta y Dos, Circuito Cuarenta y Circuito Veintinueve, se percibe una disminución del indicador de pérdidas a partir de la instalación de la tecnología AMI, pues se presenta un estado de perdidas controladas para 2019. Sin embargo, no se podría asegurar que tal efecto es debido al despliegue de la tecnología AMI, pues los productos de este tipo representan un porcentaje mínimo en comparación al total de productos instalados en el circuito.

3.4.4. Análisis de consumo de energía AMI IR

El método de consumo de energía se desarrolló a partir del comportamiento de consumo de cada uno de los usuarios que cuentan con tecnología AMI IR. Para realizar dicho análisis se consideró la población total de 3.468 usuarios con medidores AMI IR, y se aplicó un filtro con aquellos que cumplieran la condición de tener antigüedad de mínimo 6 meses como usuarios con dicha tecnología, y que además tuvieron mínimo 6 meses con medidor convencional antes de la instalación de la tecnología AMI. A partir de las condiciones mencionadas se obtuvo una muestra de 365 productos correspondientes al 10,5 % de la población total de usuarios con medidor AMI IR, para los cuales se realizó un proceso de identificación del consumo mensual registrado durante 6 meses antes de la instalación del medidor AMI, tiempo en el cual el usuario contaba con medición convencional, y 6 meses después de la evolución de la tecnología AMI, con la idea de evaluar el comportamiento de consumo de cada usuario antes y después de la instalación de dicha tecnología.

Una vez obtenido el consumo mensual de los 365 productos se realizó una suma de los consumos por cada medidor, correspondiente a los 6 meses antes y 6 meses después de la instalación de la tecnología AMI, posteriormente se efectuó una resta (consumo antes – consumo después) para cada uno de los productos, y se organizó de menor a mayor las diferencias obtenidas en dichas operaciones, ver tabla 3.11.

Tabla 3.11: Muestra de consumo de usuarios aplicando el método antes y después de AMI IR.

Código producto	Suma antes (kWh)	Suma después (kWh)	Diferencia (kWh)	Dif ordenada (kWh)	Suma antes (%)	Suma después (%)	Diferencia (%)	Dif ordenada (%)
898339492	113	205	-92	-347	36	64	-29	-97
898339496	310	375	-65	-270	45	55	-9	-75
898339498	44	314	-270	-98	12	88	-75	-68
277087331	5.725	5.159	566	-92	53	47	5	-29
528242105	9.582	8.987	595	-65	52	48	3	-23
894743407	163	147	16	-21	53	47	5	-9
898184428	124	89	35	-5	58	42	16	-2
898204925	5	352	-347	-1	1	99	-97	0
898204959	113	114	-1	0	50	50	0	0
680699666	890	890	0	0	50	50	0	0
898213771	16	16	0	5	50	50	0	3
898205415	391	119	272	16	77	23	53	5
898205449	138	143	-5	35	49	51	-2	5
898213561	37	32	5	53	54	46	7	7
898218103	411	321	90	90	56	44	12	12
328302508	459	337	122	122	58	42	15	15
858348602	168	266	-98	138	39	61	-23	16
898118209	117	64	53	272	65	35	29	27
898177859	5	26	-21	566	16	84	-68	29
898184203	329	191	138	595	63	37	27	53

Fuente: Propia

El resultado del procedimiento ejecutado para cada producto en estudio arrojó tres tipos de resultados:

- **Diferencias positivas:** en los casos donde las diferencias arrojaron un valor positivo, se

infiere que el consumo de los usuarios disminuyó después de la instalación del medidor AMI.

- **Diferencias negativas:** en los casos donde las diferencias arrojaron un valor negativo, se infiere que el consumo de los usuarios aumentó después de la instalación del medidor AMI.
- **Diferencias cero:** en los casos donde las diferencias arrojaron un valor de cero, se infiere que el consumo de los usuarios se mantuvo igual después de la instalación del medidor AMI.

Con el fin de obtener una representación gráfica de los datos procesados, se realizó normalización a los 365 datos como lo expone la tabla 3.11. El procedimiento consistió en pasar los datos de consumo total de cada usuario (suma antes y suma después) a porcentaje, considerando el 100 % como la suma entre los consumos antes y después.

La representación gráfica de las diferencias de consumo de los 365 productos AMI IR, permiten observar que las barras se distribuyen tanto en la parte positiva como en la parte negativa del eje. De esta manera las diferencias de consumo negativas asociadas a 184 usuarios representan la población que aumentó su consumo, las diferencias positivas suman un total de 175 y representan la población de usuarios que disminuyeron su consumo, y las diferencias cero suman un total de 6 y representa los usuarios que no presentaron ningún cambio en su consumo después de la instalación de la tecnología AMI, ver figura 3.4.

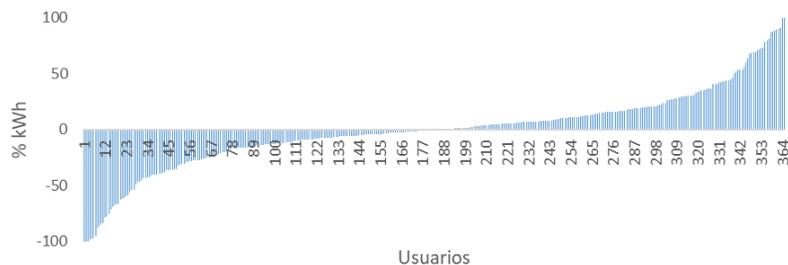


Figura 3.4: Diferencias de consumo de la muestra de 365 usuario antes y después de la instalación de la tecnología AMI.

Fuente: Propia

Haciendo uso de un diagrama estadístico de cajas y bigotes, en el cual se compara la distribución de los datos asociados al consumo de los usuarios, se observa que los datos pertenecientes al consumo antes se encuentran concentrados mayormente en el segundo cuartil de la caja, mientras que los datos pertenecientes al consumo después se encuentran concentrados mayormente en el tercer cuartil de la caja como lo expresa la figura 3.5. De esta manera, la distribución de los datos en el diagrama presenta una media de consumo de la muestra antes de instalar la tecnología AMI de 49,8%, frente a la media de consumo después de la instalación de la tecnología AMI de 50,2%, por lo tanto, se infiere que los usuarios pertenecientes a la muestra estudiada aumentaron su consumo en un 0,8% ver tabla 3.12.

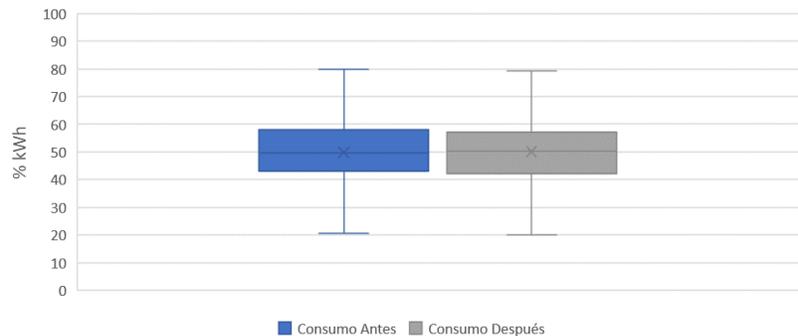


Figura 3.5: Consumo de la muestra de 365 usuarios antes y después de instalar la tecnología AMI IR.
Fuente: Propia

Tabla 3.12: Resultados estadísticos de la muestra de productos AMI IR estudiada.

	Antes	Después
Desviación estándar	17,39 %	17,39 %
Media	49,80 %	50,20 %
Variación media	0,80 %	

Fuente: Propia

■ Análisis de consumo de energía por municipio AMI IR

Los medidores que cuentan con tecnología AMI IR están distribuidos en cuatro municipios, Popayán (3%), Suárez (9%), Morales (51%) y El Tambo (37%). El análisis del comportamiento de consumo por municipio fue desarrollado mediante el método estadístico basado en consumo y permite destacar que en Suárez se evidencia una disminución del 1,6% en la media de consumo, al igual que en Morales, donde la media de consumo disminuyó en un 7,7%. Análogamente, en el municipio de El Tambo se presentó un aumento en el consumo de 17,4% al igual que en Popayán, donde la media de consumo incrementó en 4,1% teniendo en cuenta que la población evaluada para este municipio es la menor en comparación con el resto, ver tabla 3.13. De esta manera, se observa que en la muestra estudiada se presentan casos en los cuales aumenta el consumo, al igual que casos donde disminuye el consumo de energía. Por lo tanto, al instalar la tecnología AMI IR pueden ocurrir los dos escenarios dependiendo de las características del municipio en el cual se despliegue la tecnología.

Tabla 3.13: Resultados estadísticos de la evaluación de consumo en la muestra por municipio.

	Suárez		Morales		El tambo		Popayán	
	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Desviación estándar (%)	11,39	11,39	20,34	20,34	13,71	13,71	7,54	7,54
Media (%)	50,4	49,6	52	48	46	54	49	51
Variación media (%)	-1,6		-7,7		17,4		4,1	
Cantidad productos	34		186		134		11	

Fuente: Propia

3.4.5. Análisis de consumo de energía medidores convencionales

A partir de la base de datos denominada: Cambios e Instalaciones, suministrada por el área de inteligencia de CEO en la cual se consignan las distintas actividades relacionadas al cambio e instalación de medidores, se realizó una búsqueda de los productos que fueron cambiados de medidor convencional y su reemplazo fue otro medidor convencional. Teniendo en cuenta algunos filtros referentes a la ubicación, donde se consideraron solo los medidores pertenecientes a zonas rurales, a su vez, el plan comercial donde fueron descartados los medidores AMI, telemedidos y macromedidores, priorizando las actividades de cambio de medidor realizadas a partir de 2017.

Se resaltaron los productos que cumplieran la condición de tener un histórico de mínimo doce meses antes de presentarse el cambio de medidor, al igual que mínimo doce meses de evolución con el nuevo medidor convencional. El resultado de este procedimiento arrojó un total de 6.370 productos correspondientes al 39 % de la población total consignada en la base de datos. Con el fin de conocer la causa que generó el cambio de medidor, se realizó una exploración que concluyó con un listado de las principales causas que conllevaron al cambio del dispositivo, entre las que se encontraron: irregularidad de lectura, avance tecnológico, medidor quemado, medidor frenado y desviación significativa. Para realizar el estudio, se tomó la población de productos que fueron cambiados a causa de avance tecnológico, es decir los medidores que se encuentran en estado obsoleto debido a que superan los 15 años de vida útil, esto con el fin de contar con un marco de referencia con características similares a la población AMI IR. Finalmente fueron 469 medidores que cumplieron las condiciones mencionadas.

Las diferencias de consumo de los 469 productos de medición convencional fueron representadas gráficamente y se puede observar que las barras se distribuyen tanto en la parte positiva como en la parte negativa del eje de la gráfica. De esta manera, las diferencias de consumo negativas asociadas a 220 usuarios representan la población que aumentó su consumo. Las diferencias positivas suman un total de 241 y representan la población que disminuyó su consumo y las diferencias cero suman un total de 8 y representan la población que no presentó ningún cambio en su consumo después de realizarse la instalación del nuevo medidor convencional, ver figura 3.6.

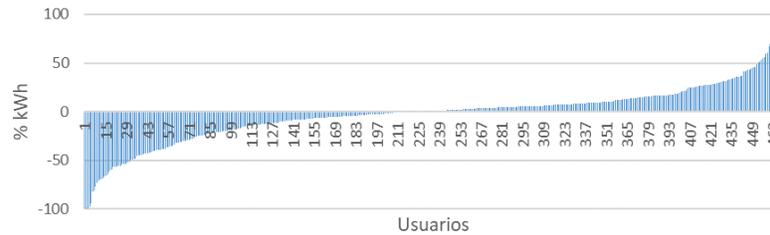


Figura 3.6: Diferencias de consumo de la muestra de 469 usuarios antes y después del cambio de medidor convencional.

Fuente: Propia

El diagrama estadístico de cajas y bigotes permite observar a través de la distribución de los datos, que los pertenecientes al consumo antes se encuentran concentrados mayormente en el tercer cuartil de la caja, mientras que los datos pertenecientes al consumo después se encuentran concentrados mayormente en el segundo cuartil, ver figura 3.7. De esta manera, la distribución de los datos en el diagrama presenta una media de consumo de la población antes del cambio de los medidores de 48,9%, frente a la media de consumo después del cambio de los medidores de 51,1%, conllevando a una variación de la media de consumo de 4%, ver tabla 3.14.

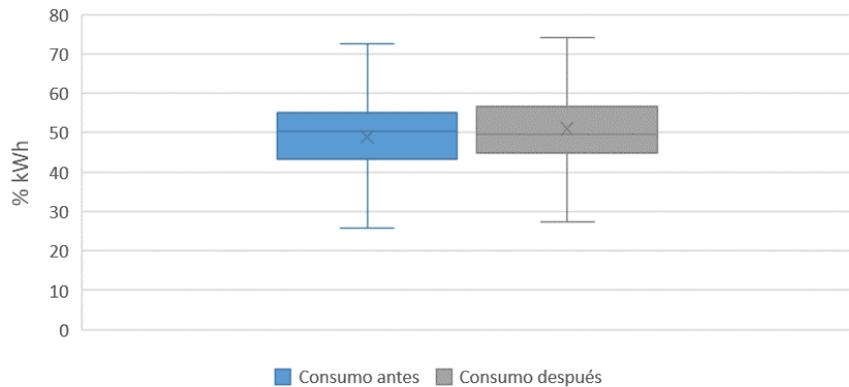


Figura 3.7: Consumo de la muestra de 469 usuarios antes y después del cambio de medidor convencional.

Fuente: Propia

Tabla 3.14: Resultados estadísticos de la muestra de medición convencional estudiada.

	Antes	Después
Desviación estándar	14,39 %	14,39 %
Media	48,90 %	51,10 %
Variación media	4 %	

Fuente: Propia

■ Análisis de consumo de energía por municipio medición convencional

La muestra de productos con medición convencional estudiada se encuentra distribuida en 20 municipios, para el presente análisis se evaluaron 7 de ellos, de los cuales se tomaron los 5 con mayor participación en cuanto a la cantidad de usuarios asociados y 2 municipios más, en común con el análisis de productos AMI IR, ver tabla 3.15.

Tabla 3.15: Resultados estadísticos de la evaluación de consumo por municipio.

	Corinto		La vega		Toribío		Mercaderes		Jambaló		Santander de Q.		Popayán	
	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Desviación estándar (%)	16,55	16,55	15,36	15,36	12,87	12,87	19,24	19,24	8,43	8,43	11,46	11,46	5,71	5,71
Media (%)	45	55	49	51	51	49	49	51	50	50	47	53	51	49
Variación media (%)	22		4		-4		4		2		13		-4	
Cantidad productos	83		77		43		42		33		28		10	

Fuente: Propia

El análisis por municipio permite identificar el comportamiento del consumo en cada uno de los municipios pertenecientes a la población de medición convencional estudiada. En Corinto se evidencia un aumento de consumo de 22%, en La Vega y Mercaderes aumentó el consumo en 4%, en Jambaló y Santander de Quilichao el aumento de consumo es de 2% y 13% respectivamente, mientras que en Toribío y Popayán el consumo disminuyó en 4%. De esta manera se concluye que en la muestra estudiada se presentan casos en los cuales aumenta el consumo y casos donde este disminuye. Por lo tanto, al realizar un cambio de medidor convencional por otro convencional pueden presentarse los dos escenarios, dependiendo de las características del municipio en el cual se realice la actividad.

3.4.6. Análisis de consumo de energía AMI Concentrada

A partir de la población de 14.766 productos AMI Concentrada, teniendo en cuenta aquellos que cumplieran la condición de tener una evolución de mínimo 12 meses como usuarios con esta tecnología y que además tuvieron mínimo 12 meses medidor convencional. A partir de las condiciones mencionadas se obtuvo una muestra de 3.843 productos, correspondientes al 26% de la

población total urbana de productos AMI Concentrada, para los cuales se realizó la identificación del consumo mensual registrado durante 12 meses antes de la instalación del medidor AMI, y 12 meses después de la evolución de esta tecnología.

Las diferencias de consumo de los 3.843 productos AMI Concentrada fueron representadas gráficamente y se observa que las barras se distribuyen tanto en la parte positiva como en la parte negativa del eje de la gráfica. De esta manera, las diferencias de consumo negativas asociadas a 1.874 usuarios, representan la población de aquellos que aumentaron su consumo, las diferencias positivas suman un total de 1.862 y representan la población de usuarios que disminuyeron su consumo, y las diferencias cero suman un total de 107 y representan los usuarios que no presentaron ningún cambio en su consumo después de realizarse la instalación de la tecnología AMI Concentrada, ver figura 3.8.

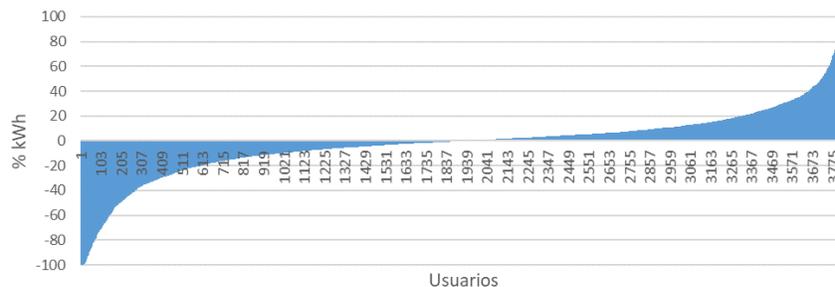


Figura 3.8: Diferencias de consumo de la muestra de 3.843 usuarios antes y después de la instalación de la tecnología AMI Concentrada.

Fuente: Propia

El diagrama estadístico de cajas y bigotes muestra a través de la distribución de los datos, que los pertenecientes al consumo antes se encuentran concentrados en el tercer cuartil de la caja, mientras que los datos pertenecientes al consumo después se encuentran concentrados en el segundo cuartil, datos expresados en la figura 3.9. De esta manera la distribución de los datos en el diagrama presenta una media de consumo de la muestra antes de instalar la tecnología AMI Concentrada de 49,3 % frente a la media de consumo después de la instalación de la tecnología AMI Concentrada de 50,7 %. Por lo tanto, se infiere que los usuarios pertenecientes a la muestra estudiada aumentaron su consumo en 2,7 %, ver tabla 3.16.

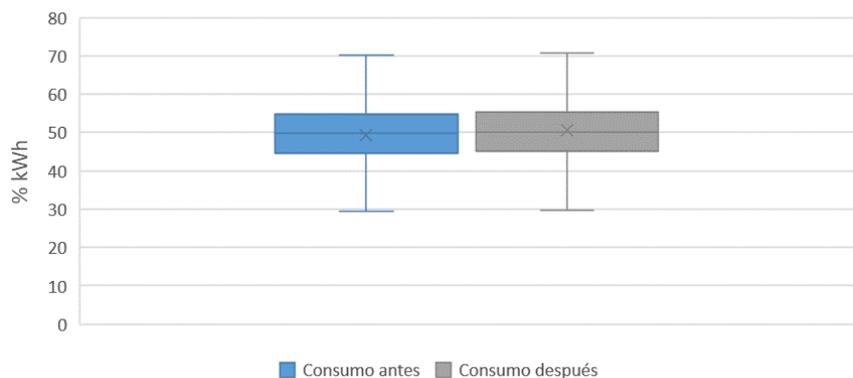


Figura 3.9: Consumo de la muestra de 3.843 usuarios antes y después de la instalación de la tecnología AMI Concentrada.

Fuente: Propia

Tabla 3.16: Resultados estadísticos de la muestra de productos AMI Concentrada.

	Antes	Después
Desviación estándar	13,66 %	13,66 %
Media	49,30 %	50,70 %
Variación media	2,70 %	

Fuente: Propia

■ Análisis de consumo de energía por municipio AMI Concentrada

La muestra de productos con medición AMI Concentrada se encuentra distribuida en 2 municipios, Popayán y Santander de Quilichao, los cuales permiten identificar el comportamiento del consumo en cada uno. En Popayán, se evidencia un aumento de consumo de 2,8%, mientras que en Santander de Quilichao el consumo disminuyó en 0,4%, ver tabla 3.17. De esta manera al instalar la tecnología AMI Concentrada pueden ocurrir los dos escenarios dependiendo de las características del municipio en el cual se despliegue la tecnología.

Tabla 3.17: Resultados estadísticos de la evaluación de consumo por municipio.

	Popayán		Santander de Quilichao	
	Antes	Después	Antes	Después
Desviación estándar (%)	13,69	13,69	12,6	12,6
Media (%)	49,3	50,7	50,1	49,9
Variación media (%)	2,8		-0,4	
Cantidad productos	3.735		108	

Fuente: Propia

3.4.7. Resumen análisis de consumo

A manera de resumen se presenta el comparativo de la tecnología AMI IR con los marcos de referencia evaluados. Observando que a partir del resultado arrojado por los diagramas de cajas y bigotes, que en las tres tecnologías se presenta un aumento en el promedio de consumo después de realizarse el cambio de medidor. Sin embargo, tal porcentaje de incremento no evidencia un efecto drástico en los hábitos de consumo de los usuarios evaluados. Adicional a ello, se destaca el análisis por municipio en cada una de las tecnologías, donde se presentan escenarios en los cuales el promedio de consumo aumenta o disminuye dependiendo de las características del municipio en el cual se despliega la tecnología, ver figura 3.10.



Figura 3.10: Comparativo de resultados correspondiente al análisis de consumo de las tecnologías AMI IR, AMI Concentrada y Medición Convencional.

Fuente: Propia

3.5. Análisis financiero

Con el objetivo de comparar y validar el impacto de la tecnología AMI IR a nivel financiero, se realizó un análisis donde fueron evaluados los indicadores de facturación, recaudo, cartera vencida mayor a 90 días y periodos vencidos.

3.5.1. Análisis financiero AMI IR

El análisis se realizó para 365 productos con tecnología AMI IR, considerando un periodo de evaluación de 12 meses, donde los 6 primeros meses corresponden a los periodos donde el usuario contaba con medición convencional y los 6 últimos meses cuando ya contaba con tecnología AMI IR como lo expone la tabla 3.18.

Tabla 3.18: Indicadores comerciales antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) para 365 usuarios de CEO AMI IR periodo 2019.

Usuarios evaluados	365
Periodo de evaluación (meses)	12
Consumo antes (kWh)	220.426
Consumo después (kWh)	227.673
Facturado antes (\$)	103.967.181
Facturado después (\$)	106.635.600
Recaudo antes (\$)	101.801.238
Recaudo después (\$)	106.705.758
Recaudo antes (%)	98
Recaudo después (%)	100,1
Cartera antes (\$)	26.187.329
Cartera después (\$)	18.665.980
Promedio PV antes	5,2
Promedio PV después	2,8

Fuente: Propia

El resultado obtenido de la evaluación de cada indicador para la población estudiada, permite evidenciar que el consumo tuvo incremento del 3 % a partir de la instalación de la tecnología AMI, en efecto, la facturación aumentó en 3,3 %. El recaudo presentó un incremento con respecto al valor facturado, pasando del 98 % que fue lo recaudado para la misma población cuando contaban con medición convencional a 100,1 % después del despliegue de la tecnología, lo cual impactó directamente en la cartera, pues tuvo una disminución de 29 % pasando de 69 usuarios morosos a 33. Otro indicador afectado positivamente corresponde a los periodos vencidos, donde se presentaba un promedio de 5,2 meses vencidos por usuario, y después del ingreso de la tecnología se redujo a 2,8 causando en los usuarios, un aumento en la frecuencia de pago, ver figura 3.11.

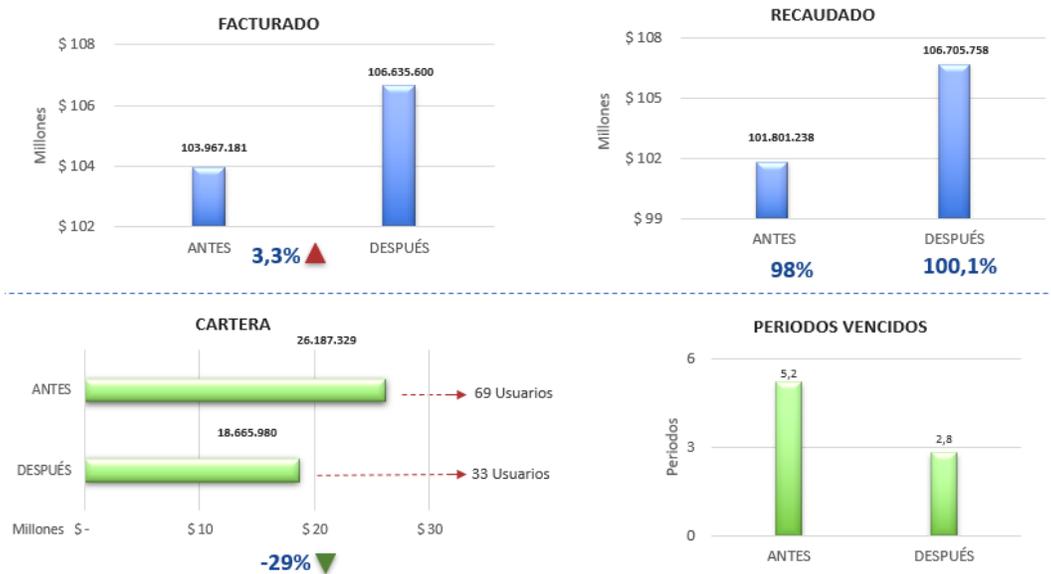


Figura 3.11: Comportamiento facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) de 365 usuarios CEO AMI IR periodo 2019.

Fuente: Propia

3.5.2. Análisis financiero por categoría

Los 365 productos evaluados pertenecen a 4 categorías donde se encuentran: 351 usuarios residenciales, 9 comerciales, 4 oficiales y 1 industrial, por lo cual se decidió evaluar los indicadores para los usuarios residenciales y comerciales, ver tablas 3.19 y 3.20.

Tabla 3.19: Indicadores comerciales antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) para 351 usuarios residenciales de CEO AMI IR periodo 2019.

Usuarios evaluados	351
Periodo de evaluación (meses)	12
Consumo antes (kWh)	92.079
Consumo después (kWh)	94.823
Facturado antes (\$)	22.625.881
Facturado después (\$)	25.059.700
Recaudo antes (\$)	17.709.799
Recaudo después (\$)	31.351.897
Recaudo antes (%)	78 %
Recaudo después (%)	125 %
Cartera antes (\$)	25.436.729
Cartera después (\$)	16.016.580
Promedio PV antes	5,3
Promedio PV después	2,8

Fuente: Propia

El resultado obtenido con la evaluación de los indicadores comerciales para los usuarios residenciales, indica que el consumo para estos usuarios aumentó en un 3 %, correspondiente a un promedio mensual de consumo por usuario de 45 kWh y en efecto, la facturación aumentó 11 %. El recaudo tuvo un incremento con respecto al valor facturado, pasando de 78 % a 125 % lo cual promovió considerablemente la reducción de la cartera, pues tuvo una disminución del 47 % pasando de 68 a 29 usuarios morosos. A su vez, el indicador de periodos vencidos fue afectado positivamente, pues presentaba un promedio de 5,3 meses vencidos por usuario, y después del ingreso de la tecnología se redujo a 2,8 causando un aumento en la frecuencia de pago como se expresa en la figura 3.12.

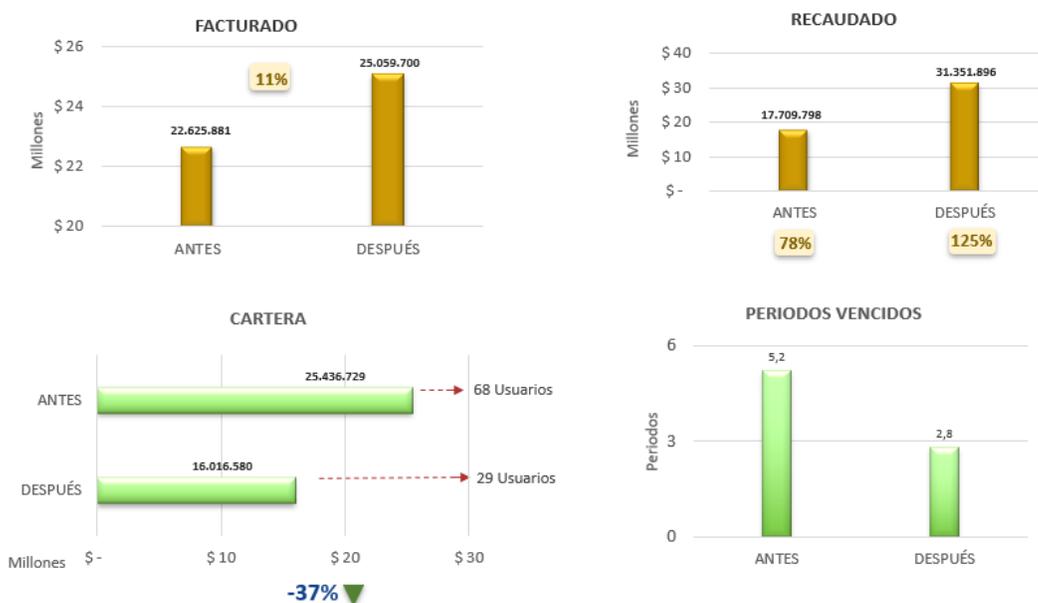


Figura 3.12: Comportamiento facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) de 351 usuarios residenciales CEO AMI IR periodo 2019.

Fuente: Propia

Los usuarios correspondientes a la categoría comercial, presentaron un aumento en el consumo del 28 %, causando un incremento en la facturación del 21 %. El recaudo presentó una disminución con respecto al valor facturado, pasando de 99 % a 96 % lo cual impactó directamente en la cartera, pues tuvo un incremento de 250 % pasando de 1 a 2 usuarios morosos. Además, el indicador de periodos vencidos también presentó un aumento, pasando de un promedio de 2,3 meses vencidos a 2,9, ver tabla 3.20, ver figura 3.13.

Tabla 3.20: Indicadores comerciales antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) para 9 usuarios comerciales de CEO AMI IR periodo 2019.

Usuarios evaluados	9
Periodo de evaluación (meses)	12
Consumo antes (kWh)	80.486
Consumo después (kWh)	102.960
Facturado antes (\$)	52.901.800
Facturado después (\$)	64.105.000
Recaudo antes (\$)	52.365.000
Recaudo después (\$)	61.756.500
Recaudo antes (%)	99
Recaudo después (%)	96
Cartera antes (\$)	750.600
Cartera después (\$)	2.626.200
Promedio PV antes	2,3
Promedio PV después	2,9

Fuente: Propia

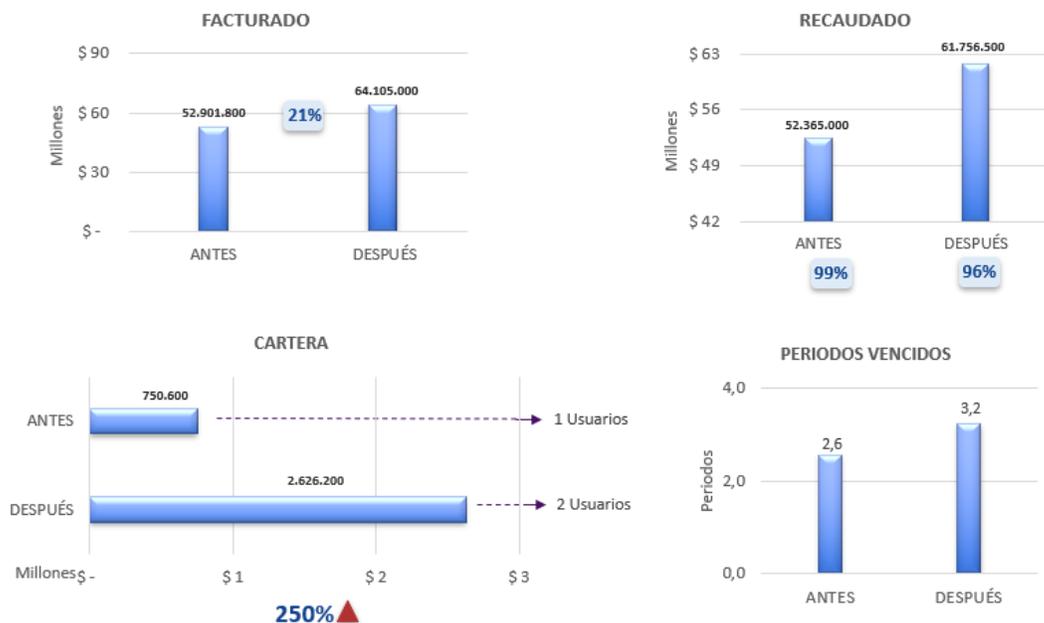


Figura 3.13: Comportamiento facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos antes (6 meses medición convencional) y después (6 meses AMI IR) de 9 usuarios comerciales CEO AMI IR periodo 2019.

Fuente: Propia

3.5.3. Análisis financiero AMI Concentrada

Con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en el análisis financiero de la población AMI IR, se evaluaron los indicadores financieros para los productos de Medición Convencional y medición AMI Concentrada, ver tablas 3.21 y 3.22.

Tabla 3.21: Indicadores comerciales antes (12 meses medición convencional) y después (12 meses AMI Concentrada) para 3.843 usuarios CEO AMI Concentrada periodo 2019.

Usuarios evaluados	3.843
Periodo de evaluación (meses)	24
Consumo antes (kWh)	5.615.967
Consumo después (kWh)	5.637.931
Facturado antes (\$)	2.822.167.530
Facturado después (\$)	2.935.164.433
Recaudo antes (\$)	2.390.592.130
Recaudo después (\$)	2.607.791.693
Recaudo antes (%)	85
Recaudo después (%)	89
Cartera antes (\$)	385.597.161
Cartera después (\$)	294.667.162
Promedio PV antes	1,6
Promedio PV después	1,2

Fuente: Propia

Para el análisis de los 3.843 productos con tecnología AMI concentrada, se consideró un periodo de evaluación de 24 meses, donde los 12 primeros meses corresponden a los periodos donde el usuario contaba con medición convencional, y los 12 últimos meses cuando ya contaba con tecnología AMI.

El resultado de la evaluación de cada uno de los indicadores comerciales arrojó un incremento de 0,3% en el consumo a partir de la instalación de la tecnología AMI, a su vez, la facturación también sufrió un incremento del 4%. El recaudo presentó un incremento con respecto al valor facturado, pasando del 85% al 89%, lo cual impactó directamente en la cartera, pues tuvo una disminución de 24% pasando de 254 usuarios morosos a 157. Otro indicador afectado positivamente corresponde a los periodos vencidos, donde se presentaba un promedio de 1,6 meses vencidos por usuario y después del ingreso de la tecnología se redujo a 1,2.

3.5.4. Análisis financiero Medición Convencional

Para el análisis de los 469 productos con medición convencional, se consideró un periodo de evaluación de 24 meses, donde los 12 primeros meses corresponden a los periodos donde el usuario contaba con medidor convencional y los 12 últimos meses cuando ya contaba con un nuevo medidor convencional.

El resultado obtenido de la evaluación de cada indicador para la población estudiada permite observar un incremento en el consumo del 9% al igual que la facturación, presentando un aumento del 53%. El recaudo pasó de 79% a 82% con respecto al valor facturado, sin embargo, la cartera no tuvo una evolución positiva pues se presentó un incremento del 1% al igual que los periodos vencidos, donde se presentaba un promedio de 3,7 meses vencidos y pasó a 4, ver tabla 3.22.

Tabla 3.22: Indicadores comerciales antes (12 meses medición convencional) y después (12 meses cambio por otro medidor convencional) para 469 usuarios CEO Medición Convencional periodo 2019.

Usuarios evaluados	469
Periodo de evaluación (meses)	24
Consumo antes (kWh)	361.264
Consumo después (kWh)	394.723
Facturado antes (\$)	102.057.396
Facturado después (\$)	156.369.854
Recaudo antes (\$)	81.265.720
Recaudo después (\$)	128.714.900
Recaudo antes (%)	79
Recaudo después (%)	82
Cartera antes (\$)	127.129.939
Cartera después (\$)	128.789.139
Promedio PV antes	3,7
Promedio PV después	4

Fuente: Propia

3.5.5. Comparativo análisis financiero

A manera de resumen, se presenta el comparativo del análisis comercial correspondiente a las tecnologías evaluadas. Se observa a partir de los datos obtenidos, que las tres tecnologías comparten un aumento en los indicadores de facturación y recaudo. Sin embargo, no pasa lo mismo con el indicador de cartera, pues en los productos de medición convencional se evidencia un aumento en la cartera después del cambio del medidor, mientras que en los productos AMI IR y AMI Concentrada este indicador presenta una disminución. De igual manera, el promedio de periodos

vencidos repite este comportamiento, no obstante, se permite concluir que la tecnología AMI logra impactar de manera contundente los indicadores de cartera y periodos vencidos, además de promover en los usuarios el pago oportuno de las facturas, afectando positivamente el indicador de recaudo, ver figuras 3.14 y 3.15.

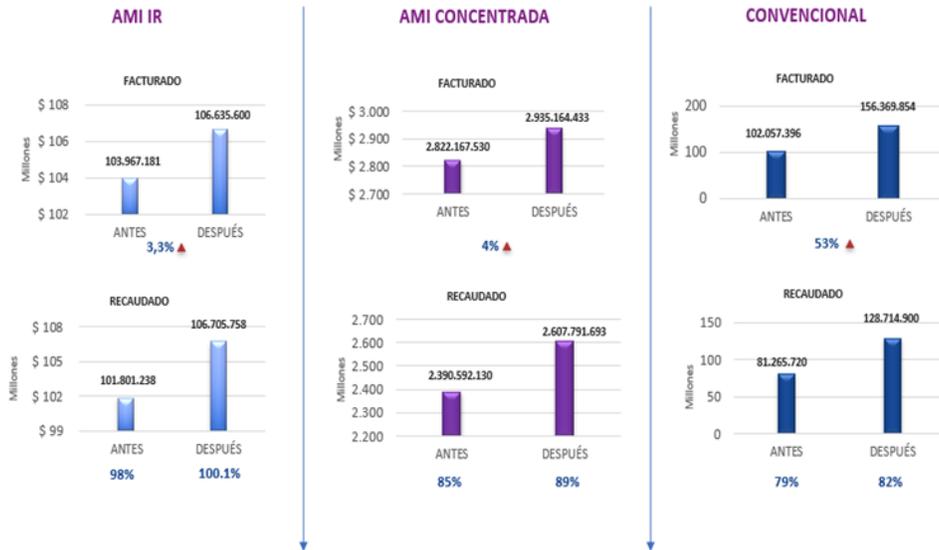


Figura 3.14: Comparativo del comportamiento facturación y recaudo antes y después en usuarios CEO con las tecnologías en estudio periodo 2019.

Fuente: Propia



Figura 3.15: Comparativo del comportamiento cartera y periodos vencidos antes y después en usuarios CEO con las tecnologías en estudio periodo 2019.

Fuente: Propia

3.5.6. Análisis de pérdidas en usuarios a partir del indicador de periodos vencidos

Este análisis fue realizado debido al alto número de periodos vencidos que presentaban algunos usuarios correspondientes a la población de AMI IR, donde se identificó aquellos que sumaban 10 o más meses vencidos, en consecuencia, se obtuvo un total de 17 usuarios que contaban con un rango entre 10 y 86 meses vencidos. Para cada uno de los casos se consultó el consumo y recaudo correspondiente al periodo evaluado, ver tabla 3.23.

Tabla 3.23: Resultados del análisis de un usuario AMI IR residencial a partir del indicador de periodos vencidos periodo 2019.

Indicador	sep -18	oct -18	nov -18	dic -18	ene -19	feb -19	mar -19	abr -19	may -19	jun -19	jul -19	ago -19	sep -19	oct -19	nov -19	dic -19	ene -20
PV	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	87	87	86	86	86	86
Consumo (kWh)	39	25	38	39	33	65	80	73	43	0	0	0	0	0	0	0	0
Recaudo (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Propia

El análisis fue realizado para un usuario residencial perteneciente al municipio de El Tambo, el cual presentaba para el periodo de septiembre de 2018 un total de 77 meses vencidos y consumo de 39 kWh para el mismo periodo con recaudo \$0. Al transcurrir de los meses se observa que el comportamiento del usuario se repite, pues a pesar de que se evidencia que el usuario no paga por su consumo, tampoco se realiza la suspensión del servicio. En febrero de 2019 a este usuario se le cambia el tipo de medida por tecnología AMI Individual, sin embargo, se evidencia que los 3 primeros meses después del cambio del medidor, el usuario continuó con el mismo comportamiento en cuanto a la evasión del pago. Al cuarto mes se ejecuta la suspensión del servicio, por esta razón se observa que en los meses posteriores el consumo de este usuario se registra en cero. Lo que llama la atención es que este usuario suma hasta enero de 2020, 8 meses en los cuales no registra consumo, tal situación lleva a considerar la posibilidad de que el usuario se encuentra conectado ilegalmente a la red, por lo tanto, es pertinente la generación de una orden que permita la revisión en campo por parte de una brigada, para validar tal situación.

Se presentan 17 casos, con un comportamiento similar, distribuidos así: 13 usuarios residenciales y 1 comercial, pertenecientes al municipio de Morales y 3 casos de usuarios residenciales, pertenecientes al municipio de El Tambo relacionados en la tabla 3.24.

Tabla 3.24: Resultados del análisis de 17 usuarios AMI IR a partir del indicador de periodos vencidos periodo 2019.

Cantidad usuarios	Municipio	Categoría	Promedio PV	Meses promedio consumo cero
14	Morales	Residencial - Comercial	33	4
3	El Tambo	Residencial	64	5

Fuente: Propia

Capítulo 4

Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas

4.1. Oportunidad de desarrollo

El constante compromiso con la innovación y el desarrollo de proyectos que buscan afrontar los retos que surgen con el tiempo en el negocio, y que además propenden por diseñar y construir ideas que favorezcan la expansión del mercado para CEO, ha permitido fortalecer nuevas soluciones tecnológicas que buscan la evolución en la prestación del servicio.

Apoyar firmemente los proyectos de innovación, le ha permitido a CEO ocupar a nivel nacional el puesto 9 en 2019 y posteriormente el puesto 3 en 2020, entre 242 empresas que participaron del escalafón que mide los ecosistemas de innovación nacientes y que resalta las empresas que implementan la ciencia, la tecnología y la innovación en sus procesos, ver figura 4.1. El escalafón es elaborado anualmente por la ANDI y la Revista Dinero y en él convergen las principales empresas a nivel nacional [25].

Bolívar, Cauca, Boyacá, Tolima, Meta, Norte de Santander, Magdalena y Nariño		<i>Bolívar, Cauca, Boyacá, Tolima, Meta, Norte de Santander, Magdalena, Nariño</i>	
Posición	Empresa	Posición	Empresa
1	Cotecmar	1	Cotecmar
2	Esenttia	2	Esenttia
3	Tubocaribe	3	Compañía Energética de Occidente
4	Cerámica Italia	4	Tubocaribe
5	Rafael del Castillo & Cía	5	Incauca
6	Facture	6	Cerámica Italia
7	Tractec S.A.S	7	Rafael Del Castillo
8	Veolia Aguas de Tunja	8	Brinsa
9	Compañía Energética de Occidente	9	Neurodinamia
10	Bioenergy	10	Lhoist Colombia

Figura 4.1: Ranking de los ecosistemas de innovación nacientes 2019 - 2020.

Fuente: <https://www.dinero.com/empresas/articulo/cuales-son-las-30-empresas-mas-innovadoras-del-pais/275316>

Gracias al fortalecimiento que CEO ha tenido de su cultura de innovación, liderazgo y compromiso tanto de los directivos y colaboradores con las necesidades del mercado, nacen importantes desarrollos de proyectos como el presente, el cual busca recomendar alternativas tecnológicas que permitan integrar la medición del consumo de energía y gas, pues el concepto evoca en un nuevo modelo de negocio para CEO.

CEO hace parte del holding de empresas de Promigas, quien es una de las empresas líderes y más antiguas en el sector del gas natural en América Latina. Su actividad principal radica en el transporte y distribución de gas natural, transportando el 48% del gas natural de Colombia por medio de 3.300 km de redes de gasoductos, atendiendo aproximadamente 3,8 millones de usuarios y en Perú más de 1,2 millones de usuarios [26]. De esta manera, cobra gran importancia éste proyecto el cual busca integrar la medición de las dos variables.

En el marco de su plan de expansión en tecnología AMI, CEO cuenta actualmente con 29.000 usuarios conectados con medición inteligente, correspondiente al 7% de la población total, los cuales hacen parte del mercado potencial para el desarrollo del presente proyecto con el fin de apalancarse en la infraestructura AMI existente optimizando dichos recursos.

El reto más importante tiene que ver con la investigación y el análisis de aquellas tecnologías que se adapten a los requerimientos del mercado local, al igual que al diseño de la infraestructura eléctrica, pues si bien se cuenta con una cantidad importante de usuarios cuya tecnología de

medición es AMI, la mayoría de los usuarios aun presentan medición convencional, lo que obliga a disponer de diferentes arquitecturas de red que permitan integrarse a dichas características de la infraestructura eléctrica.

4.2. Contexto de mercado

El inicio del gas natural en Colombia se remonta a los años setenta, con el hallazgo de los primeros yacimientos en la Guajira, el primero conocido como campo Ballena, siendo este el primer yacimiento de gas natural. En el mismo departamento, fue descubierto meses después otro yacimiento denominado Chuchupa [27]. Años después, se inició el programa “Gas para el cambio”, que dio la opción de ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar interconexión nacional y revelar nuevos hallazgos.

En los años noventa, el gobierno colombiano otorgó a Ecopetrol la posibilidad de liderar la interconexión nacional, con el objetivo de vincular los principales yacimientos y centros de consumos por medio de 2.000 km de gasoductos, que pasaron por la región de la Guajira, centro y suroccidente del país, además de los Llanos Orientales [28]. Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima [29].

El gobierno colombiano, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo. Un año más tarde, se impulsó el uso de este combustible como Gas Natural Vehicular y se ofrecieron beneficios económicos por su uso [29].

El organismo encargado de administrar los recursos no renovables presentes en el territorio geográfico colombiano es el Ministerio de Minas y Energía. Uno de los objetivos de esta entidad pública es el de asegurar el óptimo uso del gas natural a través de regulaciones expedidas por el área de hidrocarburos. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, hace el papel de ente regulador del sector y busca llevar este servicio al mayor número de personas, de forma segura, efectiva y al menor costo posible, evitando además la formación de monopolios. Estas dos instituciones son las encargadas de tomar las decisiones que permiten la expansión y crecimiento del gas natural en Colombia y evitar un desabastecimiento futuro [30].

Las reservas probadas de gas natural en Colombia se encuentran localizadas en las siguientes regiones: Llanos Orientales que representan el 75 % del total; después están las cuencas de la Guajira con 12 %, le siguen las cuencas del Valle del Magdalena con un 10,9 %, Putumayo con 0,7 % y las cuencas menores con 1,5 % [31].

En 2018, el Ministerio de Minas y Energía declaró que los principales aportantes en la producción de gas natural a la oferta nacional, entre enero de ese año hasta diciembre de 2027, serán los

campos Cupiagua (Llanos Orientales), con un aporte del 21 %; Chuchupa (Guajira) y Cusiana Norte (Casanare) cada uno con un aporte del 10 %, ver tabla 4.1 [31].

Tabla 4.1: Cuencas y campos gasíferos en Colombia.

Cuenca	Campo
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar Ranchería	La Loma
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa, Carbón IV-Ven Imp. Petromil, Imp ECP/Ballena
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro Sur, Cupiagua, Cusiana, Cusiana Norte, Floreña, Kananaskis, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Arjona, Bonga, Bullerengue, Clarinete, El Difícil, La Creciente, Mamey, Nelson Ciénaga de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Oboe, Palmer, Perdemarlito, Trombón, Planta Regasificación de Cartagena
Valle Medio del Magdalena	Bonanza Incremental, Caramelo, Compae, Corazón, Corazón West, Gala, La Cira Infantas, La Salina, Liebre, Lisama, Lisama Norte, Lisama Profundo, Llanito, Nutria, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Tesoro, Toposí, Toqui-Toqui, Yarigua Cantagallo
Valle Superior del Magdalena	Cañada N, Dina Terciario, La Honcha, Mana, Rio Opía, Santa Clara

Fuente: Datos suministrados por la UPME.

El gas natural en Colombia ha demostrado ser un combustible que aporta a mejorar la calidad de vida de las familias del país, además su importancia también radica en contribuir con la disminución de la contaminación ambiental pues, se considera como un tipo de energía amigable con el medio ambiente, debido a que reduce considerablemente las emisiones de partículas contaminantes en comparación con otros combustibles fósiles. En el sector industrial, se le atribuyen grandes beneficios, pues este hidrocarburo es el respaldo del sistema eléctrico en el país, el cual funciona en su mayoría con la generación en las hidroeléctricas y un porcentaje menor con plantas térmicas a gas [32].

Según cifras publicadas por el Ministerio de Minas y Energía, el 2020 cerró con 10.253.699 usuarios de gas natural en el país, de los cuales 10.061.213 son familias; 186.760, comercios, y 5.726 pertenecen al sector industrial, ver tabla 4.2. Es importante recalcar que Colombia cuenta actualmente con más de 8 millones de familias de estratos 1, 2 y 3 que cuentan con un combustible limpio en sus hogares, representando más del 85 % del total de hogares con este servicio, ver tabla 4.3 [33].

Tabla 4.2: Usuarios de gas natural en Colombia.

Usuarios	Cantidad	Porcentaje
Residenciales	10.061.213	98,10 %
Comerciales	186.760	1,80 %
Industriales	5.726	0,10 %
Total	10.253.699	100,00 %

Fuente: <https://www.minenergia.gov.co/cobertura-nacional1>

Tabla 4.3: Usuarios residenciales de gas natural en Colombia conectados por estrato.

E1	E2	E3	E4	E5	E6
2.326.632	3.671.506	2.589.225	924.486	347.255	202.108
23,10 %	36,50 %	25,70 %	9,20 %	3,50 %	2,00 %

Fuente: <https://www.minenergia.gov.co/cobertura-nacional1>

En el territorio colombiano se cuenta con una red de 7.500 kilómetros de gasoductos que lleva el hidrocarburo a más de 600 mil vehículos convertidos, adicionalmente, este combustible alimenta termoeléctricas y refinerías en varias zonas del país. Una cifra que se destaca en el balance del gremio es que Colombia superó los 600.000 vehículos convertidos. Durante el 2019, se convirtieron 29.000 vehículos nuevos, superando las cifras de 2018. La mayor cantidad de conversiones ocurrió en Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla, Pereira y Bucaramanga, ver tabla 4.4 [34].

Tabla 4.4: Vehículos convertidos a gas natural en Colombia.

Departamento	Municipio	Total 2019	Total programa
Antioquia	Medellín	4.411	64994
Atlántico	Barranquilla	2.570	52655
Cundinamarca	Bogotá	10.321	212457
Risaralda	Pereira	1.645	24457
Santander	Bucaramanga	1.166	23518
Valle del Cauca	Cali	4.266	82254

Fuente: La República

La medición del consumo de gas es de suma importancia para la economía del negocio, pues a través de dispositivos como los medidores, se realiza el registro del consumo que permite la facturación a cada usuario. Es importante que los usuarios reciban facturas acordes a la cantidad de gas que consumen en sus hogares, y para esto, es indispensable contar con un equipo de medición que se encuentre dentro de los requerimientos metrologicos permitidos para garantizar

una facturación confiable [35].

Dentro de las diferentes tecnologías que existen para medir gas combustible, los medidores tipo diafragma se han popularizado por su instalación masiva, favorecido por su bajo costo, y requerimientos de instalación simples. Sin embargo, en Colombia no existe un lineamiento regulatorio claro, que estipule el periodo de validez legal de un medidor de gas tipo diafragma, por lo tanto, es común encontrar instalados en campo medidores de hasta 35 años en operación, lo cual induce a la presencia de errores en la medida afectando el proceso comercial de las empresas prestadoras del servicio, adicional a esto, las pérdidas no operacionales suman una afectación importante, pues se manifiestan con actos vandálicos a la infraestructura del gas como lo son: el hurto a las válvulas y tuberías que transportan el energético, ocasionando fugas no controladas, las derivaciones de acometidas sin medidor y las adulteraciones de los medidores, desencadenan consecuencias graves en la prestación de un servicio óptimo y de calidad [35].

Por esta razón, hay un campo amplio por explorar y en el cual se adelantan desarrollos a nivel mundial, que buscan proponer soluciones amplias y automatizadas, capaces de eliminar las problemáticas asociadas a la medición de gas, y para ello se implementan propuestas de medición inteligente que permiten aportar a la eficiencia de los procesos, como se ha presentado por ejemplo en los últimos años con la inclusión y regulación de la medición avanzada AMI en el sector de energía eléctrica. La tendencia en el sector de gas apunta a contar en un futuro con los beneficios que ofrece la tecnología AMI [35].

4.3. Metodología implementada en el proyecto Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas

Para el desarrollo del proyecto se llevó a cabo una metodología basada en una vigilancia tecnológica, en la cual se desarrollaron cada una de las fases definidas en la figura 4.2.



Figura 4.2: Metodología empleada en el proyecto Tecnología AMI integrando la medición de energía eléctrica y gas.

Fuente: Adaptado de <https://www.ovtt.org/vigilancia-tecnologica-metodos>

1. **Identificación:** se realizó una fase de identificación de la oportunidad de desarrollo, donde se analizaron las diferentes variables y características implícitas en el mercado del gas

natural, siendo necesario la exploración de datos estadísticos y antecedentes del sector energético en el país. Lo que dio como resultado la construcción del contexto de mercado.

2. **Búsqueda y captación:** en esta fase fue necesario identificar las herramientas que permitieran captar información confiable acorde a los objetivos planteados. La búsqueda se desarrolló principalmente por medio de fuentes de información como páginas web de proveedores de tecnología, bases de datos y documentación de instituciones oficiales.
3. **Análisis de información:** a partir del conglomerado de información obtenido, fue necesario realizar un análisis técnico de cada alternativa propuesta, con el fin de identificar la favorabilidad de cada una. Para ello fue necesario realizar una evaluación de cada alternativa basada en criterios de desempeño desde el punto de vista técnico. Por último, en esta fase, se realizó un análisis financiero donde se consideraron aspectos como la inversión, obtenidos a partir de las cotizaciones entregadas por los proveedores, adicional a esto, se evaluaron los costos asociados a un caso piloto de 300 usuarios donde se incluyeron los costos variables, y finalmente, se calcularon los ahorros económicos que se traducen en costos evitados por el despliegue de la tecnología.
4. **Puesta en valor:** esta fase, es donde cobra valor la información obtenida anteriormente, pues a partir de ésta se orienta en la toma de decisiones para la organización, lo cual beneficia las oportunidades identificadas inicialmente. Para esto es necesario construir las conclusiones y recomendaciones que surgen como consecuencia de los análisis y resultados a lo largo del desarrollo de la investigación.
5. **Difusión y comunicación:** finalmente se construye un informe donde se estructura toda la información obtenida en cada una de las actividades realizadas durante la investigación, además se prepara una presentación con el fin de socializar a los implicados en el tema los resultados obtenidos.

4.4. Resultados

Se exploraron diferentes alternativas con empresas que proveen soluciones tecnológicas en medición de variables como: energía, gas, agua, temperatura, humedad, iluminación y calidad del aire. Lo que permitió la captación de información que condujo a la identificación de alternativas pertinentes de acuerdo con los requerimientos y objetivos iniciales.

4.4.1. Presentación de las alternativas

Con el objetivo de conocer los aspectos relevantes de las tecnologías seleccionadas, se llevó a cabo un análisis en el que se presentan las características técnicas definidas por el fabricante,

para cada una de las alternativas.

Alternativa 1

La alternativa 1 obedece a la compañía SATEL IBERIA, cuya sede principal se encuentra ubicada en Madrid, España y, se especializa en soluciones de monitorización y telecontrol a medida.

La tecnología SenNet para sistemas de medición inteligente patentada por SATEL, brinda los beneficios de información en tiempo real de los consumos y datos de las variables monitorizadas, conocer el impacto del consumo en la factura, controlar la demanda y obtener información adicional, ver tabla 4.5.

Tabla 4.5: Características técnicas de la tecnología SenNet.

Proveedor	Satel Iberia		
Variables	Energía - Gas - Agua - Temperatura - Humedad - Presencia - Iluminación		
Equipos	Contador de pulsos	Contador de pulsos con Long Net RF, admite dos entradas, alimentación de baterías, entrada y salida de señales por RS485 o RF, ampliación E/S analógicas y digitales	
	Datalogger	El datalogger dispone de dos módulos de radio que permiten crear una red inalámbrica para comunicar fácilmente hasta 100 dispositivos (analizadores eléctricos, sondas de temperatura, humedad, contadores de pulsos, CO2, etc.) sin necesidad de cableado. Más de 200 dispositivos de otros fabricantes pueden ser gestionados con los dataloggers. La alimentación del dispositivo se podrá realizar a través de baterías o con una fuente externa estabilizada.	
	Gateway	El gateway es un dispositivo que permite realizar comunicación serie transparente (RS232 o RS485) contra un Datalogger con la tecnología LongNet, la arquitectura es tipo estrella y la comunicación tipo broadcast.	
	Sistema de gestión	La plataforma de gestión remota de dispositivos Device Manager, herramienta para actualizar, configurar o diagnosticar remotamente un equipo individual, un grupo de equipos o todos los dataloggers instalados.	
Comunicación	3G, Ethernet, RS232, RS485		
Soporte técnico	SI		

Fuente: Propia

SenNet está dirigida a todas aquellas entidades con el objetivo de medir y controlar los consumos (eléctrico, gas, térmico, agua), ahorrar en la facturación y crear una cultura energética. El corazón de la solución SenNet es el Datalogger o hub, que se puede conectar con medidores de otras marcas o sensores, actuando como unidad central de una red de comunicaciones inalámbricas o por cable. Una vez capturada la información de los dispositivos, esta puede ser enviada, tanto al software de visualización de datos SenNet, como a cualquier software de gestión del mercado.

Los dispositivos, junto con el Datalogger y el software conforman un sistema de monitorización que permite detectar ineficiencias, consumos irregulares, puntos en los que se pierde la energía, prevención y detección de fraudes. También cuenta con un control a través de alarmas personalizadas y es posible actuar sobre las cargas ejecutando actividades de conexión y desconexión de forma remota.

Alternativa 2

La alternativa 2 corresponde a la empresa Cliensol Energy, ubicada en Barcelona, España que desarrolla soluciones de monitorización energética. Además, ofrece soluciones completas de hardware y software específicos para mediciones en tiempo real de energía eléctrica, consumos de agua, consumos de gas y calidad del aire, ver tabla 4.6.

Tabla 4.6: Características técnicas de la tecnología Energobox.

Proveedor	Cliensol Energy		
Variables	Energía - Gas – Agua – Temperatura – Calidad del aire		
Equipos	Sensor	El sensor de pulsos óptico permite medir directamente las variables de energía (Activa, Reactiva), gas (m3), temperatura del contador de la compañía.	
	Transmisor	Dispositivo encargado de recibir las señales del sensor y transmitir al concentrador, cada transmisor puede equiparse con un sensor y la comunicación vía radio, puede alcanzar 200 metros de distancia. Alimentación de 2 baterías intercambiables AA 1.5V, duración 2 años y medidas 45x92x29mm sin antena.	
	Gateway Energobox	Cada Gateway Energobox recibe la señal de hasta 30 sensores y este lo envía cada 6 segundos a la plataforma Energomonitor Home para procesar los datos. Ofrece la seguridad de almacenamiento de los datos en caso de pérdida de conexión con el servidor de hasta 4 días. Alimentación 5V DC, 500 mA, USB-B, conexión RJ-45 10/100 Mb/s, RS-232.	
	Energovisión	Energovisión es una pantalla informativa y portable que permite disponer de la información de los sensores desde cualquier lugar de la casa o empresa. Energovisión muestra 2 sensores seleccionados del Energobox. Alimentación de 2x Baterías AAA intercambiable, duración de la batería 1 año. Protocolo radio.	
	Plataforma de gestión	El software Energy Control Plus es la mejor forma de gestionar los consumos de una forma muy fácil, profesional y económica. Permite generar informes completos, alarmas, múltiples localizaciones, simulación tarifas, máxímetros, etc. El programa Energomonitor Home permite conocer los consumos de electricidad y temperatura con gráficos actualizados cada minuto. Puede gestionar hasta 30 dispositivos fácilmente, Luz, Agua, Gas, Solar, Temperatura. Permite disponer de alarmas, informes, consejos de ahorros, descarga en excel, etc.	
Comunicación	Ethernet, RF		
Soporte técnico	SI		

Fuente: Propia

La tecnología Energobox permite monitorear todos los consumos de las distintas variables desde

un dispositivo móvil, además permite recibir alarmas e informes personalizados sobre los consumos o incidencias. Los sensores son adaptables con los diferentes contadores del mercado beneficiando la facturación gracias a la trazabilidad en tiempo real.

Alternativa 3

La alternativa 3 obedece a la empresa Tecun, con sede principal en Bucaramanga, Colombia y, se especializa en el desarrollo, fabricación y comercialización de avanzados sistemas de medición remota para los sectores de electricidad, gas, sector solar y agua.

Tecun cuenta con más de 40 años en el mercado de la medición de servicios públicos y ofrece tecnologías de telemedición como la prepago, postpago, medición centralizada, IoT, LoRaWAN, GPRS, PLC y BPSK, ver tabla 4.7.

Tabla 4.7: Características técnicas de la tecnología LoRaWAN.

Proveedor	Tecun		
Variables	Gas - Agua - Energía eléctrica - Energía solar		
Medidor de energía electrónico con módulo de comunicaciones LoRaWAN	El medidor electrónico monofásico, bifásico o trifásico, cuenta con un módulo de comunicación LoRaWAN de baja potencia de energía, el cual presenta gran autonomía de uso y facilita la medición remota. Brinda comunicación bidireccional, eliminando errores de lecturas y aumentando la frecuencia de esta, favoreciendo los procesos de facturación y cartera.		
Medidor de gas con módulo de comunicaciones LoRaWAN y conectores	El equipo de gas con comunicaciones LoRaWAN, es un medidor mecánico convencional con salida de pulsos, que alimenta un microprocesador de datos. Facilita la lectura remota y brinda comunicación bidireccional, además elimina errores de lecturas y aumenta la frecuencia de esta, favoreciendo los procesos de facturación y cartera.		
Gateway	El Gateway RHF2S208 está diseñado para recibir, tratar y transmitir gran cantidad de datos, integra POE, LTE, 4G, 3G, GPS, WiFi y LoRa, diseñado y fabricado por RisingHF. Admite la comunicación Full Duplex con hasta 16 canales, el GW integra una CPU ARM Cortex-A53 de 1.2GHz que ejecuta el sistema operativo Linux. También 1x o 2x SX1301 para transmitir y recibir funcionalidades LoRa. Puede ser alimentado por adaptadores AC o DC y admite varios tipos de formas de conexión a internet, a través de una red ethernet, red celular o WiFi.		
Software de gestión	La plataforma Aurora permite gestionar y monitorear los dispositivos, sensores y activos industriales de manera centralizada a través de una aplicación en la Nube. Construye gráficas, mapas y tablas para visualizar la información relevante de la operación, permite exportar los resultados y configurar los parámetros deseados. Es posible establecer condiciones, reglas de negocio y recibir notificaciones por correo electrónico, además brinda posibilidad de seguimiento a las métricas, avances, resultados y estado de cumplimiento de las metas.		
Comunicación	Ethernet, Red celular, LoRaWAN, WiFi		

Fuente: Propia

La tecnología LoRaWAN de Tecun se caracteriza por su adaptación a las necesidades del merca-

do brindando bajos costos y mayor cobertura. La topología de red tipo estrella de LoRa permite alcanzar distancias superiores a 5 km en áreas urbanas y 45 km en áreas rurales, favoreciendo la penetración en edificaciones. La cobertura de alta densidad permite conectar hasta 250.000 usuarios por gateway. El bajo consumo de energía para establecer comunicaciones tanto en la recepción y envío de mensajes favorece la vida útil para las baterías de los medidores de gas y agua. Adicionalmente, esta tecnología opera en radiofrecuencia y más específicamente en la banda libre (902-928 MHz) lo que fomenta el ahorro de costos, además del sistema de encriptación de los datos de punta a punta que cumple con los más altos estándares mundiales (AES 128, TLS x509 y TLS oAuth) y brinda total seguridad en la transmisión, almacenamiento y manejo de la información.

El módulo de comunicaciones incorporado en los medidores Tecun es bidireccional, permite abrir y cerrar válvulas internas de flujo favoreciendo las acciones de manera remota, eliminando errores de lecturas y aumentando su frecuencia, lo que se traduce en beneficios para los procesos de facturación y cartera.

4.4.2. Análisis técnico

Las alternativas fueron evaluadas con base en criterios de desempeño, los cuales fueron propuestos por el autor de acuerdo a las características técnicas de las tecnologías analizadas. Por lo tanto, se presenta la adaptabilidad con el entorno, que hace referencia a la capacidad de integración de cada alternativa con la geografía del terreno y la interacción con los usuarios. La integración con otras tecnologías, tiene en cuenta la posibilidad de incorporación y el apalancamiento con otras tecnologías, que puedan suplir contingencias en un momento dado. La cobertura, hace referencia a la capacidad de alcance de la tecnología con el mínimo uso de equipos. El soporte técnico, implica la disponibilidad por parte del proveedor de brindar una asistencia en el momento que se requiera. Suspensión y reconexión remota, hace referencia a la posibilidad de las tecnologías de ejecutar acciones de suspensión y reconexión de manera remota y requerimientos adicionales, donde se hace alusión a las herramientas, servicios o equipos necesarios para el correcto funcionamiento de cada tecnología. Se asignó un peso porcentual a cada criterio, teniendo en cuenta su importancia y las recomendaciones de un experto al interior de un operador de red.

■ Matriz de evaluación técnica

Con el objetivo de evaluar las alternativas seleccionadas, se realizó una matriz de evaluación técnica, en la cual se consideraron los criterios descritos anteriormente así como el peso porcentual a cada criterio, y se calificó de 1 a 10 cada alternativa dependiendo de sus características, donde 1 correspondió a la calificación más baja y 10 a la más alta, ver tabla 4.8.

Tabla 4.8: Matriz de evaluación técnica de las alternativas.

ALTERNATIVAS	CRITERIOS						Total
	0,2	0,11	0,24	0,14	0,21	0,1	
	Adaptabilidad con el entorno	Integración con otras tecnologías	Cobertura	Soporte técnico	Suspensión y reconexión remota	Requerimientos adicionales	
Alternativa 1 (Cliensol Energy)	5	9	6	10	0	6	5,4
Alternativa 2 (Satel Iberia)	8	9	7	10	10	7	8,5
Alternativa 3 (Tecun)	9	5	10	10	10	7	9

Fuente: Propia

Según los resultados de la matriz de evaluación técnica, se evidencia que la alternativa 3 correspondiente a la tecnología LoRaWAN de Tecun, es aquella con mayor favorabilidad, debido a que su ponderado 9,0 representa el más alto comparado con las demás alternativas, destacado principalmente por el criterio de cobertura y el beneficio de suspensión y reconexión remota. La siguiente alternativa con mejor resultado corresponde a la presentada por la empresa Satel Iberia, con un ponderado de 8,5 destacada por el criterio de soporte técnico y el beneficio de suspensión y reconexión remota. El último lugar lo ocupa la tecnología de la empresa Cliensol Energy con un ponderado de 5,4 destacada por el criterio de soporte técnico y la capacidad de integración con otras tecnologías.

4.4.3. Análisis financiero

Como punto de partida para el análisis financiero, se calculó la inversión asociada a cada alternativa, adicionalmente se evaluaron los costos asociados a un caso piloto de 300 usuarios donde se incluyeron los costos variables, además se elaboró una proyección teniendo en cuenta un aumento en el número de usuarios y finalmente se consideraron los costos evitados por la implementación de alguna de las alternativas.

■ Inversión

Para calcular la inversión se solicitó a los proveedores la cotización de cada una de las tecnologías, donde se identificaron los costos asociados a cada uno de los equipos inmersos en las propuestas, ver tablas 4.9, 4.10 y 4.11.

Tabla 4.9: Costos de la tecnología SenNet de Satel Iberia.

Descripción	Cantidad	Valor unitario (COP)
Datalogger DL280 Long Net SenNet	1	\$ 2.631.549
Licencia dispositivos para datalogger SenNet	1	\$ 3.625.847
Fuente de alimentación para datalogger SenNet	1	\$ 104.174
Tarjeta industrial SD 8 GB para datalogger SenNet	1	\$ 79.374
Antena GSM/GPRS magnética con conector SMA SenNet	1	\$ 32.257
Antena radio 433, 5 dBi, SMA SenNet	1	\$ 318.341
Gateway Long Net SenNet	1	\$ 892.586
Antena acodada 433 SMA 3dBi SenNet	1	\$ 40.717
Contador de pulsos Long Net SenNet	1	\$ 752.321
Repetidor Long Net SenNet	1	\$ 1.173.116
Antena radio 433, 5 dBi, SMA SenNet	1	\$ 318.341
Medidor para gas G2,5 Tipo Diafragma METREX	1	\$ 155.000
Medidor Inteligente 1F Con Desconexión	1	\$ 635.000
Instalación y mano de obra	1	\$ 70.000
TOTAL		\$ 10.828.623

Fuente: Propia

Para el cálculo de los costos de esta alternativa se destacan las siguientes consideraciones:

- Fue necesario adquirir la cotización de los equipos de medida de gas y energía eléctrica de manera separada, dado que la propuesta del proveedor no incluye los equipos de medida, los cuales son necesarios para el funcionamiento de la tecnología.
- Los valores referenciados para esta alternativa fueron tomados sin considerar el IVA.
- Los valores de los equipos de medida fueron tomados de un listado de precios suministrado por la empresa METREX S.A, (ver anexo D, “Listado de precios de los equipos empresa METREX S.A”) actualizada al 12 enero de 2021. Con respecto a los demás equipos necesarios para la implementación de esta tecnología, fueron costeados considerando la cotización entregada por la empresa SERVICIOS ENERGETICOS AMBIENTALES INTEGRALES SAS-SEAISAS el 19 de febrero de 2021, válida hasta el 1 de marzo de 2021, (ver anexo E, “Cotización tecnología SENNET empresa SEAISAS”).
- Los costos de instalación y mano de obra fueron tomados a partir de la información suministrada por un experto al interior de un operador de red (CEO), donde se asume que el costo de instalación por día equivale a \$70.000 COP para abril del 2021, y en un día se podrían instalar hasta 6 puntos de medida.

Tabla 4.10: Costos de la tecnología Energobox de Cliensol Energy.

Descripción	Cantidad	Valor unitario (COP)
Energio- Gateway ENERGOBOX SKU: 601124	1	\$ 1.001.671
Energio- Transmisor Optosense + sensor pulsos	1	\$ 391.958
Energio- Transmisor GasSense + sensor contador	1	\$ 535.676
Clie- Router GPRS	1	\$ 953.765
Energio- Pantalla display Energovision SKU: 601175	1	\$ 1.110.548
Clie- Antena amplificación de señal de transmisor 443MHz	1	\$ 152.428
Medidor para gas G2,5 Tipo Diafragma METREX	1	\$ 155.000
Medidor para energía Monofásico Bifilar DDS881 (M2) METREX	1	\$ 40.000
Instalación y mano de obra	1	\$ 70.000
TOTAL		\$ 4.444.004

Fuente: Propia

Para el cálculo de los costos de esta alternativa se contó con las siguientes consideraciones:

- Fue necesario adquirir la cotización de los equipos de medida de gas y energía eléctrica de manera separada, dado que la propuesta del proveedor no incluye los equipos de medida, los cuales son necesarios para el funcionamiento de la tecnología.
- Los valores referenciados para esta alternativa fueron tomados sin considerar el IVA.
- Los valores de los equipos de medida fueron tomados de un listado de precios suministrado por la empresa METREX S.A actualizada al 12 enero de 2021. Con respecto a los demás equipos necesarios para la implementación de esta tecnología, fueron costeados a partir del listado de precios con versión SO-00033 entregada por la empresa CLIENSOL ENERGY y que además fueron convertidos a pesos colombianos con una tasa de cambio estándar de \$4.389,71/€ regida el día 11 de abril del 2021, (ver anexo F, “Listado de precios de los equipos empresa Cliensol Energy”).
- Los costos de instalación y mano de obra fueron tomados a partir de la información suministrada por un experto al interior de un operador de red (CEO), donde se asume que el costo de instalación por día equivale a \$70.000 COP para abril del 2021, y en un día se podrían instalar hasta 6 puntos de medida.

Tabla 4.11: Costos de la tecnología LoRaWAN de Tecun.

Descripción	Cantidad	Valor unitario (COP)
Medidor electrónico, monofásico bifilar, 120V, 5(800) A, 60Hz, con módulo de comunicaciones LoRaWAN	1	\$ 183.425
Medidor de gas mecánico, volumétrico, con módulo de comunicaciones LoRaWAN y conectores.	1	\$ 297.149
Gateway para exteriores, 4G, 915 ~928 MHz	1	\$ 4.658.995
Instalación y mano de obra	1	\$ 70.000
TOTAL		\$ 5.209.569

Fuente: Propia

Para el cálculo de los costos de esta alternativa las consideraciones a tener en cuenta fueron:

- Los valores referenciados para esta alternativa fueron tomados sin considerar el IVA.
- Los equipos necesarios para la implementación de esta tecnología fueron costeados a partir de la cotización entregada por la empresa Tecnologías Unidas S.A.S. – Tecun el 12 de abril de 2021, válida hasta el 15 de mayo de 2021, además fueron convertidos a pesos colombianos con una tasa de cambio estándar de \$3.668,5 /USD regida el día 14 de abril de 2021, (ver anexo G, “Cotización tecnología LoRaWAN empresa Tecun”).
- Los costos de instalación y mano de obra fueron tomados a partir de la información suministrada por un experto al interior de un operador de red (CEO), donde se asume que el costo de instalación por día equivale a \$70.000 COP para abril del 2021, y en un día se podrían instalar hasta 6 puntos de medida.
- **Caso piloto**

Con el objetivo de evaluar el impacto a nivel económico de cada alternativa considerando un aumento en el número de usuarios, se propuso evaluar el comportamiento de cada tecnología en un caso piloto, donde se involucraron 300 usuarios residenciales que corresponden al promedio de clientes de CEO por barrio en la ciudad de Popayán, dispersos en un área de 10.000 m² con línea de vista. Se propuso medir variables de energía y gas por cada usuario (600 puntos). De esta manera se involucra principalmente la cobertura, así como la capacidad de expansión y su impacto en los costos de cada alternativa, ver tablas 4.12, 4.14 y 4.16.

Teniendo en cuenta el número de usuarios planteados en el caso piloto, se calculó por cada alternativa, la cantidad de equipos necesarios para dar atención a la propuesta. Además, se incluyó el costo de instalación y mano de obra considerando la instalación de 6 puntos de medida por día, siendo necesario calcular los costos variables, asociados al mantenimiento y servicio de internet,

ver tablas 4.13, 4.15 y 4.17.

Por recomendación de los proveedores, el mantenimiento hace referencia a una inspección de equipos, que se deberá realizar con una frecuencia de 2 veces al año. Por lo tanto, el costo asociado a esta actividad fue obtenido del listado de precios, correspondiente a las actividades AMI del contratista Applus Norcontrol para abril del 2021, quien presta sus servicios para CEO. Con respecto al servicio de internet, el costo de la tarjeta SIM Card fue cotizado con la empresa Claro, haciendo referencia a un plan con servicio de internet ilimitado.

Tabla 4.12: Costos de inversión de la tecnología SenNet de Satel Iberia asociados a un caso piloto de 300 usuarios.

Descripción	Cantidad	Valor total (COP)
Datalogger DL280 Long Net SenNet	6	\$ 15.789.294
Licencia dispositivos para datalogger SenNet	6	\$ 21.755.082
Fuente de alimentación para datalogger SenNet	6	\$ 625.044
Tarjeta industrial SD 8 GB para datalogger SenNet	6	\$ 476.244
Antena GSM/GPRS magnética con conector SMA SenNet	6	\$ 193.542
Antena radio 433, 5 dBi, SMA SenNet	6	\$ 1.910.046
Gateway Long Net SenNet	300	\$ 267.775.800
Antena acodada 433 SMA 3dBi SenNet	300	\$ 12.215.100
Contador de pulsos Long Net SenNet	300	\$ 225.696.300
Repetidor Long Net SenNet	2	\$ 2.346.232
Antena radio 433, 5 dBi, SMA SenNet	4	\$ 1.273.364
Medidor para gas G2,5 Tipo Diafragma METREX	300	\$ 46.500.000
Medidor Inteligente 1F Con Desconexión	300	\$ 190.500.000
Instalación y mano de obra	100	\$ 7.000.000
TOTAL		\$ 794.056.048

Fuente: Propia

Tabla 4.13: Costos variables de la tecnología SenNet de Satel Iberia asociados a un caso piloto de 300 usuarios.

Descripción	Frecuencia/año	Cantidad de equipos	Valor/mes (COP)	Valor total/año (COP)
Mantenimiento (Inspección de equipos AMI)	2	6	\$ 46.695	\$ 560.339
Servicio de internet (Plan Navegala Libre Ultra Claro)	12	6	\$ 99.900	\$ 7.192.800
TOTAL				\$ 7.753.139

Fuente: Propia

Tabla 4.14: Costo de inversión de la tecnología Energobox de Cliensol Energy asociados a un caso piloto de 300 usuarios.

Descripción	Cantidad	Valor total (COP)
Energo- Gateway ENERGOBX SKU: 601124	10	\$ 10.096.333
Energo- Transmisor Optosense + sensor pulsos	300	\$ 118.522.170
Energo- Transmisor GasSense + sensor contador	300	\$ 161.980.299
Clie- Router GPRS	10	\$ 9.613.465
Energo- Pantalla display Energovision SKU: 601175	300	\$ 335.812.815
Clie- Antena amplificación de señal de transmisor 443MHz	10	\$ 1.536.399
Medidor para gas G2,5 Tipo Diafragma METREX	300	\$ 46.500.000
Medidor para energía Monofásico Bifilar DDS881 (M2) METREX	300	\$ 12.000.000
Instalación y mano de obra	100	\$ 7.000.000
TOTAL		\$ 703.061.480

Fuente: Propia

Tabla 4.15: Costos variables de la tecnología Energobox de Cliensol Energy asociados a un caso piloto de 300 usuarios.

Descripción	Frecuencia/año	Cantidad de equipos	Valor/mes (COP)	Valor total/año (COP)
Mantenimiento (Inspección de equipos AMI)	2	10	\$ 46.695	\$ 933.898
Servicio de internet (Plan Navegala Libre Ultra Claro)	12	10	\$ 99.900	\$ 11.988.000
TOTAL				\$ 12.921.898

Fuente: Propia

Tabla 4.16: Costo de inversión de la tecnología LoRaWAN de Tecun asociados a un caso piloto de 300 usuarios.

Descripción	Cantidad	Valor total (COP)
Medidor electrónico, monofásico bifilar, 120V, 5(800) A, 60Hz, con módulo de comunicaciones LoRaWAN	300	\$ 55.027.500
Medidor de gas mecánico, volumétrico, con módulo de comunicaciones LoRaWAN y conectores.	300	\$ 89.144.550
Gateway para exteriores, 4G, 915 ~928 MHz	1	\$ 4.658.995
Instalación y mano de obra	100	\$ 7.000.000
TOTAL		\$ 155.831.045

Fuente: Propia

Tabla 4.17: Costos variables de la tecnología LoRaWAN de Tecun asociados a un caso piloto de 300 usuarios.

Descripción	Frecuencia/año	Cantidad de equipos	Valor/mes (COP)	Valor total/año (COP)
Mantenimiento (Inspección de equipos AMI)	2	1	\$ 46.695	\$ 93.390
Servicio de internet (Plan Navegala Libre Ultra Claro)	12	1	\$ 99.900	\$ 1.198.800
TOTAL			\$ 1.292.190	

Fuente: Propia

Por lo anterior el costo total de inversión más bajo se obtiene en la alternativa 3 de Tecun, correspondiente a \$155.831.045 COP adicional a los costos variables los cuales suman un total de \$1.292.190 COP. En segundo lugar, se ubica la alternativa 2 de Cliensol Energy con un costo de inversión correspondiente a \$703.061.480 COP sumado a los costos variables equivalentes a \$12.921.898 COP. Por último, el costo de inversión más alto se presenta en la alternativa 1 de Satel Iberia, correspondiente a \$794.056.048 COP adicional a los costos variables que equivalen a \$7.753.139 COP.

■ Proyección económica de las alternativas

Con el objetivo de evaluar el comportamiento económico de las alternativas con base en el incremento del número de usuarios, se realizó la proyección de los costos de inversión y costos variables para 1, 300, 500, 1.000 y 5.000 usuarios, ver figuras 4.3 y 4.4.

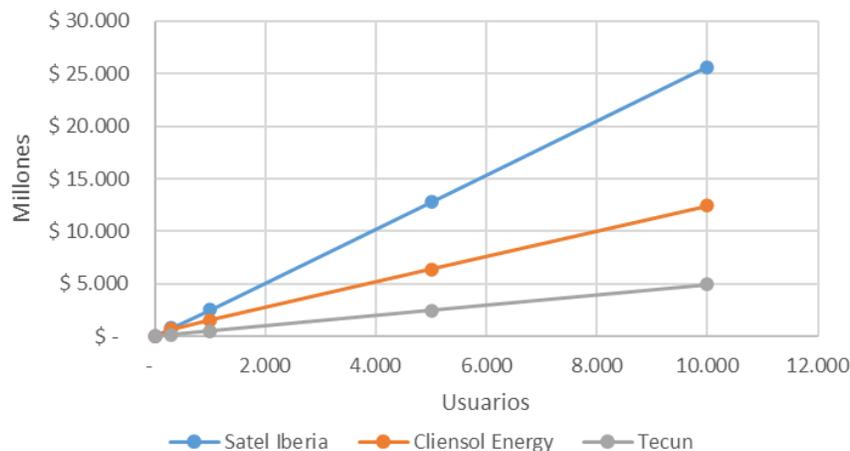


Figura 4.3: Proyección de los costos de inversión en las alternativas tecnológicas.

Fuente: Propia

La proyección de los costos de inversión evidencia que la alternativa 1 de Satel Iberia presenta los costos más altos en relación con el aumento del número de usuarios. Se evidencia un costo total de inversión correspondiente a \$12.806.525.325 COP para 5.000 usuarios y \$25.612.125.875 COP para 10.000 usuarios. Esto a razón de la cantidad de equipos necesarios para la puesta en marcha de la tecnología. Mientras la alternativa 3 de Tecun es la que presenta tendencia menor en costos de inversión, evidenciando un total de \$2.465.906.495 COP para 5.000 usuarios y \$4.927.083.995 COP para 10.000 usuarios.

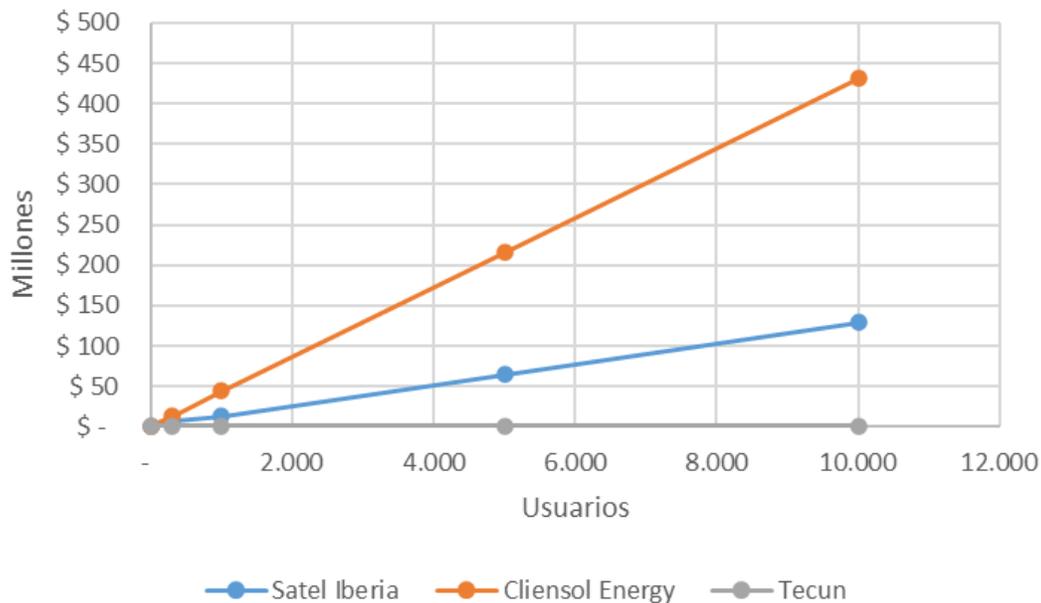


Figura 4.4: Proyección de los costos variables en las alternativas tecnológicas.

Fuente: Propia

Los costos variables tienden al alza para las alternativas de Satel Iberia y Cliensol Energy, evidenciando un total de \$64.609.488 COP y \$129.218.976 COP para 5.000 y 10.000 usuarios respectivamente en cuanto a Satel. Cliensol presenta \$215.795.690 COP y \$431.591.380 COP para 5.000 y 10.000 usuarios respectivamente, sin embargo, en la alternativa de Tecun se observa que los costos variables se mantienen equilibrados en \$1.292.190 COP para igual cantidad de usuarios.

■ Beneficios y ahorros

El proceso de facturación al interior del operador de red asume un papel importante para la economía del negocio, debido a que en este proceso se desarrollan actividades necesarias para consolidar las facturas de cobro a los usuarios. Para hacer efectiva dicha factura, se requiere obtener mes a mes la lectura de los consumos que registra el medidor de cada usuario, y para

esto, se debe ejecutar en campo tal actividad, que para los medidores convencionales consiste en desplazarse hasta cada unidad de medida y obtener manualmente la lectura. De esta manera se hace posible el cálculo del consumo mensual para cada usuario, sin embargo, es importante mencionar que en ocasiones tal actividad no se puede realizar por diferentes anomalías, lo que desencadena inconvenientes en el proceso de facturación, debido a la no obtención de la lectura del ciclo correspondiente, conllevando a la facturación de consumo por promedio.

La actividad descrita se evitaría al contar con una tecnología AMI que permita obtener los datos de lecturas de forma remota, lo que generaría una mayor eficacia en el proceso de facturación al igual que un ahorro económico de \$621 COP por lectura si es rural y \$220 COP si es urbana, ver tabla 4.18, monto que actualmente paga CEO al contratista por la ejecución de la actividad descrita. El ahorro económico para la empresa comercializadora de gas es aproximadamente \$103 COP por lectura, ver tabla 4.19, costo calculado con base en la información proporcionada por un experto al interior de una empresa comercializadora de gas.

La actividad de suspensión y reconexión del servicio eléctrico y de gas, es aquella que se aplica a usuarios morosos y con cartera, que además no realizan el pago oportuno del servicio prestado. De esta manera, el operador ordena ejecutar esta actividad en campo y consiste en aislar o reconectar el servicio según sea el caso. Tal actividad tiene un costo para el operador de red correspondiente a \$35.000 COP si es desde el medidor para el servicio eléctrico, ver tabla 4.18, y \$6.000 COP para el servicio de gas, ver tabla 4.19. Estos costos se los ahorrarían para el mes de abril de 2021, las empresas comercializadoras al contar con una tecnología AMI que incorpore el beneficio de suspensión y reconexión remota.

Tabla 4.18: Costos asociados al proceso de lectura convencional de medidores y actividad de suspensión y reconexión del servicio eléctrico para abril de 2021.

Lectura convencional (ahorro por lectura) (COP)		Suspensión y Reconexión (ahorro por actividad) (COP)		
Rural	Urbana	Medidor	Poste	Retiro acometida
\$621	\$220	\$35.000	\$75.000	\$120.000

Fuente: Propia

Tabla 4.19: Costos asociados al proceso de lectura convencional de medidores y actividad de suspensión y reconexión del servicio de gas para abril de 2021.

Lectura convencional (ahorro por lectura) (COP)	Suspensión y Reconexión (ahorro por actividad) (COP)
\$103	\$6.000

Fuente: Propia

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones Capitulo 2

5.1.1. Análisis técnico

- Se identificaron 17 alternativas de solución para reducir las fallas generadas por acercamiento entre fases, de las cuales se seleccionaron las 6 más pertinentes a la problemática descrita y al contexto de CEO. Estas alternativas seleccionadas se agrupan en 3 categorías: amortiguadores, separadores y aisladores.
- Los amortiguadores corrigen la vibración que se presenta en los conductores por movimientos de alta frecuencia y baja amplitud, por lo tanto, reducen la probabilidad de acercamiento entre fases y a su vez la probabilidad de que se genere una falla. Por lo anterior, las alternativas asociadas a esta categoría son las menos efectivas en reducción de fallas. (Amortiguador de vibraciones VORTX y Amortiguador de vibración espiral). Esta alternativa tiene a favor una vida útil de 20 años y una facilidad para inspección e instalación debido a que no se requiere bajar el conductor ni desenergizarlo.
- Los separadores mantienen la distancia de separación entre los conductores, por lo tanto, reducen la probabilidad de acercamiento entre fases y a su vez la probabilidad de que se genere una falla. Por ello, las alternativas asociadas a esta categoría son las más efectivas en reducción de fallas. (Separacable 1,4 m y Separacable 3,5 m). Esta alternativa tiene a su favor una vida útil de 20 años y la facilidad de instalación pues no se requiere desenergizar el conductor, pero en contra tiene lo complicado que resulta realizar su inspección.
- Los aisladores proveen protección y aislamiento a los conductores, por lo tanto, reducen la probabilidad de acercamiento entre fases y a su vez la probabilidad de que se genere una falla. Por esto, las alternativas asociadas a esta categoría son efectivas en reducción

de fallas (fundadriel, cintadriel). Esta alternativa tiene en contra la instalación pues se debe desenergizar y bajar el conductor.

- Las 6 alternativas propuestas se evaluaron en una matriz donde se consideraron criterios como la efectividad, vida útil, facilidad de instalación y facilidad de inspección, a estos criterios se les dio un peso porcentual dependiendo la necesidad de CEO. El resultado de esta evaluación arrojó que el separacable es la alternativa con mayor ponderación debido a su alto porcentaje de efectividad y vida útil, la cintadriel y la fundadriel son las alternativas con más baja ponderación debido a que no son fáciles de instalar y se debe desenergizar y bajar el conductor.

5.1.2. Análisis financiero

- Implementar una de las alternativas contribuye con la reducción de fallas por acercamiento entre fases, por lo tanto, se generaría un beneficio para CEO, tanto en el valor de atención de fallas evitadas como en el valor total de energía servida por la falla evitada. El beneficio total por falla evitada sería de \$986.974. COP calculado para el mes de junio de 2019.
- Al seleccionar una de las alternativas, es importante considerar el porcentaje de efectividad de la reducción de fallas pues entre más bajo sea este porcentaje mayor cantidad de fallas deberían suceder para recuperar la inversión.
- Para vanos cortos (50 – 200 m) se recomienda emplear el amortiguador de vibración espiral, el separacable 1,4 m o el separacable de 3,5 m considerando su rentabilidad, sin embargo, teniendo en cuenta el porcentaje de efectividad de reducción de fallas, es preferible emplear el separador (95 % efectividad) que el amortiguador (50 % efectividad).
- Para vanos medianos (201 – 600 m) se recomienda emplear el amortiguador de vibración espiral, el separacable 1,4 m o el separacable de 3,5 m considerando su rentabilidad, sin embargo, teniendo en cuenta el porcentaje de efectividad de reducción de fallas, es preferible emplear el separador (95 % efectividad) que el amortiguador (50 % efectividad).
- Para vanos largos (mayor a 600 m) se recomienda el amortiguador de vibración espiral, el separacable 1,4 m o el separacable de 3,5 m considerando su rentabilidad, sin embargo, teniendo en cuenta el porcentaje de efectividad de reducción de fallas es preferible emplear el separador (95 % efectividad) que el amortiguador (50 % efectividad).
- La alternativa menos recomendada es la fundadriel, debido a que presenta el costo más alto de inversión en cualquiera de los 3 tipos de vanos, considerando además que es una de las alternativas con menor tiempo de vida útil.

5.2. Recomendaciones Capitulo 2

- Entre el total de alternativas evaluadas se recomienda instalar cualquiera de los separadores de línea propuestos, al ser la alternativa con mejores resultados en la evaluación técnica y financiera.
- Se recomienda realizar la instalación de estos dispositivos en los circuitos Pto Tejada 2, Tunía, Mondomo Rural y Pescador, donde se han presentado mayor cantidad de fallas generadas por acercamiento entre fases.
- Considerando que los dispositivos son económicos, se recomienda su instalación en los nuevos proyectos de construcción de red en zonas en las que se presenten fuertes vientos o que se tengan antecedentes de fallas por acercamiento entre fases.
- Con respecto a los separadores, se recomienda que su instalación sea en conductores que no presenten empalmes, pues éstos, podrían obstruir el recorrido de los dispositivos, pues una de sus características es que son autodeslizantes, lo cual afectaría su efectividad.
- Si se decide instalar amortiguadores, es importante considerar que estos no se instalan en el centro de la catenaria sino junto a la estructura, por lo tanto, se recomienda instalarlos en vanos cortos pues entre más longitud tenga el vano menor es la efectividad de estos dispositivos.

5.3. Conclusiones Capitulo 3

5.3.1. Análisis técnico

- En los transformadores que no cuentan con macromedición, no es posible cuantificar de forma correcta el indicador de pérdidas no técnicas.
- El análisis de pérdidas por transformador no permitió llegar a una conclusión sólida en cuanto al indicador, debido a que los valores tomados del informe de macromedidores, contiene datos de pérdidas inconsistentes que no garantizan confiabilidad del proceso realizado en la macromedición para los productos evaluados.
- El método estadístico empleado para la evaluación del consumo de energía en los usuarios con tecnología AMI IR, permite concluir que no existe un cambio radical en los hábitos de consumo de los usuarios evaluados, debido a que no presentan una variación considerable en el consumo después de realizar la instalación de la tecnología AMI.
- No es posible afirmar que la reducción del indicador de pérdidas en circuitos con productos AMI, se debe netamente al despliegue de la tecnología en tales circuitos, pues el número

de productos AMI instalados por circuito es aún muy bajo comparándolo con el total de productos con medición convencional en los circuitos.

- El método estadístico implementado para el análisis de consumo de los productos AMI IR permitió identificar un aumento de consumo de 0,8 % en los usuarios después de instalar la tecnología AMI.
- El análisis de consumo por municipio en la población con tecnología AMI IR permite concluir que en dos de los cuatro municipios (El Tambo, Popayán) la media de consumo aumentó en 17 % y 4 % respectivamente y en los otros dos (Morales, Suárez) el consumo disminuyó en 8 % y 2 % respectivamente, de esta manera, se pueden identificar diversos escenarios dependiendo del municipio en el cual se despliegue la tecnología.
- El análisis de consumos estimados permite concluir que después de la instalación de la tecnología AMI IR, el número de productos facturados por estimación se redujo en un 20 %, sin embargo, la cantidad de periodos estimados sí presenta un incremento. Ahora bien, al realizar el análisis estadístico solo para los 238 productos que cuentan como máximo con un periodo estimado, el resultado no presenta diferencia alguna frente al mismo análisis realizado para el total de los productos AMI IR.
- Los amarres de productos con tecnología AMI Concentrada cuentan con mayor confiabilidad, pues en estos casos se cuenta con las unidades de medida ubicadas en la misma caja y asociadas a un mismo transformador.

5.3.2. Análisis financiero

- La instalación de la tecnología AMI Individual en usuarios rurales, impactó positivamente en el porcentaje de recaudo, adicionalmente, el indicador de cartera logró reducirse, pasando de 69 usuarios morosos a 33 en un periodo de evaluación de 12 meses.
- La instalación de la tecnología AMI Individual en usuarios rurales, impactó en la disminución de los periodos vencidos, pasando de un promedio por usuario de 5,2 meses vencidos a 2,8 en un tiempo de evaluación de 12 meses.
- La instalación de la tecnología AMI Concentrada, provocó un aumento en el porcentaje de recaudo en la población evaluada, lo cual contribuyó a la disminución de la cartera, pasando de 254 usuarios con cartera vencida a 157 en un periodo de evaluación de 24 meses.
- La instalación de la tecnología AMI Concentrada, disminuyó los periodos vencidos en los usuarios evaluados, pasando de un promedio por usuario de 1,6 meses vencidos a 1,2 en un periodo de evaluación de 24 meses.
- La población con medición convencional evaluada permitió evidenciar variaciones negativas en el indicador de cartera, registrando un aumento del 1 % en este indicador, pasando de 45

a 49 clientes morosos. Además, el promedio de periodos vencidos por usuarios aumentó de 3,7 a 4 en un periodo de evaluación de 24 meses. .

- El efecto AMI a nivel comercial se presenta principalmente en los usuarios residenciales, los cuales tuvieron cambios positivos en los indicadores de facturación, recaudo, cartera y periodos vencidos después de la instalación de la tecnología AMI.
- El análisis financiero permite concluir que la tecnología AMI en general ayuda en la reducción de los periodos vencidos al igual que incrementa la frecuencia de pago en los usuarios a los cuales se les instala la tecnología.

5.4. Recomendaciones Capitulo 3

- En los transformadores donde se instalen medidores AMI, se recomienda que el macromedidor sea también AMI, pues en los casos donde no se cumple con esta recomendación, hace que se pierda el beneficio de lectura remota de los medidores hijos, debido a que se tiene que realizar dicha actividad en campo solo para tomar lectura del macromedidor.
- En casos donde el transformador cuente con el 100 % de productos AMI al igual que el macromedidor, es fundamental que este se encuentre en perfectas condiciones técnicas, pues este sería el único medio de control de pérdidas, pues ya no habrá lectores en campo ni tampoco brigadas encargadas de suspensión y reconexión que de alguna manera desarrollen la inspección del estado de la infraestructura eléctrica, y puedan reportar anomalías como conexiones directas o intervenciones en la medida.
- Si el macromedidor no puede ser leído por alguna anomalía y se debe estimar su consumo, se recomienda no realizar dicha actividad por más de dos meses, de hacerlo, generará inconsistencias en el balance de pérdidas.
- Para desarrollar un adecuado balance de pérdidas, se recomienda garantizar continuamente el aseguramiento de la información, brindando una constante actualización de los datos referente a las variables inmersas en este proceso (amarres, cargas adicionales, consumo, días leídos), pues si no se cuenta con una información actualizada, no se puede garantizar un desarrollo correcto del procedimiento para el cálculo de las pérdidas por transformador.
- Los productos macromedidores que aparecen creados en el sistema y no se ha realizado su instalación en campo, se recomienda reprogramar la actividad para su correspondiente instalación o dar de baja en el sistema.
- Se recomienda la estandarización de las bases datos que suministran las diferentes áreas de la empresa, dado que resulta complejo el análisis de las mismas cuando no se cuenta con unificación de criterios.

- Para los usuarios con productos AMI IR analizados como casos especiales, se recomienda generar orden para revisar en campo y validar si se encuentran conectados ilegalmente a la red.

5.5. Conclusiones Capitulo 4

5.5.1. Análisis técnico

- La tecnología LoRa WAN de Tecun brinda mayor cobertura, lo que es equivalente a un número mayor de usuarios conectados con el mínimo de equipos, además del beneficio de suspensión y reconexión remota, por lo tanto, es la alternativa con mayor favorabilidad con base en las características técnicas.
- La tecnología Energobox de Cliensol Energy no cuenta con el beneficio de suspensión y reconexión remota, además, es la que brinda menor cobertura, por lo tanto, es la alternativa menos favorable con base en las características técnicas.
- La tecnología SenNet de Satel Iberia se destaca por el beneficio de suspensión y reconexión remota, posibilita la integración con diferentes unidades de medida disponibles en el mercado, sin embargo, la cobertura y cantidad de equipos requeridos para su funcionamiento, evitan que sea la alternativa con mayor favorabilidad.
- Las 3 alternativas tecnológicas se evaluaron en una matriz donde se consideraron criterios como adaptabilidad con el entorno, integración con otras tecnologías, suspensión y reconexión remota, cobertura, soporte técnico y requerimientos adicionales para la puesta en marcha, a estos criterios se les asignó un peso porcentual dependiendo de la importancia y el beneficio para el operador de red (CEO). El resultado de esta evaluación estableció que la tecnología LoRaWAN de Tecun, es aquella con mayor favorabilidad, debido a su ponderado de 9,0. La alternativa SenNet de Satel Iberia y Energobox de Cliensol Energy se ubicaron con menor favorabilidad debido a su ponderado de 8,5 y 5,4 respectivamente.
- Al ser este un proyecto de vigilancia tecnológica, los proveedores se muestran desinteresados en proporcionar información de sus desarrollos tecnológicos, teniendo en cuenta que centran su atención en clientes que manifiestan interés de comprar sus productos, por lo tanto, tal situación afectó significativamente el desarrollo en general del proyecto.

5.5.2. Análisis financiero

- La tecnología LoRa WAN de Tecun es la que presenta menor valor de inversión, con base en el caso piloto de 300 usuarios, debido a su mínimo número de equipos necesarios para el funcionamiento y su bajo costo.

- La tecnología SenNet de Satel Iberia es la que presenta mayor valor de inversión, con base en el caso piloto de 300 usuarios, por lo tanto, es la alternativa menos favorable debido a su alto costo.
- Implementar la tecnología LoRa WAN de Tecun o SenNet de Satel Iberia contribuye a la eficacia en el proceso de obtención de lecturas, debido a que proporcionan el beneficio de lectura remota, lo que equivale a un ahorro de hasta \$620 COP por lectura en cuanto al servicio eléctrico y \$103 COP aproximadamente para el servicio de gas, valores calculados para abril del 2021.
- Implementar la tecnología LoRa WAN de Tecun o SenNet de Satel Iberia evita la ejecución en campo de las actividades de suspensión y reconexión, por lo tanto, se generaría un ahorro para las empresas comercializadoras de \$35.000 COP por actividad en el servicio eléctrico y \$6.000 COP aproximadamente para el servicio de gas, valores calculados para abril del 2021.
- Los costos variables tienden a aumentar con relación a la cantidad de gateway que se incluyen en cada tecnología, por lo tanto, la alternativa que implica menores costos variables es LoRa WAN de Tecun, debido al número mínimo de equipos requeridos para su operación.

5.6. Recomendaciones Capitulo 4

- Con base en las alternativas evaluadas se recomienda instalar la tecnología LoRa WAN de Tecun, debido a que esta presenta los mejores resultados obtenidos tanto en la evaluación técnica como en la financiera.
- Para la instalación de cualquiera de las alternativas, se debe tener en cuenta las características geográficas del terreno, con el fin de identificar los posibles obstáculos que afecten el área de vista, lo que haría necesario la utilización de equipos adicionales que permitan ampliar la comunicación de los equipos.

Bibliografía

- [1] J. Cañas, S. Valencia, C. Sinisterra, J. Caicedo, M. Ramirez, E. Sanchez, and R. Miranda, “Informe anual de gestión 2018,” *Compañía Energética de Occidente*, 2018.
- [2] KAWAK, “Administración de mantenimiento y sistema de gestión,” *Compañía Energética de Occidente*, 2019.
- [3] M. Tuballa and M. Abundo, “A review of the development of smart grid technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 710–725, 2016.
- [4] S. M. Téllez Gutiérrez, J. Rosero García, and R. Céspedes Gandarillas, “Sistemas de medición avanzada en colombia: beneficios, retos y oportunidades,” *Revista Científica Ingeniería y Desarrollo*, vol. 36, no. 2, p. 469, 2018.
- [5] J. Gómez, R. Castán, J. Montero, J. Meneses, and J. García, “Aplicación de tecnologías de medición avanzada (ami) como instrumento para reducción de pérdidas,” *Boletín IIE*, vol. 39, no. 4, pp. 180–191, 2015.
- [6] “Documento creg-077 de 2018,” *Comisión de Regulación de Energía y Gas*, 30 Jul. 2018. [Online]. Available: <https://bit.ly/3u4263T>
- [7] “Contrato creg-095 de 2019,” *Comisión de Regulación de Energía y Gas y Universidad Tecnológica de Pereira*, 23 Dic. 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/3wtbXC9>
- [8] “Resolución 40072 de 2018,” *Ministerio de Minas y Energía*, 29 Ene. 2018. [Online]. Available: <https://bit.ly/2QD7Wf3>
- [9] “Resolución 40459 de 2019,” *Ministerio de Minas y Energía*, 27 May. 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/3vdPt80>
- [10] “Resolución 40483 de 2019,” *Ministerio de Minas y Energía*, 30 May. 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/3u1JmSN>
- [11] J. P. A. Escobar, J. W. Z. Sossa, R. H. Zarta, and J. G. Garcés, “Vigilancia tecnológica y análisis del ciclo de vida de la tecnología: Aplicación en productos generados a partir del café/technology surveillance and life cycle: application in products generated from coffee,” *Gestión de las Personas y Tecnología*, vol. 10, no. 29, pp. 78–94, 2017.

- [12] O. Villa Hincapié, F. G. León, C. Acevedo Argüello, and A. E. Barreto Montenegro, "Unidad de bibliometría-crai bucaramanga: experiencias y proyecciones."
- [13] A. Santa Soriano, A. González Alcalá, D. David Gómez, E. Arias Pérez-Illzarbe, N. V. Pérez Pérez, M. L. Guagliano, A. E. Troconis Troconis, S. Larreina, J. J. Miranda, Y. Humala *et al.*, "Mooc. vigilancia tecnológica, herramientas y estrategias para innovar. manual de aprendizaje," 2016.
- [14] "Congreso internacional sobre vigilancia e inteligencia sistemática para la innovación en las organizaciones," *Comité Organizador de VISIO 2018*, Nov. 2018. [Online]. Available: <https://bit.ly/3442NzK>
- [15] "Guía de vigilancia e inteligencia tecnológica," *Observatorio Virtual de Transferencia de Tecnología*. [Online]. Available: <https://bit.ly/2RCSDU7>
- [16] C. Salazar and S. Del Castillo, "Fundamentos básicos de estadística," 2018.
- [17] M. Rendón, M. Villasís, and M. Miranda, "Estadística descriptiva," *Revista Alergia México*, vol. 63, no. 4, pp. 397–407, 2016.
- [18] L. Velazquez, *Estadística descriptiva y probabilidad con excel*. Luis Enrique Velazquez Perea, 2017.
- [19] J. Pérez, "Estadística descriptiva e inferencial," 2016.
- [20] Área de calidad de la energía, "Formato 5 del sistema Único de información de servicios públicos domiciliarios," Compañía Energética de Occidente, Tech. Rep., Popayán, Cauca, Colombia. 2018.
- [21] Área de pérdidas de energía, "Evolución perdidas ctos 13200 v3," Compañía Energética de Occidente, Tech. Rep., Popayán, Cauca, Colombia. 2019.
- [22] J. A. Cedeño Mendoza, "Análisis de pérdidas de energía eléctrica de cnel ep. unidad de negocios milagro del periodo 2017-2018," Universidad Cesar Vallejo. 2019.
- [23] Área de pérdidas de energía, "Medición inteligente el ceo v6," Compañía Energética de Occidente, Tech. Rep., Popayán, Cauca, Colombia. 2019.
- [24] Área de pérdidas, "Irregularidades 2010-2019," Compañía Energética de Occidente, Tech. Rep., Popayán, Cauca, Colombia. 2019.
- [25] "Estas son las 'top 30' en innovación," *Semana*, Ago. 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/3yu7YXt>
- [26] "Nuestra organización," *Promigas*. [Online]. Available: <https://bit.ly/3bF7dkz>
- [27] "El gas en colombia," *Naturgas*. [Online]. Available: <https://bit.ly/3ytIYRp>

- [28] “Caño limón, cusiana y cupiagua, los pozos que rescataron a colombia,” *Semana*, Nov. 2018. [Online]. Available: <https://bit.ly/3wpKuku>
- [29] “Historia en colombia,” *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. [Online]. Available: <https://bit.ly/3f4u1fY>
- [30] C. Benavides, “Análisis del mercado de gas natural en colombia,” *Universidad de los Andes*, Bogotá, Cundinamarca, Colombia, May. 2016. [Online]. Available: <https://bit.ly/3ueGIJy>
- [31] K. Casas, “Sector gasífero en colombia: importancia y retos para el autoabastecimiento y transición energética,” Sep. 2020. [Online]. Available: <https://bit.ly/3f5QARq>
- [32] M. Fernandez and R. Rodriguez, “Selección de alternativas para el suministro de gas natural en colombia empleando el proceso analítico jerárquico,” *Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Ingeniería*, vol. 22, no. 2, pp. 190–210, 2017.
- [33] “Aumenta cifra de usuarios de gas natural en todo el país,” *Naturgas*. [Online]. Available: <https://bit.ly/3ynSYdX>
- [34] K. Bohórquez, “En total, según el más reciente balance de naturgas, colombia superó los 600.000 vehículos convertidos a gas,” *La República*, Jun. 2020. [Online]. Available: <https://bit.ly/3f4TmGq>
- [35] G. Covelli, “Estudio de vida Útil de medidores de gas tipo diafragma de uso residencial,” *Gases de Occidente S.A. ESP*, Cali, Valle del Cauca, Colombia. 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/3bL5iuT>

Apéndice A

Anexo: Listado completo de las alternativas

Este anexo contiene el listado total de las alternativas de solución consultadas, las cuales cumplen la función específica de separar conductores eléctricos, sin embargo cuentan con especificaciones técnicas y condiciones individuales para su operación.

	Separador amortiguador (dúplex, triplex y cuadrúplex)	Cushion Grip Twin Spacer	Espaciador de barra helicoidal	Amortiguador de vibración espiral	Amortiguador de vibraciones VORTX	Separador Semi-Rígido Dúplex
Tensión (kV)	13.2 - 34.5	No hay información	500 AC - 750 CC	No hay información	No hay información	400
Calibre (mm)	21 - 39	No hay información	20.32 - 30.39	4.4 - 19.3	10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 61	17.5 - 31.5
Vida útil (años)	No hay información	No hay información	No hay información	20	20	No hay información
Material	Aleación de Aluminio (grapa y cuerpo) Acero Galvanizado en caliente (tornillería)	Aleación de aluminio de alta resistencia con cojines de elastómero	Aleación de aluminio de alta resistencia.	Plástico térmico sólido, no corrosivo. (cloruro de polivinilo)	Grapa y zapata: Aleación de aluminio. Masas: Fundición de hierro galvanizado. Mensajero: Acero galvanizado. Tornillería: Acero galvanizado en caliente.	Protección de neopreno semiconductivo
Dimensiones (cm)	40 - 45	45.7 y 33	35 - 50	46 - 49 - 51 - 53 - 65	31.8 - 35.6 - 37.0 - 38.1 - 45.7 - 46.2 - 63.5 - 64.8 - 71.1	33 - 40 - 45 - 50
Configuración de la red	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Instalación	Frio y caliente	Frio y caliente	Frio	Frio y Caliente	Frio y caliente	Frio y caliente
Observación	Descartado por que su diseño es para mantener las distancias entre conductores de una misma fase, por lo cual no se adapta a las características de la red de CEO.	Descartado por que su diseño es para mantener las distancias entre conductores de una misma fase, por lo cual no se adapta a las características de la red de CEO.	Descartado por que su diseño es para mantener las distancias entre conductores de una misma fase, por lo cual no se adapta a las características de la red de CEO.	Alternativa elegida ya que se adapta a las condiciones de la red de CEO y está disponible por parte del proveedor.	Alternativa elegida ya que se adapta a las condiciones de la red de CEO y está disponible por parte del proveedor.	El producto ya no se encuentra disponible por el proveedor

	Separador para conductores de BT Y MT	Separador de fases E FLY TAP	Separador de fases de multiposición CODENSA	Separador de fases de longitud fija CODENSA	Lazodriel	Cintadriel
Tensión (kV)	No hay información	15 - 36	11.4 - 13.2	34.5	35	13.8 - 23 - 34.5
Calibre (mm)	Hilo 6 - 1/0	6 AWG a 336.4 AWG MCM	No hay información	No hay información	N.A	N.A
Vida útil (años)	No hay información	No hay información	No hay información	No hay información	15	15
Material	Poliétileno de alta densidad.	Poliétileno de alta densidad.	Poliétileno de alta densidad (PEAD)	Núcleo de fibra de vidrio Grapas en aluminio	Polímero reticulado	Silicón auto adherible
Dimensiones (cm)	65 - 85	No hay información	No hay información	130.9 y 89.5	Rollo de 500 - 750 Ancho 5	Rollo de 110 Ancho 5
Configuración de la red	Horizontal y Vertical	Horizontal y Vertical	Horizontal	Horizontal y Vertical	Horizontal y Vertical	Horizontal y Vertical
Instalación	Frio	Frio	No hay información	Frio y caliente	Frio	Frio
Observación	No se logró contacto con el proveedor, internacional.	No se logró contacto con el proveedor, internacional	No disponible por falta de alcanzabilidad del proveedor en el lugar de instalación.	No disponible por falta de alcanzabilidad del proveedor en el lugar de instalación.	Alternativa elegida ya que se adapta a las condiciones de la red de CEO y está disponible por parte del proveedor.	Alternativa elegida ya que se adapta a las condiciones de la red de CEO y está disponible por parte del proveedor.

	Fundadriel	Espaciador Amortiguador doble Preformado - AGSD	Separador vertical de Cables	RTL-15, RTL-15DM Spacers	Separacable Autodeslizante
Tensión (kV)	34.5	No hay información	15	34.5	15, 35 y 44
Calibre (mm)	13 - 25	477, 26/7 CAA	12 - 32	No hay información	1/0 - 2/0
Vida útil (años)	15	No hay información	No hay información	No hay información	20
Material	Silicón	Aluminio	Poliétileno de alta densidad	Poliétileno de alta densidad	Polímero
Dimensiones (cm)	100 - 2000	45,7	No hay información	No hay información	65 hasta 105
Configuración de la red	Horizontal y Vertical	Horizontal y Vertical	Vertical	Horizontal	Horizontal
Instalación	Frio y caliente	Frio y Caliente	Frio y Caliente	Frio y Caliente	Frio y Caliente
Observación	Alternativa elegida ya que se adapta a las condiciones de la red de CEO y está disponible por parte del proveedor.	Descartado por que su diseño es para mantener las distancias entre conductores de una misma fase, por lo cual no se adapta a las características de la red de CEO.	Dispositivo para instalar a cable protegido, por esta razón no se adapta a las necesidades del problema.	Dispositivo para instalar a cable protegido, por esta razón no se adapta a las necesidades del problema.	Alternativa elegida ya que se adapta a las condiciones de la red de CEO y está disponible por parte del proveedor.

Apéndice B

Anexo: Formato de encuesta

Este anexo contiene el formato de encuesta para la evaluación técnica de las alternativas seleccionadas, en el cual se recopilieron las opiniones de profesionales al interior de CEO.

ENCUESTA PARA EVALUAR LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Datos del encuestado:

Nombre: Alexander Velasco C. Cargo: Coordinador Técnico Empresa: CEO

La presente encuesta contribuirá a la evaluación de los dispositivos preseleccionados como alternativas de solución en el proyecto: **Reducción de fallas por acercamiento entre fases en líneas y circuitos de vanos largos**, cuyo objetivo es encontrar un dispositivo que sea la alternativa de solución más pertinente para reducir las fallas en los circuitos y líneas de Media Tensión de CEO por acercamiento entre fases. En el siguiente cuadro se relaciona la descripción, nombre, imagen y clasificación de los dispositivos preseleccionados:

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN			
Clasificación	Nombre	Imagen	Descripción
AMORTIGUADORES	Amortiguador de vibraciones VORTX		Los amortiguadores VORTX responden a la vibración de línea inducida por el viento que se caracteriza por el movimiento de alta frecuencia y baja amplitud, también conocido como vibración eólica. El amortiguador VORTX con pesos grandes y pequeños puede lograr una mayor disipación de potencia y rendimiento de respuesta de frecuencia.
	Amortiguador de vibración espiral		El amortiguador de vibración en espiral reduce la vibración eólica (la vibración de alta frecuencia y baja amplitud) causada por el viento horizontal que pasa a través de la línea.
SEPARADORES	Separable 1.4 y 3.5		El Separable ATP impide la posibilidad de cortocircuito por acercamiento de cables desnudos, pues mantiene su distancia de separación, de acuerdo con la distancia de diseño, aún en los puntos más riesgosos del conductor. Exclusivo sistema telescópico de ajuste para calibrarlo a la distancia exacta requerida cuenta con cabezas giratorias que lo hacen escusizable además de ser autodeslizante.
AISLADORES	Cintadriel		Cinta a base de silicón auto adherible que provee aislamiento y protección a conductores y a equipos eléctricos en subestaciones eléctricas e industria.
	Fundadriel		La cubierta Fundadriel provee aislamiento y protección a conductores eléctricos hasta 34.5 kV tensión nominal. Protege de descargas eléctricas a la fauna silvestre cercana a las líneas de distribución, así como de contacto accidental. Puede ser colocado y removido aún con la línea energizada.

Así mismo, en la siguiente tabla se muestran las características técnicas de cada uno de los dispositivos preseleccionados:

	ANÁLISIS TÉCNICO				
	Amortiguador de vibraciones VORTX	Amortiguador de vibración espiral	Separable autodeslizante	Fundadriel (mts)	Cintadriel (mts)
Tensión (kV)	13.2 - 34.5	13.2 - 34.5	13.2 - 34.5 - 44	13.2 - 34.5	13.2 - 23 - 34.5
Material	Grapa y zapata: Aleación de aluminio. Masas: Fundición de hierro galvanizado. Mensajero: Acero galvanizado. Tornillería: Acero galvanizado en caliente.	Plástico térmico sólido, no corrosivo.	Polimérico	Silicón	Silicón auto adherible
Dimensiones (cm)	31.8 - 35.6 - 37.0 - 38.1 - 45.7 - 46.2 - 63.5 - 64.8 - 71.1	46 - 49 - 51 - 53 - 65	65 hasta 105 o (según requerimientos del cliente)	100 en adelante	Rollo de 110 Ancho 5
Calibre (mm)	12.30 hasta 15.50	6.35 hasta 8.29 8.30 hasta 11.72	8.25 - 9.27	13 - 25	N.A
Vida útil (años)	20	20	20	15	15
Mantenimiento (inspección) (cantidad/año)	1	1	1	1	1
Modo de instalación	- Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	- Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	- Conductor energizado o desenergizado - No se debe bajar el conductor	- Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor	- Conductor desenergizado - Se debe bajar el conductor

Por favor responda:

1. ¿Ha tenido usted algún acercamiento con las anteriores alternativas u otras alternativas que cumplan con el mismo fin? Describa brevemente que tipo de experiencia ha tenido.

Si he tenido experiencia, he utilizado los separadores de línea, han sido efectivos, pero se tiene muchas variaciones externas ya veces se replican a varios relativamente cortos

2. Califique cada uno de los dispositivos preseleccionados de acuerdo con los criterios de efectividad, vida útil, facilidad de instalación y facilidad para realizar la inspección, teniendo en cuenta que **1 corresponde a la calificación más baja y 10 a la más alta**.

- 2.1 Califique de 1 a 10 la pertinencia del criterio de **EFFECTIVIDAD** (capacidad del dispositivo para evitar una falla por acercamiento entre fases), para cada uno de los dispositivos preseleccionados. Por favor coloque su calificación en el cuadro correspondiente.

CATEGORÍA	Amortiguador		Separador	Aislador	
	Amortiguador de vibraciones VORTX	Amortiguador de vibración espiral	Separacable autodeslizante	Fundadriel	Cintadriel
ALTERNATIVA					
CALIFICACIÓN	7	7	10	6	6

- 2.2 Califique de 1 a 10 la pertinencia del criterio de **VIDA ÚTIL**, para cada uno de los dispositivos preseleccionados. Por favor coloque su calificación en el cuadro correspondiente.

CATEGORÍA	Amortiguador		Separador	Aislador	
	Amortiguador de vibraciones VORTX	Amortiguador de vibración espiral	Separacable autodeslizante	Fundadriel	Cintadriel
ALTERNATIVA					
CALIFICACIÓN	10	8	5	5	5

- 2.3 Califique de 1 a 10 la pertinencia del criterio de **FACILIDAD DE INSTALACIÓN**, para cada uno de los dispositivos preseleccionados. Por favor coloque su calificación en el cuadro correspondiente.

CATEGORÍA	Amortiguador		Separador	Aislador	
	Amortiguador de vibraciones VORTX	Amortiguador de vibración espiral	Separacable autodeslizante	Fundadriel	Cintadriel
ALTERNATIVA					
CALIFICACIÓN	10	10	5	10	10

- 2.4 Califique de 1 a 10 la pertinencia del criterio de **FACILIDAD PARA REALIZAR LA INSPECCIÓN**, para cada uno de los dispositivos preseleccionados. Por favor coloque su calificación en el cuadro correspondiente.

CATEGORÍA	Amortiguador		Separador	Aislador	
	Amortiguador de vibraciones VORTX	Amortiguador de vibración espiral	Separacable autodeslizante	Fundadriel	Cintadriel
ALTERNATIVA					
CALIFICACIÓN	10	10	10	10	10

Apéndice C

Anexo: Tabla de inversión completa

Este anexo contiene la información detallada de inversión, correspondiente a los dispositivos que aportan a la reducción de fallas por acercamiento entre líneas.

Tipo de vano	Longitud aprox.	Categoría	Alternativas de solución			Costo de adquisición			Costo de instalación		Costo total de inversión (COP)
			Alternativa	Cantidad requerida por vano	Costo unitario del dispositivo (COP)	Costo total de dispositivos por vano (COP)	Costo total de instalación (COP)	Costo de desenergización por instalación (COP)			
Vano corto	50 - 200 (m)	Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	6	\$ 195.512	\$ 1.173.073	\$ 354.156	\$ -	\$ 1.527.230		
			Amortiguador de vibración espiral	6	\$ 36.145	\$ 216.870	\$ 354.156	\$ -	\$ 571.026		
		Separadores de línea	Separacable 1.4 (m)	2	\$ 291.550	\$ 583.100	\$ 354.156	\$ -	\$ 937.256		
			Separacable 3.5 (m)	2	\$ 565.250	\$ 1.130.500	\$ 354.156	\$ -	\$ 1.484.656		
Vano mediano	201 - 600 (m)	Aisladores	Fundadriel (m)	30	\$ 127.616	\$ 3.828.468	\$ 708.312	\$ 2.955.737	\$ 7.492.517		
			Cintadriel (m)	45	\$ 29.458	\$ 1.325.606	\$ 708.312	\$ 2.955.737	\$ 4.989.655		
		Amortiguadores	Amortiguador de vibraciones VORTX	12	\$ 195.512	\$ 2.346.147	\$ 354.156	\$ -	\$ 2.700.303		
			Amortiguador de vibración espiral	12	\$ 36.145	\$ 433.741	\$ 354.156	\$ -	\$ 787.897		
		Separadores de línea	Separacable 1.4 (m)	2	\$ 291.550	\$ 583.100	\$ 354.156	\$ -	\$ 937.256		
			Separacable 3.5 (m)	2	\$ 565.250	\$ 1.130.500	\$ 354.156	\$ -	\$ 1.484.656		
Aisladores	Fundadriel (m)	60	\$ 127.616	\$ 7.656.936	\$ 1.062.468	\$ 4.926.228	\$ 13.645.632				
	Cintadriel (m)	90	\$ 29.458	\$ 2.651.212	\$ 1.062.468	\$ 4.926.228	\$ 8.639.908				
Amortiguadores	> 600 (m)	Separadores de línea	Amortiguador de vibraciones VORTX	18	\$ 195.512	\$ 3.519.220	\$ 354.156	\$ -	\$ 3.873.376		
			Amortiguador de vibración espiral	18	\$ 36.145	\$ 650.611	\$ 354.156	\$ -	\$ 1.004.767		
Aisladores	> 600 (m)	Separadores de línea	Separacable 1.4 (m)	2	\$ 291.550	\$ 583.100	\$ 354.156	\$ -	\$ 937.256		
			Separacable 3.5 (m)	2	\$ 565.250	\$ 1.130.500	\$ 354.156	\$ -	\$ 1.484.656		
		Fundadriel (m)	90	\$ 127.616	\$ 11.485.404	\$ 1.770.780	\$ 7.881.964	\$ 21.138.149			
			Cintadriel (m)	135	\$ 29.458	\$ 3.976.818	\$ 1.770.780	\$ 7.881.964	\$ 13.629.563		

Apéndice D

Anexo: Listado de precios de los equipos empresa METREX S.A.

Este anexo contiene el listado formal de precios, correspondiente a los equipos ofertados por la empresa METREX S.A.

LISTA DE PRECIOS					VOLUMENES		
TIPO (115mm)	TRANSMISION	ROSCA	MATERIAL	R(Q3/Q1)	0 - 99	100 - 999	> 1000
VELOCIDAD	MECANICA	3/4" X 3/4"	BRONCE	160	\$ 68.000	\$ 65.960	\$ 61.880
VELOCIDAD	MECANICA	3/4" X 3/4"	PLASTICO	160	\$ 58.000	\$ 56.260	\$ 52.780
VELOCIDAD	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	160	\$ 65.000	\$ 63.050	\$ 59.150
VELOCIDAD	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	160	\$ 54.000	\$ 52.380	\$ 49.140
VELOCIDAD	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	200	\$ 58.000	\$ 56.260	\$ 52.780
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	160	\$ 86.000	\$ 83.420	\$ 78.260
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	200	\$ 89.000	\$ 86.330	\$ 80.990
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	250	\$ 93.000	\$ 90.210	\$ 84.630
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	315	\$ 110.000	\$ 106.700	\$ 100.100
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	160	\$ 76.000	\$ 73.720	\$ 69.160
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	200	\$ 76.000	\$ 73.720	\$ 69.160
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	250	\$ 82.000	\$ 79.540	\$ 74.620
VOLUMETRICO	MAGNETICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	315	\$ 85.000	\$ 82.450	\$ 77.350
VOLUMETRICO	MECANICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	160	\$ 81.000	\$ 78.570	\$ 73.710
VOLUMETRICO	MECANICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	200	\$ 84.000	\$ 81.480	\$ 76.440
VOLUMETRICO	MECANICO	3/4" X 3/4"	BRONCE	250	\$ 88.000	\$ 85.360	\$ 80.080
VOLUMETRICO	MECANICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	160	\$ 64.000	\$ 62.080	\$ 58.240
VOLUMETRICO	MECANICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	200	\$ 67.000	\$ 64.990	\$ 60.970
VOLUMETRICO	MECANICO	3/4" X 3/4"	PLASTICO	250	\$ 71.000	\$ 68.870	\$ 64.610
Medidor Ciclotmetro 5(60)con Bornera larga		5/60	CICLOMETRICO		\$ 38.000	\$ 36.860	\$ 34.580
Medidor LCD con Bornera larga (M9)		5/60	DIGITAL		\$ 38.000	\$ 36.860	\$ 34.580
Medidores para energia Monofasico Bifilar (M2)		5/60	DIGITAL		\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000
Calibracion Medidores Agua Nuevo DN15					\$ 10.000	\$ 8.600	\$ 7.300
Calibracion Medidores Agua Nuevo DN20					\$ 12.000	\$ 10.600	\$ 9.300
Calibracion Medidores Agua Usados DN15					\$ 15.000	\$ 13.000	\$ 11.000
Calibracion Medidores Agua Usados DN20					\$ 17.000	\$ 15.000	\$ 13.000
Calibracion Medidores Energia Monofasico					\$ 6.000	\$ 5.820	\$ 5.500
Calibracion Medidores Energia Bifasicos					\$ 9.500	\$ 9.215	\$ 8.500
Cajas plasticas Piso					\$ 32.500	\$ 31.525	\$ 29.575
Cajas plasticas Pared					\$ 40.000	\$ 38.800	\$ 36.400
Medidor G1,6 Analogo - sin conectores - sin certificado de calibracion					\$ 81.000		
Medidor G2,5 Analogo - sin conectores - sin certificado de calibracion					\$ 155.000		
Medidor G4 Analogo - con conector - sin certificado de calibracion					\$ 247.000		
Conectores Acero M26 x 1/2 (Por Unidad)					\$ 4.000		

Nota: sujeto a negociaciones puntuales

Confirmar disponibilidad de Inventarios y tiempos de entrega

A Extracol se le otorga un Descuento del 5% sobre el valor de lista

Los precios **NO** incluyen el IVA

Actualizada: Enero 12 de 2021

Apéndice E

Anexo: Cotización tecnología SENNET empresa SEISAS

Este anexo contiene la cotización formal correspondiente a la tecnología SenNet de la empresa SEISAS.

Seaisas - Servicios Energéticos Integrales

Comprometidos en ofrecer las mejores soluciones energéticas a nuestros clientes

NIT: 900942040-1



Bogotá, D.C.

19 de febrero de 2021

Contacto: **Andrés Pérez**Teléfono: **300 3051216**

Correo:

andres.perez@seaisas.comcontacto@seaisas.com

Presupuesto valido hasta:

01/03/2021

Presentado a:

Ronal Florez Galindez

Universidad del Cauca

Popayán, Cauca

Presupuesto No.

21-015**SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE**

PRESUPUESTO					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	Datalogger DL280 Long Net SenNet	Unidad	6	\$ 2.631.549	\$ 15.789.297
2	Licencia 100 dispositivos para datalogger SenNet	Unidad	6	\$ 3.625.847	\$ 21.755.079
3	Fuente de alimentación para datalogger SenNet	Unidad	6	\$ 104.174	\$ 625.045
4	Tarjeta industrial SD 8 GB para datalogger SenNet	Unidad	6	\$ 79.374	\$ 476.243
5	Antena GSM/GPRS magnética con conector SMA SenNet	Unidad	6	\$ 32.257	\$ 193.541
6	Antena radio 433, 5 dBi, SMA SenNet	Unidad	6	\$ 318.341	\$ 1.910.044
7	Gateway Long Net SenNet	Unidad	300	\$ 892.586	\$ 267.775.737
8	Antena acodada 433 SMA 3dBi SenNet	Unidad	300	\$ 40.717	\$ 12.215.245
9	Contador de pulsos Long Net SenNet	Unidad	300	\$ 752.321	\$ 225.696.280
10	Repetidor Long Net SenNet	Unidad	2	\$ 1.173.116	\$ 2.346.231
11	Antena radio 433, 5 dBi, SMA SenNet	Unidad	4	\$ 318.341	\$ 1.273.363
12	Materiales de instalación	Glb	1	\$ 19.715.294	\$ 19.715.294
13	Instalación y mano de obra	Unidad	1	\$ 17.850.000	\$ 17.850.000
				Subtotal	\$ 587.621.399
				IVA	19% \$ 111.648.066
				Total	\$ 699.269.464

NOTAS:

Forma de pago: CONTADO para los equipos y materiales de instalación.

Tiempo de entrega: 2,5 meses después de recibido el pago.

Si tiene alguna duda sobre este presupuesto, póngase en contacto con nosotros, con gusto lo atenderemos.

Apéndice F

Anexo: Listado de precios de los equipos empresa Cliensol Energy

Este anexo contiene el listado de precios, relacionado con los equipos de la tecnología Energobox de Cliensol Energy.



TARIFA DE PRECIOS 2021

Versión tarifa
SO-00033

En CLIENSOL estamos especializados en ofrecer soluciones profesionales completas de monitorización a bajo coste, para que sus proyectos de gestión energética, sean un éxito.

Pregunte por nuestros descuentos especiales a profesionales!!

Artículo & Descripción	Precio
 GAMA ACCUENERGY ----- ANALIZADORES DE RED PROFESIONAL---- ACCUENERGY ofrece una amplia gama de soluciones de analizadores de medición para usar en diferentes sectores industriales, comerciales, energías renovables y cualquier aplicación que necesite de mediciones precisas. Los productos Accuenergy y sus soluciones se despliegan en los proyectos de gestión de energía a gran escala, proyectos de expansión del transporte público, fábrica sistemas de control, equipos de maniobra a medida, proyectos LEED, proyectos PUE, sub-medición y muchos más con una enfoque de solución energética más eficiente, económica y versátil para sus aplicaciones.	0,00
 Accu- Analizador Acuvm II D SKU : accu-09 Analizador de redes Acuvm II DISPLAY con RS485 de serie, para mediciones de precisión para sensores de pinzas 333mv o sensores flexibles. (Voltaje, intensidad, Factor de potencia, potencia reactiva, etc) Webserver integrado.	643,50
 Accu- Analizador Acuvm II M SKU : accu-010 Analizador de redes Acuvm II CARRIL DIN con RS485 de serie, para mediciones de precisión para sensores de pinzas 333mv o sensores flexibles. (Voltaje, Intensidad, Factor de potencia, potencia reactiva, etc) Webserver integrado.	513,50
 Accu- Accuenergy modulo AXM-WEB.PUSH SKU : accu-004 Módulo de comunicación para analizador Acuvm II. Plataforma WEB para datos y configuracion. Soporta protocolo: Modbus-TCP/IP,SMTP, SNTP,HTTP post, HTTPs Post, FTP.	225,75
 Accu- Sensor flexible RCT 16 SKU : accu-016 Pinza flexibles RCT 16-1000 de rango 5A a 1200A	117,00
 Accu. pinza sensor AcuCT-H138-600A- 333mV SKU : acu-017 Pinzas núcleo partido CT 333mV. de intensidad 600A para diámetro 1.38"	68,15

Artículo & Descripción	Precio
 <p>Accu. Pinza sensor AcuCT-H100-250A- 333mV SKU : acu-020 Pinzas nucleo partido CT 333mV. de intesidad 250A</p>	56,55
 <p>GAMA ENERGO ----- MEDICIÓN DOMESTICA Y PYME----</p> <p>Equipos domóticos multipunto a precios competitivos para la gestión eficiente de electricidad, gas, agua y temperatura. Equipos de muy fácil instalación y pensados para instalaciones 2.0 y 3.0 con potencia máxima de 200 Kw. Especialmente indicado para sector doméstico y empresas.</p>	1,00
 <p>Energobox Gateway ENERGOBOX SKU : 601124 Gateway ENERGOBOX para gestión de 30 sensores (luz, agua, gas , temp) con comunicación inalámbrica 150 mts. Pensado para satisfacer todas las necesidades futuras de medición y control, Solar, control baterías, coche eléctrico, seguridad, etc.</p>	230,00
 <p>Energobox Pantalla display Energovision SKU : 601175 Pantalla Energovision, ideal para disponer de la información de los sensores, dispone de 2 sensor internos de Humedad y temperatura. Necesita de Gateway para envío de datos a la plataforma</p>	255,00
 <p>Energobox Transmisor Optosense + sensor pulsos SKU : 600807 Transmisor Optosense + sensor óptico para lectura de pulsos de contador compañía eléctrica con rango de distancia 150 m. Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA.</p>	90,00
 <p>Energobox Sensor Enchufe ON-OFF SKU : 600890 Sensor Enchufe de control ON/OFF para lecturas individuales de 16A. para la gestión y control de puntos independientes.</p>	78,00
 <p>Energobox Transmisor monofásico 80A + Sensor Standar 80A SKU : 600856 Transmisor powersense 80A con 1 sensor de 80A (12 mm). Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA. Diámetro sensores 12mm</p>	99,00
 <p>Energobox Transmisor monofásico 80A + Sensor mini 80A SKU : 600815 Transmisor powersense 80A con 1 sensor de 80A mini (10mm). Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5 V AA.</p>	99,00
 <p>Energobox Transmisor Powersense 80A+ 3 sensores 80A ST SKU : 600859 Transmisor powersense con 3 sensores de pinzas 80A (12 mm). Rango de distancia 150 mts. Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA. Duración baterías 2 años. Radio 433Mhz. Posibilidad de lectura trifásica o 3 monofásicas.</p>	129,00
 <p>Energobox Transmisor Powersense 80A+ 3 sensores 80A Mini SKU : 600836 Transmisor powersense con 3 sensores de pinzas 80A (10 mm). Rango de distancia 150 mts. Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA. Duración baterías 2 años. Radio 433Mhz. Posibilidad de lectura trifásica o 3 lecturas monofásicas.</p>	129,00

116 APÉNDICE F. LISTADO DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS EMPRESA CLIENSOL ENERGY

Artículo & Descripción	Precio
 <p>Energometer- Transmisor Powersense 300A + 3 sensores 300A SKU : 600817 Transmisor powersense con sensores de núcleo abierto de 300A . Rango de distancia 150 mts. Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA. Duración de baterías 2 años.</p>	246,00
 <p>Energometer- Analizador Energomaster Analizador Energomaster con comunicación integrada lot como GPRS. Permite auditar y gestionar fácilmente sistemas de distribución de energía industriales. Con posibilidad de hasta 9 puntos de medida de 80A hasta 300A.</p>	585,00
 <p>Energometer- Transmisor DC SKU : 601203 Transmisor corriente Continua con entradas analogicas para medir 5 sensores DC y Voltaje baterías. Se puede incorporar sensores de 50A-100A-400A.</p>	198,00
 <p>Energometer- Sensor DC 50A SKU : 601204 Sensor corriente Continua 50A para lecturas de DC. Necesita de transmisor DC para envío de datos a plataforma.</p>	75,00
 <p>Energometer- Sensor DC 100A SKU : 601205 Sensor corriente Continua 100A para lecturas de DC. Necesita de transmisor DC para envío de datos a plataforma.</p>	75,00
 <p>Energometer- Sensor DC 400A SKU : 601206 Sensor corriente Continua 400A para lecturas de DC. Necesita de transmisor DC para envío de datos a plataforma.</p>	135,00
 <p>Energometer- Transmisor GasSense + sensor contador SKU : 600993 Transmisor GasSense para mediciones de contadores de GAS con rango de distancia 150 m. Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA.</p>	123,00
 <p>Energometer- Transmisor AguaSense Exterior SKU : 601336 Transmisor AGUA UNIVERSAL para Exterior. Para uso en contadores existentes de AGUA con salida de pulsos. Rango de distancia 150 m. Medidas 45x92x29 con baterías incluidas de 2 x 1.5V AA.</p>	123,00
 <p>Energometer- ThermoSense Sensor termopar 3 SKU : 601331 ThermoSense Sensor de contacto termopar con 3 sensores de contacto. Para medir los consumos de 3 zonas con transmisor exterior estanco. especialmente indicado para toma de temperaturas precisas. ideal para climatización,</p>	123,00
 <p>Energometer- ThermoSense Sensor temperatura Exterior SKU : 601330 ThermoSense Sensor de temperatura ext para zonas independientes . (incluye baterías)</p>	123,00
 <p>Energometer- ThermoSense Sensor temperatura SKU : 600936 ThermoSense Sensor de temperatura para zonas independientes . (incluye baterías)</p>	58,00

Artículo & Descripción	Precio
 <p>Energio- Sensor de Calidad de aire AirSensor SKU : 601190 Sensor de Calidad de Aire para medir el CO2, Humedad, Temperatura, con baterías incluidas.</p>	333,00
 <p>Energio- Sensor de Calidad de aire AirSensor PRO SKU : 601191 Sensor de Calidad de Aire PRO para medir el CO2, Humedad, Temperatura, con baterías incluidas</p>	330,00
 <p>Energio- Sensor 80A Powersense SKU : 600682 Sensor 80A para transmisor powersense Rango 0,2 -50kw 26x40x23 diametro 12 mm</p>	32,00
 <p>Energio- Sensor 300A Powersense SKU : 600532 Sensor 300 A para transmisor powersense Rango 0,2 -72kw 60x85x45 diámetro 36 mm</p>	54,00
 <p>GAMA CLIENSOL METER ----- DESCARGA LOCAL DE CONTADORES COMPAÑIA</p>	1,00
<p>La gama CLIENSOL METER está pensada para descarga de datos históricos de contadores compañía con potencia mayor de 15Kw y con el protocolo IEC 870-5-102 . Pensado para profesionales que desean hacer estudios de energía con los datos de los contadores fiscales</p>	
 <p>clie- Kit READ METER IEC SKU : clie-1006 Kit READ METER IEC es un una aplicación, que permite descargar los datos históricos de contadores con el estándar IEC 870-5-102. Incluye APPIEC + Sonda micro USB + suscripción anual de mantenimiento y asistencia de 80€ para el primer año.</p>	542,00
 <p>clie- Kit READ METER PRIME SKU : clie-1007 Kit READ METER PRIME es un una aplicación, que permite descargar los datos históricos de contadores con el estándar PRIME. Incluye APP PRIME + Sonda micro USB + suscripción anual de mantenimiento y asistencia de 80€ para el primer año.</p>	542,00
 <p>clie- Kit READ METER CALIDAD SUMINISTRO SKU : clie-1002 Kit READ METER CALIDAD SUMINISTRO es un una aplicación, que permite descargar las incidencias ocurridas en contadores con el estándar PRIME e IEC. Incluye APP CALIDAD SUMINISTRO + Sonda micro USB + suscripción anual de mantenimiento y asistencia de 80€ para el primer año.</p>	542,00
 <p>clie- Kit READ METER IEC Y PRIME SKU : clie-1018 Kit READ METER IEC Y PRIME es un una aplicación, que permite descargar los datos históricos de contadores con el estándar IEC 870-5-102 y estándar PRIME. Incluye APPI EC + APP PRIME + Sonda micro USB + suscripción anual de mantenimiento y asistencia de 80€ para el primer año.</p>	817,00
 <p>clie- Energy Button HOME SKU : clie-013 Sensor Data logger Energy Button de contador compañía para lectura de pulsos a través de APP android. Ideal para registrar las potencias y consumos de contadores domésticos</p>	99,00

118 APÉNDICE F. LISTADO DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS EMPRESA CLIENSOL ENERGY

Artículo & Descripción	Precio
 <p>clie- Energy Button PRO SKU : clie-014 Monitor Data logger Energy Button PRO de contador compañía para lectura de pulsos a través de APP android. Ideal para registrar las potencias y consumos de contadores. Modelo especial profesional con parte magnética.</p>	118,00
 <p>GAMA CURRENTCOST ----- MEDICIÓN PROFESIONAL---- Equipos de medición profesional multipunto a precios competitivos para la gestión eficiente de electricidad, gas, agua y temperatura en empresas. Equipos de muy fácil instalación y pensados para instalaciones 2.0 y 3.0 con potencia maxima de 70 Kw. Especialmente indicado para pymes.</p>	1,00
 <p>Curr- Gateway profesional SKU : curr-04 Gateway profesional para gestión de hasta 10 transmisores para enviar los datos a través de plataforma profesional Energy Control. Envío de datos cada 5 minutos.Necesita conexión ethernet</p>	189,00
 <p>Curr- Transmisor Plus con sensores trifásico 80A SKU : curr-015 Transmisor Plus programable con 3 sensores pinzas 80A para envío de datos a gateway profesional, rango de distancia 40Mts a 433Mhz. Duración de baterías 3 años.</p>	128,00
 <p>Curr- Transmisor Plus con sensor monofasico 80A SKU : curr-016 Transmisor Plus programable con 1 sensor pinza 80A para envío de datos a gateway profesional, rango de distancia 40Mts a 433Mhz. Duración de baterías 3 años.</p>	65,00
 <p>Curr- Contador Matrix trifasico SKU : curr-03 Contador Carril DIN Matrix trifasico de 60 Amp con optismart integrado para lectura directa de energía ACTIVA. Pensado para lecturas que requieren de precisión.</p>	377,00
 <p>Curr- Contador Matrix monofasico SKU : curr-02 Contador Carril DIN Matrix Monofasico de 60 Amp con optismart integrado para lectura directa de energía ACTIVA. Pensado para lecturas que requieren de precisión.</p>	122,00
 <p>Clie- Router GPRS SKU : clie-015 Router GPRS INDUSTRIAL para conexión directa online, Especialmente indicado para instalaciones sin internet o con internet, pero con seguridad propia en su red. (Existe la posibilidad de ofrecer con la tarjeta incluida de compañía)</p>	219,00
 <p>Clie- Tarjeta datos router gprs SKU : clie-016 Tarifa de tarjeta móvil, para 12 meses de envío de datos con router GPRS Cliensol Energy</p>	154,00
 <p>clie- Antena 443MHz SKU : clie-001 Antena 433Mhz con conector macho para amplificación señal de transmisor energomonitor.</p>	35,00
 <p>Clie- Contador de agua 3/4" SKU : clie-012 Contador de agua 3/4" 20 mm, de chorro unico con emisor de impulsos. Escala seca y lectura. Para agua fria</p>	134,00

Artículo & Descripción	Precio
 <p>Clie- Contador de agua 1" SKU : clie-008 Contador de agua 1" 25 mm, de chorro único con emisor de impulsos. Escala seca y lectura. Para agua fría</p>	192,00
 <p>Clie- Contador de agua 1" 1/2 SKU : clie-009 Contador de agua 1" 1/2 de 35 mm, de chorro único con emisor de impulsos. Escala seca y lectura. Para agua fría</p>	258,00
 <p>Clie- Contador de agua 2" SKU : clie-011 Contador de agua 2" 50mm, de chorro único con emisor de impulsos. Escala seca y lectura. Para agua fría</p>	756,00
 <p>SOLUCIONES DE SOFTWARE----- SOFTWARE PARA RESIDENCIAL, COMUNIDADES ENERGETICAS Y GESTIÓN INDUSTRIAL</p> <p>Disponemos de los mejores softwares del sector para diferentes usos. ENERGY CONTROL es la mejor forma de gestionar los consumos de todos sus cliente de una forma muy fácil, profesional y económica. Permite generar informes completos, alarmas. COMUNIDAD ENERGETICA para uso en comunidades que desean gestionar fácilmente los consumos comunitarios como solar, ascensores, agua y todas las viviendas gestionadas en una única plataforma. ENERGOMONITOR HOME la mejor manera de domotizar las viviendas sin grandes inversiones,</p>	1,00
 <p>Energo- Software Energomonitor home SKU : 600714 Servicio de monitorización plataforma domestica on-line para 30 puntos durante 12 meses. informes, alarmas, solar, etc</p>	30,00
 <p>Clie- Software Comunidad Energética</p> <p>El Software COMUNIDAD ENERGÉTICA es una solución de software global de gestión energética que desean medir los consumos de electricidad, agua, gas y temperaturas. Ideal para gestionar todos consumos de una misma comunidad. No esta incluido el hardware. Servicio 12 meses.</p>	49,00
 <p>Dex- Energy Control Plus BASIC</p> <p>Servicio monitorización software Energy Control PLUS para medición profesional, con posibilidad de análisis, resumen de facturas, ratio de superficie, etc. servicio durante 12 meses</p>	180,00

Apéndice G

Anexo: Cotización tecnología LoRaWAN empresa Tecun

Este anexo contiene la cotización formal correspondiente a la tecnología LoRaWAN de la empresa TECUN.

