

**Metodología de Intervención en Conjuntos y Edificios Residenciales en la Ciudad de Cúcuta
Norte de Santander, para Seccionalizar las Pérdidas no Técnicas de Energía Eléctrica**



**Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Sistemas y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería Eléctrica**

**Metodología de Intervención en Conjuntos y Edificios Residenciales en la Ciudad de Cúcuta
Norte de Santander, para Seccionalizar las Pérdidas no Técnicas de Energía Eléctrica**

Autor:

Jorge Eduardo Santiago Bohórquez

Director:

**M.Sc. Yesid Santa Fe Ramón
Magister En Controles Industriales**

**Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,
Sistemas y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería Eléctrica**



Universidad De Pamplona

**Metodología de Intervención en Conjuntos y Edificios Residenciales en la Ciudad de Cúcuta
Norte de Santander, para Seccionalizar las Pérdidas no Técnicas de Energía Eléctrica**

Autor:

Jorge Eduardo Santiago Bohórquez

Trabajo De Grado Para Optar Por El Título De Ingeniero Eléctrico

Director:

**M.Sc. Yesid Santafe Ramon
Magister En Controles Industriales**

**Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías Y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,
Sistemas y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería Eléctrica**

Pamplona N. De S. – Colombia

Junio 2021

**Autorización Para Sustentar
Trabajo Presentado Para Optar Por El Título De
Ingeniero Eléctrico**

**Metodología De Intervención En Conjuntos Y Edificios Residenciales En La Ciudad De
Cúcuta Norte De Santander, Para Seccionalizar Las Pérdidas No Técnicas De Energía
Eléctrica**

Fecha De Inicio Del Trabajo: Marzo 2020

Fecha De Terminación Del Trabajo: Septiembre 2020

Nombres Y Firmas De Autorización Para Sustentar

Autor: Jorge Eduardo Santiago Bohórquez

Director: M.Sc. Yesid Santafé Ramon

Director De Programa: M.Sc. Yesid Santafé Ramon

Jurado Calificador:

Presidente: Ing. _____

Oponente: Ing. _____

Secretario: Ing. _____

Pamplona, Colombia

Junio 2021

(Acta de sustentación diligenciada y Escaneada)

Dedicatoria

Dedico este trabajo a cada una de las personas que me apoyaron de manera incondicional, me motivaron para culminar con cada uno de mis objetivos como Ingeniero Eléctrico y me acompañaron en este largo camino que con mucho esfuerzo y sacrificio hoy tiene su recompensa.

Agradecimientos

Agradezco a Dios sobre todas las cosas por brindarme la oportunidad de culminar de manera satisfactoria mis estudios.

A mi mamá María Nelly Bohórquez de Santiago por su esfuerzo, apoyo y motivación cada día para poder lograr tan anhelado sueño.

A toda mi familia que de una u otra manera creyeron y confiaron en mí.

También quiero agradecer a la universidad de Pamplona por brindarme la oportunidad de terminar mis estudios.

Índice

Capítulo 1. Generalidades.....	15
1.1 Objetivos	15
1.1.1 Objetivo General.	15
1.1.2 Objetivos Específicos.....	15
1.2 Planteamiento Del Problema y Justificación.....	15
1.4 Acotaciones	16
Capítulo 2. Marco Referencial.....	17
2.1 Marco Teórico	17
2.1.1 Modelo de Incentivos para la Reducción de Perdidas en Energía Eléctrica.	17
2.1.2 Principales Entes De La Cadena De Producción De Energía En Colombia.	18
2.1.3 Perdidas En La Distribución Y Comercialización De Energía Eléctrica.	20
2.1.4 Pérdidas Técnicas.....	¡Error! Marcador no definido.
2.1.4.1 Metodología para corrección y diagnósticos de pérdidas técnicas.	22
2.1.5 Pérdidas No Técnicas.	23
2.1.5.1 Tipos de desviación de energía.....	24
2.1.6 Componentes De Las Pérdidas De Energía.....	25
2.1.6.1 Impacto De Las Pérdidas.....	25
2.1.7 Equipos para el diagnóstico de pérdidas.	26
2.1.8 Cálculo del índice de pérdidas.	28
2.1.8.1 Tipos De Medida.	28
2.1.8.2 Tipo De Fronteras Comerciales.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.9 El Enfoque De Las Pérdidas De Energía.....	29
2.2 Marco Institucional	30

2.2.1 CENS S.A ESP.	30
2.2.1 Misión. CENS.....	31
2.2.3 Visión.	31
2.2.4 Política De Calidad	31
2.2.4.1 Valores Corporativos.	31
2.3 Marco Contextual	33
2.4 Marco Legal	34
2.4.1 Ley 142 De 1994.....	34
2.4.2 El Congreso De Colombia.....	34
2.4.3 Comisión De Regulación De Energía Y Gas CREG.	35
Capítulo 3. Metodología.....	45
3.1. paradigma positivista:	45
3.2. Enfoque de la investigación:	45
3.3. Tipo de Investigación:.....	46
3.4. Población y Muestra de la Investigación.	46
3.5. Metodología de intervención:.....	47
3.4.1 Etapas.	48
3.2.1 Diagrama de las etapas.....	50
3.5 Hipótesis.....	51
3.6 Instrumentos.	51
Capítulo 4. Resultados	52
4.1. los conjuntos residenciales en la ciudad de Cúcuta con índice de pérdidas no técnicas.	54

4.2 Estadística descriptiva del estado actual de las pérdidas de energía en los edificios y conjuntos.	56
4.3. Estrategia de intervención que permita seccionar las pérdidas no técnicas de energía y de esta forma contribuir con la recuperación de energía eléctrica, aplicada.	65
4.4 Diagnóstico de tiempo y recursos.....	70
Conclusiones.....	72
Referencias Bibliográficas	74

Lista De Figuras

Figura 1. Esquema metodológico de detección de pérdidas no técnica.....	22
Figura 2. Uso del macro medidor en líneas de baja tensión.....	27
Figura 3. Cálculo de índice de pérdidas totales de energía.....	28
Figura 4. Valores Corporativos CENS S.A.E.S.....	32
Figura 5. Diagrama de las etapas.....	50
Figura 6. Consolidado de transformadores de conjuntos y edificios.....	55
Figura 7. Dispersión TRAF0 1 A1.....	57
Figura 8. Dispersión TRAF0 1 A2.....	58
Figura 9. Dispersión TRAF0 1 A1.....	59
Figura 10. Tabla de pérdidas de los transformadores de conjuntos y edificios.....	61
Figura 11. Tabla de índice de pérdidas de los transformadores de conjuntos y edificios.....	62
Figura 12. Hoja del balance donde se realizan las gráficas y se analizan resultados.....	63
Figura 13. Correo electrónico con las gráficas del balance.....	64
Figura 14. Correo electrónico enviado del balance de nueva sexta.....	69
Figura 15. Correo electrónico recibido del balance de nueva sexta.....	69

Glosario

Acometida: “Derivación de la red local Del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificio de propiedades horizontales o condominios, y en general en unidades inmobiliarias cerradas la acometida llega hasta el registro de corte general” (Chalá & Garcia, 2012, Pag. 1-11)

Circuito: “Es la red o tramo de la eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de la subestación, de un transformador de distribución o de otra carga y suministra energía eléctrica a un área específica. Cuando un circuito tenga varias secciones o tramos, cada uno de ellos se considera como un circuito” (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Ciente no Regulado: “Persona natural o jurídica con una demanda máxima definida, por la resolución CREG 038 por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente” (Sector electricidad, 2020)

Ciente Regulado: “Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la resolución CREG 038”. (Villa, S/F)

Código Eléctrico Nacional: “Conjunto de normas técnicas y de seguridad que rigen las instalaciones eléctricas del país”. (Sector electricidad, 2020)

Conexión: “Conjunto de actividades mediante las cuales se realiza la derivación de la red local de energía eléctrica hasta el registro de corte del servicio de un inmueble y la instalación del medidor. La conexión comprende la acometida y el medidor, la instalación interna no forma parte de la conexión”. (Sector electricidad, 2020)

Consumo: “Cantidad de kilovatios-hora (KWh) de energía activa o reactiva (KVARh), recibidas por el usuario en un periodo determinado leídos en los equipos de medición respectivos, o calculados mediante la metodología oficial establecida”. (Romero & Otros, 2013)

Consumo Anormal: “Consumo que al compararse con los promedios históricos de un mismo cliente o con los promedios del consumo del cliente con características similares presentan

desviaciones significativas de acuerdo con los parámetros establecidos por la empresa en el presente contrato”. (Sector electricidad, 2020)

CREG: “Comisión de regulación de energía y gas”. (Sector electricidad, 2020)

Energía Activa: “Energía eléctrica susceptible de transformarse en otras formas de energía”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Energía Reactiva Inductiva: “Es la energía eléctrica utilizada para magnetizar los transformadores y motores y otros aparatos que tienen bobina no se puede transformar en energía útil”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Factor del Medidor: “Es el número por el cual hay que multiplicar la diferencia de lecturas que registran los medidores para obtener el consumo real de un período determinado este número corresponde a la relación de transformación de los formadores de corriente o de potencia, esto sólo se aplica para instalaciones con medición semi directa o indirecta”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Factor de Utilización: “Es el porcentaje de tiempo de uso de energía eléctrica en una instalación cualquiera durante el día está determinado por cada caso por el nivel de carga promedio de la clase de servicio y el estrato socioeconómico”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Frontera Comercial: “Punto de conexión entre agentes a la red del sistema de transmisión nacional y los sistemas de transmisión regional o los sistemas de distribución local son los puntos del consumo de energía de los usuarios atendidos por comercializaciones”. (Sector electricidad, 2020)

Recuperación de Energía: “Valor de energía que el usuario ha consumido y no ha cancelado por causas de un registro parcial de los equipos de medida o una ausencia de registro y que la empresa tiene derecho a cobrar”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Sellos: “Elementos o sistema de seguridad instalado en los equipos de medida para protegerlo contra interferencias”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Tele medida: “Conjunto de elementos que permiten integrar y controlar de manera remota el equipo de medida a través de un sistema de comunicaciones alámbrico o inalámbrico como líneas telefónicas o celular entre otro”. (Romero & Otros, 2013)

Resumen

Este proyecto pretende establecer una estrategia de intervención que logre mitigar las pérdidas no técnicas en conjuntos residenciales y edificios, los cuales están presentando un alto índice de pérdidas ya que la operación de verificación y maniobra está siendo limitada por las administraciones de dichos clientes, se espera hacer una identificación de la mayoría de conjuntos que presentan dicho problema, gestionando la marcación de los transformadores que se encuentran suministrando la energía eléctrica, teniendo estos transformadores identificados hacer una estadística descriptiva del consumo y pérdidas inherentes a ellos, se entregará una estrategia de intervención que logre controlar, mitigar o eliminar la vulnerabilidad y las pérdidas de energía.

Palabras claves:

Pérdidas eléctricas no técnicas, tipos de medición eléctrica, índice de pérdida, macro medición, fronteras comerciales.

Abstract

This project aims to establish an intervention strategy that manages to mitigate non-technical losses in residential complexes and buildings, which are presenting a high rate of losses since the verification and maneuvering operation is being limited by the administrations of said clients, it is expected make an identification of the majority of sets that present said problem, managing the marking of the transformers that are supplying the electrical energy, having these identified transformers make a descriptive statistic of the consumption and losses inherent in them, an intervention strategy will be delivered that manage to control, mitigate or eliminate vulnerability and energy losses.

Keywords:

Non-technical electrical losses, types of electrical measurement, loss rate, macro measurement, business boundarie

Capítulo 1. Generalidades

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General.

Establecer una metodología de intervención en conjuntos y edificios residenciales para seccionar las pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

1.1.2 Objetivos Específicos

Identificar los conjuntos residenciales en la ciudad de Cúcuta con índice de pérdidas no técnicas.

Realizar un análisis comparativo de las pérdidas de energía en los edificios y conjuntos.

Describir una estrategia de intervención que permita seccionar las pérdidas no técnicas de energía y de esta forma contribuir con la recuperación de energía eléctrica.

1.2 Planteamiento Del Problema y Justificación

Actualmente empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander enfrentan la problemática creciente de altas pérdidas no técnicas de energía eléctrica en conjuntos residenciales y edificaciones, factores que llevan al deterioro financiero y afectan la calidad, oportunidad y costo del servicio. Las causas de las pérdidas no técnicas son diversas, y en estos conjuntos residenciales y edificaciones se hace difícil encontrar causas específicas que generan dichas perdidas, debido al limitado acceso que se tiene a los transformadores y medidores en el momento.

No ajena a esta situación, “la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander, se vio

enfrentada con la difícil tarea de tomar medidas para disminuir los índices de pérdidas, con el fin de brindar un servicio de calidad, confiabilidad y eficiencia, más de garantizar su viabilidad financiera. Dentro de ese proceso, es necesario realizar acciones que lleven en forma eficiente a una importante disminución de las pérdidas de energía. Estas acciones deben estar orientadas a escribir el carácter de estas y con base en estos resultados, producir las soluciones necesarias para corregirlas y prevenirlas”.

1.4 Acotaciones

El presente trabajo aporta a la empresa una metodología a seguir, para una correcta intervención y recuperación de energía eléctrica, ocasionada por las pérdidas no técnicas, en conjuntos y edificios residenciales.

El análisis y recolección de datos se rige por las normas de la empresa.

Los datos suministrados son la base del estudio para el direccionamiento en terreno.

El objetivo específico número tres se vio afectado por la situación actual de emergencia sanitaria por COVID-19, sin embargo, se busca describir la metodología que se debería usar, basado en la información recolectada en el desarrollo de los objetivos que le antecede, además de que este puede ser sustentado basado en un rastreo documental de trabajos realizados en la materia.

Los datos entregados en el presente trabajo se ven limitados por el manejo de información externa que se debe cumplir para el correcto funcionamiento del área de control de pérdidas de la empresa.

Capítulo 2. Marco Referencial

2.1 Marco Teórico

La pérdida de energía eléctrica es un fenómeno que ha sido causal de estudio por la preocupación que les genera a los operadores de red a nivel nacional e internacional, porque en dicho fenómeno compromete a los análisis financieros de las empresas y como también se ha visto afectada su viabilidad financiera.

En un estudio realizado por Villa (s/f) refiere que las *“pérdidas de energía eléctrica son pérdidas financieras soportadas por las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica a partir del momento en que la energía se consume efectivamente, pero no se factura.”* Este fenómeno bien puede a simple vista no generar un costo en las facturas de los usuarios, sin embargo, estas fallas si pueden generar costos y a vez perdidas a las empresas.

En razón a los anterior, el sector económico de la energía eléctrica, debe propender por la garantía financiera y social, para que se pueda ofrecer un servicio continuo y con calidad a los usuarios de las empresas, respaldado asimismo el crecimiento económico y social de la región en general.

2.1.1 Modelo de Incentivos para la Reducción de Pérdidas en Energía Eléctrica.

El presente trabajo se ha enfocado en presentar la problemática de los costos y perdidas que puede generar para la empresa las fallas en la energía eléctrica, en el sistema de distribución dichas fallas representan perdidas monetarias como ya se había referido, ante esto:

“El Ministerio de Minas y Energía (MME), mediante el Decreto MME 387 de 2007, estableció nuevos criterios para la asignación de los costos que se derivan de este

problema, de manera tal que cada agente (distribuidor- comercializador) debe presentar un plan de reducción de pérdidas para aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuyo costo será trasladado a los usuarios” (Romero & Otros, 2013, pág. 1)

Para tener mayor claridad del servicio de energía prestado en Colombia, este se realiza en diferentes actividades que serán expuesta a continuación porque cada una tiene finalidades diferentes:

La generación: “esta actividad corresponde a la energía producida por medio del uso de diferentes tecnologías”. (Romero & Otros, 2013, pág. 5)

La transmisión: “se refiere al transporte de energía propiamente, con altos niveles de tensión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN)”. (Ibid.)

La distribución: “comprende el transporte de energía hasta los usuarios finales a niveles de tensión inferiores a 220 Kv”. (Ibid.)

La comercialización: “es lo referente a la parte netamente comercial del servicio de energía como lo es la compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y la venta de ésta a los usuarios finales”. (Ibid.)

Afirma Romero y Otros que Frente a la transmisión y distribución sus características son de monopolio natural, por otro lado, la generación y comercialización pueden operar en esquemas de competencia. (2013)

2.1.2 Principales Entes De La Cadena De Producción De Energía En Colombia.

Según Romero & Otros (2013, pág. 7) la energía eléctrica se suministra a los hogares, industrias y comercio por medio de un proceso de producción, transporte y venta en que hacen parte diferentes actores; esto se hace a través de los recursos como el agua, carbón, energía solar, entre otros, siendo estos transformados en energía eléctrica, que son transmitidos en redes de transmisión que se transforman en ramales más pequeños, que tienen como función transformar la energía en niveles adecuados para la prestación del servicio de esta actividad comercial.

2.1.3 Pérdidas en la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

En este apartado del trabajo se presentará el marco teórico en el que sustenta todo lo referente a las pérdidas en la distribución y comercialización de energía eléctrica, debido a que, esto permite tener claridad estos términos para desarrollar la metodología propuesta en los objetivos del trabajo, en ese sentido, Villa (S/F) expone las políticas emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), porque estas han:

“obligado a las empresas electrificadoras a alcanzar niveles óptimos de eficiencia. Sin embargo, la política tarifaria actual y el nuevo entorno de competencia han ocasionado la disminución de los ingresos de estas empresas, poniendo en riesgo su viabilidad financiera.”

Lo que implica que las políticas emitidas por el ente regulador tienen fuerza vinculante en las finanzas de las empresas que se dedican a este sector comercial, de alguna forma el servicio público prestado se estandarizó para que este no fuera monopolizado, no afectando de esta forma a las comunidades; sin embargo, el impacto social positivo tiene un efecto colateral porque afecta a las empresas por sistema tarifario.

Ahora bien, es importante tener en cuenta que las pérdidas de energía eléctrica se encuentran clasificadas por Romero & Otro (2013, pág.6) en pérdidas de energía Técnicas y no técnicas, que se entraran a definir el apartado siguiente.

Asimismo, Villa (S/F) presenta al sistema de distribución de este servicio público teniendo este un alto grado de vulnerabilidad independientemente si se habla de configuraciones urbanas o rurales, esto *“propicia el fenómeno de las pérdidas no técnicas o robo de energía eléctrica, que se materializa con el acceso no autorizado de clientes y/o usuarios a las redes de uso general o al*

sistema de medida”; entre otras palabras, es de gran normalidad acceder a los circuitos de media tensión, transformadores de distribución o de potencia, cajas de distribución, redes de distribución y al sistema de medida de los clientes (acometida, medidor y caja del medidor), es uno de los delitos más comunes de las comunidades, siendo es uno de los problemas dentro de las finanza en las empresas de los servicios de energía eléctrica.

Ahora bien, antes dicho problema en la actividad de regulación los generadores y transportadores ya no presentan los mismos riesgos con relación a las pérdidas de energía eléctrica, por lo que Romero & Otro afirma que *“al generador se le paga el total de energía entregada al sistema, y al transportador se le reconoce la totalidad de energía transportada independientemente de su facturación y recaudo”* (2013, pág. 6), en ese sentido se ha logrado alivianar el problema de la ilegalidad en las comunidades.

En una de las actividades la cual es la comercialización advierte que *“al ser el agente que interactúa con la oferta y la demanda de energía, es el responsable de la gestión de las compras de energía, de la facturación y del recaudo de los pagos efectuados por los usuarios”* en esta actividad se ha observado la mayor cantidad de pérdidas no técnicas encontradas en el sistema.

No Obstante, el OR opera como el respondiente de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de los sistemas de distribución, esto quiere decir, Afirma Romero & Otro (2013, pág. 6) *“lo cual hace que pueda gestionar las pérdidas técnicas y parte de las pérdidas no técnicas del sistema.”*, entre otras palabras, se pueda observar que en las diferentes actividades que se ejercen dentro del sistema de energía eléctrica existe un control a su cargo.

Habiendo evacuado parte de este acápite es relevante exponer lo que significan las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas, entendiendo que:

“El concepto de pérdidas se refiere a la energía eléctrica que se produce y transporta pero que las empresas prestadoras del servicio no facturan porque se pierde a lo largo del proceso de prestación del servicio o porque algunos usuarios la toman de la red de forma ilegal. Así, las pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas”. (CREG, 2011, pág. 12)

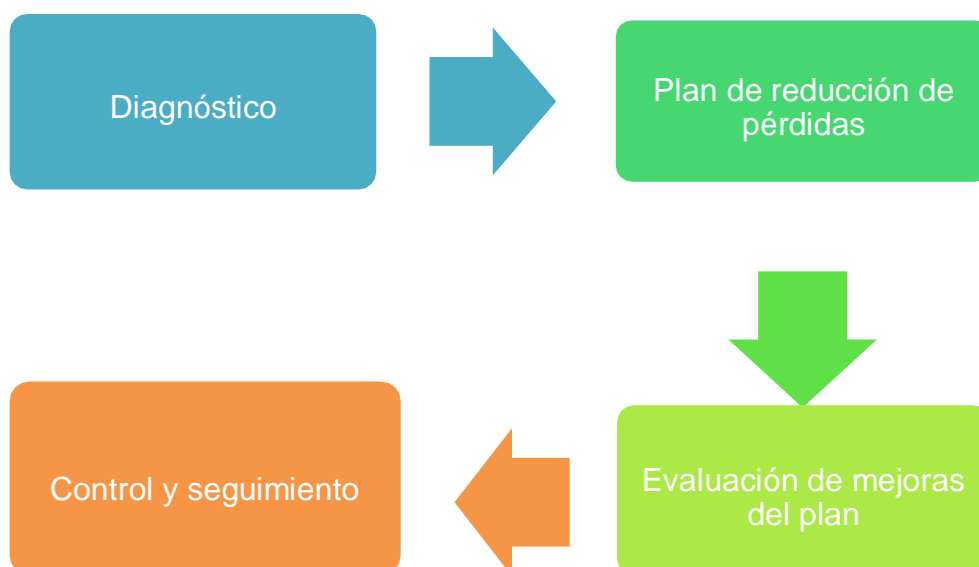
Entonces bien las pérdidas de energía Eléctrica teniendo en cuenta su clasificación tenemos que existen dos tipos de pérdida de energía eléctrica, esto con el fin de esbozar teóricamente cada una de ellas.

2.1.4.1 Metodología para corrección y diagnósticos de pérdidas técnicas.

El proceso para generar un Plan de reducción de Pérdidas creíble y sostenible en una empresa supone cubrir al menos los siguientes pasos:

Figura 1.

Esquema metodológico de detección de pérdidas no técnica.



Nota: Adaptación de Chalá & Garcia,(2012), obtenido de Análisis en los primarios Distribuye las Sube no. 02, Perten. a la Empres. Eléctrica Quito S.A. para reducir pérdidas.

2.1.5 Pérdidas No Técnicas.

Por otro lado, se encuentran “las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía. En efecto, esta energía es utilizada por algún usuario para alguna actividad, el cual puede estar registrado o no en la empresa de distribución y por ello recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio, ocasionándole así una pérdida económica”.

Naturaleza y origen de las pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas son por naturaleza, pérdidas íntimamente vinculadas con la calidad de la gestión entre los clientes y la empresa, el origen de estas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al abonado (Casa & Suncha, 2009, Pag. 1-135) y que a continuación se describen:

- Alimentar: “Esta etapa consiste en dar servicio al cliente las pérdidas no técnicas son originadas por las conexiones clandestinas (fraudes) y los clientes conectados sin medidor” (Casa & Suncha, 2009, Pag. 1-135).
- Identificar: “Es decir se debe conocer los datos técnicos, administrativos y comerciales característicos de cada cliente, pero en ciertos casos los datos del mismo son erróneos y no se encuentran bien identificados originándose con ellos pérdidas no técnicas, como por ejemplo error en la tarifa” (Casa & Suncha, 2009, Pag. 1-135).

- Medir: “El consumo de cada cliente debe ser registrado sin error, pero se pueden tener medidores en fraude, defectuosos, estimaciones de consumo erróneo etc., los cuales también originan pérdidas no técnicas” (Casa & Suncha, 2009, Pag. 1-135).
- Facturar: “Con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo al contrato establecido, pero por razones de datos erróneos, lentitud e irregularidad en la edición y cobro de la factura se originan estos tipos de pérdidas” (Casa & Suncha, 2009, Pag. 1-135).
- Cobrar: “Se debería recaudar en el plazo más corto posible la suma debida por los clientes, aquí las pérdidas no técnicas tienen su origen en la falta de pago por parte del cliente” (Casa & Suncha, 2009, Pag. 1-135)

2.1.5.1 Tipos de desviación de energía.

La desviación de energía puede deberse a la manipulación indebida de la energía en casos mayoritariamente ilegal, según EPM lo define de la siguiente forma:

Los principales tipos de fraude son:

- conexiones y alteraciones de las instalaciones previas al medidor,
- el cambio de polaridad en las entradas del medidor,
- las alteraciones de las características eléctricas y/o mecánicas del medidor,
- las perforaciones en la base socket, los puentes en los terminales de la baquelita de la base socket,
- las conexiones ilegales o directas, la perforación de acometidas o bypass, el frenado del disco,

- la alteración de la secuencia de lecturas, la colocación de corto circuitadores en los terminales de salida de los transformadores de corriente, entre otros.

Así entonces se pueden encontrar tres tipos de desviación de energía eléctrica como lo son la desviación ilegal o *“desviación involucra alteraciones de los atributos eléctricos o mecánicos del medidor o de los equipos de medición, con la finalidad de alterar el registro y la facturación de la energía consumida; y el tercer tipo de desviación, involucra intervenciones varias”* (Fundación EPM)

2.1.6 Componentes De Las Pérdidas De Energía.

Las empresas del sector eléctrico han visto la necesidad de implementar prácticas que impacten favorablemente las variables más importantes del negocio, como lo es la utilidad. Una de las prácticas más interesantes en tal sentido es la identificación e implementación de acciones correctivas y preventivas necesarias para lograr los mínimos niveles de pérdidas de energía. De esta manera es posible que las mismas empresas puedan liberar y destinar recursos financieros en programas y acciones que fortalezcan su competitividad y la satisfacción de sus clientes.

2.1.6.1 Impacto De Las Pérdidas.

Para Romer & Otros (2013, pág. 8) las pérdidas de energía eléctrica repercuten en los altos costos para los actores intervinientes en la prestación del servicio público. Las consecuencias para cada uno de ellos se pueden observar de la siguiente forma:

Por un aparte el comercializador está en la obligación de pagar al transformador y al transmisor el total de la energía (producto) que ingresa al sistema, aunque ésta no sea facturada a los usuarios.

Asimismo, refieren los autores que *“El distribuidor no recibe el pago por el uso de la infraestructura asociado con el transporte de la energía que no es facturada.”*

El precio de la energía en Colombia se obtiene mediante un esquema de precio marginal; la generación adicional requerida por la existencia de pérdidas impone un precio marginal mayor que se traslada directamente a los usuarios.

Los usuarios pagan un valor adicional al asociado a su consumo, ya que la tarifa incluye costos de pérdidas reconocidas en generación, transmisión y distribución.

2.1.7 Equipos para el diagnóstico de pérdidas.

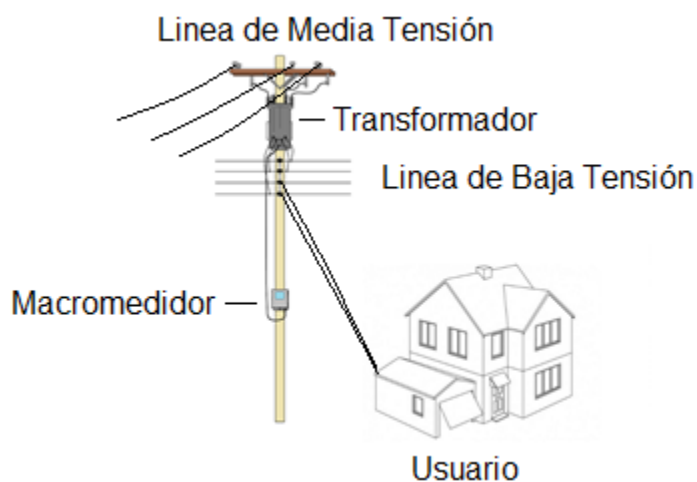
La Macromedición para Correa & Otros (2016, Pag 4) es la que consiste en la instalación de un equipo que se describe a continuación:

“Consiste en instalar un equipo clase 0.5 de medida semidirecta o indirecta en cada transformador de distribución, este macromedidor mide la energía de salida del transformador al cual están conectados varios usuarios, también son vinculadas las cargas externas como: alumbrado público, semáforos, amplificadores de Tv, entre otras. Teniendo lo anterior se pueden realizar comparaciones mensuales contra los consumos asociados”

En la Figura 2, se observa el macromedidor conectado al transformador que se encarga de reducir el nivel de media tensión (13.2 kV) a baja tensión (440-120 V). Para poder realizar el registro de la energía es necesario usar transformadores de corriente, los cuales se conectan a las salidas del transformador de distribución, de esta manera el macromedidor puede registrar la energía de salida de este centro de carga. (Correa & Otros, 2016)

Figura 2.

Uso del macro medidor en líneas de baja tensión.



Notal: Obtenido de Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia (Romero & Otros, 2013)

Balance De Energía: “Teniendo los transformadores con macromedidor instalado se toma la lectura de este, con lo cual se procede a identificar el porcentaje de pérdidas que presenta cada uno; estas son calculadas teniendo en cuenta la energía de entrada a la zona y el reporte de facturación mensual el cual se observa en sistema, además se verifica la capacidad y la cantidad de usuarios que tiene conectados este centro de carga. Para un transformador que tiene un índice superior al 10% de las pérdidas del sector, se le hace un seguimiento donde se verifica la zona y el estado de facturación, luego se realiza un análisis preliminar donde se identifica si es una pérdida efectiva, en caso de ser así, se procede a generar una orden de revisiones a los usuarios que presentan variaciones significativas en el consumo” (Correa & Otros, 2016)

2.1.8 Cálculo del índice de pérdidas.

Figura 3.

Cálculo de índice de pérdidas totales de energía.

7.1.4.1 Pérdidas totales de energía

Las pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR *j* para el año *t* son:

$$PT_{j,t} = \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} Es_{j,n,m}$$

El índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR *j* para el año *t* es:

$$IPT_{j,t} = \frac{PT_{j,t}}{\sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} FsOR_{j,n,m}}$$

Donde:

PT_{j,t} Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR *j*, para el año *t*, expresadas en kWh.


IPT_{j,t} Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR *j*, para el año *t*. Al inicio del plan, *t* igual a cero, *t* = 0, corresponde al año que finaliza en la fecha de corte.

Ee_{j,n,m} Energía de entrada al sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* durante el mes *m*, expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.1.

Es_{j,n,m} Energía de salida del sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* durante el mes *m*, expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.2.

FeNS_{j,n,m} Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR *j*, al nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresado en kWh, calculado como se establece en el numeral 7.3.7.3.

FsOR_{j,n,m} Flujo de energía de salida desde el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n*, a otros STR y/o SDL, durante el mes *m*, expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el ASIC

n /  Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.

Nota: Capture de Resolución No. 019 de 2017

2.1.8.1 Tipos De Medida.

1. Directa: Comúnmente menos de 100A dependerá del operador de red, no requiere transformadores de ningún tipo <1kV.

2. Semidirecta: Comúnmente más de 100A dependerá del operador de red, requiere transformadores de corriente, pero no de Tensión < 1kV.
3. Indirecta: De acuerdo al operador de red y requiere transformador de corriente y potencia, regularmente usado en media tensión > 1kV. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020).

2.1.9 El Enfoque De Las Pérdidas De Energía.

Al definir las instalaciones o clientes sospechosos se requiere revisar los análisis estadísticos de las diferentes variables inherentes a éstos, al circuito o al transformador, como son entre otras, los consumos históricos de energía y cualquier otro producto (acueducto, telecomunicaciones, etc.), historia de fraudulencia, historia de revisiones, información del equipo de medida, trabajos anteriores en las redes o en el transformador, etc. Todas estas variables son el insumo para que con la ayuda de un algoritmo con determinadas condiciones de búsqueda, seleccione las instalaciones objetivo, que vienen siendo las instalaciones o “clientes sospechosos” que deben ser visitados, excluyendo las instalaciones aparentemente normales y de esta forma reduciéndose el costo por visitas no efectivas.

También del análisis de balances se desprenden visita a los sectores con problemas, con el ánimo de diagnosticar la problemática de redes y su vulnerabilidad, lo que debe conducir a rediseños o trabajos varios sobre las redes.

Para Chala y García

“El manejo de tantas variables, de algoritmos de búsqueda, de gráficas de comportamientos de clientes sospechosos, de infractores y no infractores, requiere de sistemas de información

robustos y complejos, en donde también debe reposar variada información, relacionada con los contratos de mano de obra y materiales, pagos a contratistas, información técnica, información de cobros a los clientes, solicitudes de los clientes, etc. Por ello es absolutamente indispensable contar con muy buen soporte de hardware y software, si se quiere una gestión ordenada y efectiva.” (2012, Pag. 1-11)

2.2 Marco Institucional

2.2.1 CENS S.A ESP.

“Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P, cuya sigla es CENS S.A E.S.P, es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil. La empresa como la conocemos hoy fue constituida el 16 de octubre de 1952 mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá y quedó configurada como filial del Grupo Empresarial Epm a partir del 19 de Marzo de 2009” (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020).

“Dentro de su objeto social, CENS S.A E.S.P está autorizada para prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y comercialización, así como la comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal regulatorio” (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020).

“Estos servicios son prestados por la empresa en Cúcuta y su área metropolitana, Departamento Norte de Santander, sur del Departamento del Cesar y sur del Departamento de

Bolívar, para lo cual cuenta con cuatro (4) regionales ubicadas en los municipios de Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica y 39 localidades que atienden 47 municipios”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

2.2.1 Misión. CENS

“Es una empresa del Grupo Empresarial EPM que presta los servicios de Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, contribuyendo a la construcción de territorios competitivos y sostenibles en donde participa, mediante la prestación responsable e integral de soluciones de energía eléctrica”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

2.2.3 Visión.

“En el año 2022, CENS será reconocida entre sus grupos de interés como una empresa socialmente responsable; referente en estándares de excelencia, con modelos de gestión, reputación y transparencia que impulsen la productividad de los negocios en que participa; ofreciendo un portafolio integral de soluciones competitivas de energía eléctrica que contribuya al cumplimiento de la MEGA y al posicionamiento multilatino del Grupo Empresarial EPM”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

2.2.4 Política De Calidad

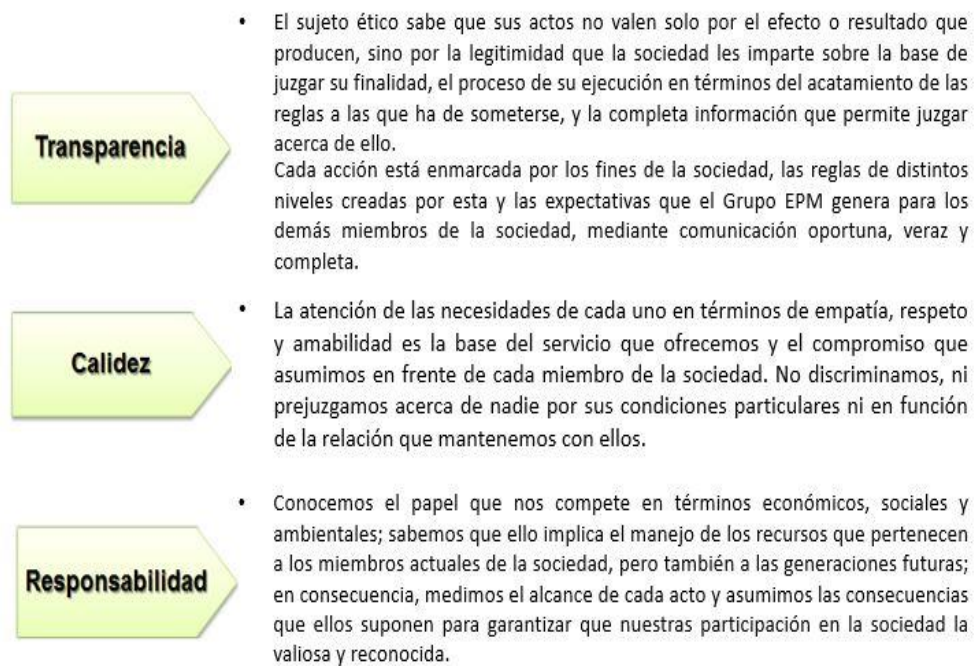
2.2.4.1 Valores Corporativos.

“La actuación basada en valores le permitirá a *CENS* alcanzar la meta proyectada, manteniendo siempre altos niveles de excelencia operativa, reputación y transparencia, mediante la

aplicación de prácticas socialmente responsables”. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

Figura 4.

Valores Corporativos CENS S.A.E.S.P



Nota: Pagina Web de Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, (2020)

2.3 Marco Contextual

En el marco de la ley 142 de 1994, CENS se constituyó como Empresa de Servicios Públicos, siendo en ese entonces la Nación el principal accionista de la empresa con el 78,98% de las acciones y quedando a partir de esa fecha bajo la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

“En el primer trimestre de 2009 y mediante un proceso de enajenación de acciones de su propiedad, la Nación efectuó la venta de tres empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, entre las cuales se contaba CENS S.A.E.S.P, cuya subasta se efectuó por la totalidad del porcentaje de participación accionaria de la Nación, quedando dicho paquete accionario en manos de Epm Inversiones S.A. Posteriormente, el 23 de julio de 2009, Empresas Públicas de Medellín ESP como accionista de Epm Inversiones, adquirió el 12,54% de las acciones de propiedad del Comité Departamental de Cafeteros, transacción con la cual el Grupo EPM pasó a ser el mayor accionista con una participación del 91,52%, convirtiendo a CENS en una filial del Grupo Empresarial” (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020).

Desde el año 2014 la Empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander, CENS, ha sido un aliado muy valioso para la Fundación EPM. Con su apoyo se ha implementado el programa Agua para la Educación, Educación para el Agua en 31 establecimientos educativos ubicados en los departamentos de Norte de Santander y Cesar, beneficiando a 12 municipios.

Hasta la fecha los aportes hechos por CENS, filial del Grupo EPM, al programa Agua para la Educación, Educación para el Agua superan los 1.200 millones de pesos, hecho que demuestra

su compromiso con la implementación de soluciones con un valor social incalculable para la población asentada en su región de influencia.

Esto, sumado al positivo balance de las acciones realizadas hasta el momento, ratifican el propósito que tiene la Fundación EPM de continuar fortaleciendo esta alianza, no solo en la presente vigencia, sino también en el año 2018, con el fin de ampliar aún más la cobertura que hasta ahora ha logrado el programa, incluyendo a más municipios de Norte de Santander y Cesar. (Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS, 2020)

2.4 Marco Legal

2.4.1 Ley 142 De 1994.

“Reglamentada Parcialmente por el Decreto Nacional 1641 de 1994, Reglamentado por el Decreto Nacional 2785 de 1994, Reglamentada por el Decreto Nacional 3087 de 1997, Reglamentada por el Decreto Nacional 302 de 2000, Reglamentada por el Decreto Nacional 847 de 2001, Reglamentada por el Decreto Nacional 1713 de 2002, Reglamentada parcialmente por el Decreto Nacional 549 de 2007 Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”.

2.4.2 El Congreso De Colombia.

“Ver Exposición de Motivos Ley 142 de 1994, Ver Decreto Nacional 958 de 2001, Ver el Fallo del Consejo de Estado 917 de 2011, Ver el Concepto de la SSPD 074 de 2011, Ver el Concepto Súper intendencia de Servicios Públicos 230 de 2011, Ver Ley 1506 de 2012, Ver la Sentencia de la Corte Constitucional T-273 de 2012, Ver el Fallo del Tribunal Administrativo de Cundinamarca 1371 de 2012”.

Artículo 149. “De la revisión previa. Al preparar las facturas, es obligación de las empresas investigar las desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Mientras se establece la causa, la factura se hará con base en la de períodos anteriores o en la de suscriptores o usuarios en circunstancias semejantes o mediante aforo individual; y al aclarar la causa de las desviaciones, las diferencias frente a los valores que se cobraron se abonarán o cargarán al suscriptor o usuario, según sea el caso”.

Artículo 150. “De los cobros inoportunos. Al cabo de cinco meses de haber entregado las facturas, las empresas no podrán cobrar bienes o servicios que no facturaron por error, omisión, o investigación de desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Se exceptúan los casos en que se compruebe dolo del suscriptor o usuario”.

Artículo 151. “Las facturas y la democratización de la propiedad de las empresas. Los contratos uniformes podrán establecer que una parte del pago de los servicios públicos confiera al suscriptor o usuario el derecho a adquirir acciones o partes de interés social en las empresas oficiales mixtas o privadas”.

2.4.3 Comisión De Regulación De Energía Y Gas CREG.

“En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994”.

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 establece que el Reglamento de operaciones es el “conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional”.

“concordancia con lo anterior, el literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 consagra, que le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional”.

“El artículo 6 de la Ley 143 de 1994 consagra, dentro de los principios a los que se sujeta la prestación del servicio de energía eléctrica, el principio de eficiencia, el cual se entiende como la obligación que tiene el Estado de realizar la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico; así como el principio de calidad, donde el servicio prestado debe cumplir con los requisitos técnicos que se establezcan para él”.

“El artículo 4 de esta misma norma, determina que el Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá como uno de sus objetivos el de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector”.

“El artículo 20 de la Ley 143 de 1994 establece como objetivo de la regulación, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes

recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible”.

Artículo 4. Responsabilidad de los representantes. Los representantes de las fronteras son responsables del cumplimiento de este Código.

En relación con el sistema de medición los representantes deben:

a. “Asegurar que todos los elementos del sistema de medición se especifiquen, instalen, operen y mantengan, acorde con lo establecido en este Código”.

b. “Asegurar que todos los elementos del sistema de medición cumplan con los requerimientos de exactitud y calibración establecidos en esta resolución”.

c. “Asegurar que se instalen y mantengan los mecanismos de seguridad informática, física y de protección de los equipos para que estos no sean alterados”.

d. “Asegurar que los medios de comunicación sean instalados y mantenidos adecuadamente para su correcto funcionamiento, cuando el tipo de frontera así lo requiera”.

e. “Asegurar el acceso a los equipos y bases de datos para efectos de realizar la interrogación local y remota de acuerdo con los requisitos de este Código y las verificaciones establecidas en esta resolución y en la regulación”.

f. “Efectuar el registro de las fronteras con reporte al ASIC acorde con el procedimiento establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya”.

g. “Actualizar las características del sistema de medición, informadas al ASIC

durante el registro de la frontera comercial, cada vez que se realice cualquier modificación de estas”.

h. “Efectuar y mantener el registro de los equipos para las fronteras sin reporte al ASIC de acuerdo con el artículo 29 de la presente resolución”.

i. “Aplicar la versión vigente de las normas técnicas señaladas en esta resolución o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan”.

j. “Ejecutar las funciones señaladas para los Centros de Gestión de Medidas de acuerdo en el artículo 18 de esta resolución”.

k. “Las demás que se le asignen en la regulación”.

Parágrafo: “El representante de la frontera debe adoptar los mecanismos para que el usuario cumpla con los requisitos de la medición establecidos en este Código y en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya”.

Artículo 15. “Registro y lectura de la información. Las fronteras comerciales con reporte al ASIC deben contar con medidores de energía activa y reactiva de tal manera que permitan, como mínimo, el registro horario de las transacciones de energía en el primer minuto de cada hora y con los equipos necesarios para realizar la lectura, interrogación y reporte de la información en los siguientes términos”:

a. “Los medidores deben contar con un dispositivo de intercambio de información que permita la descarga local de las mediciones. realizadas y de los parámetros configurados en el medidor, además de un sistema de visualización de las cantidades registradas, así como, la fecha y hora. El sistema de visualización

puede o no estar integrado a los medidores”.

b. “Para la lectura remota de la información, cada medidor debe contar con la infraestructura necesaria que permita el cumplimiento de los plazos y requerimientos establecidos en el artículo 37 de la presente resolución”.

c. “La configuración de los parámetros del medidor principal y del medidor de respaldo debe ser la misma”.

d. “El procedimiento de interrogación remota de los medidores, el procesamiento y consolidación de las lecturas en las bases de datos de los Centros de Gestión de Medidas y el reporte de las lecturas al ASIC debe realizarse de manera automática”.

e. “El almacenamiento de los datos registrados en los medidores, principal y de respaldo, debe ser como mínimo de 30 días con intervalo de lectura cada 60 minutos, incluyendo la etiqueta de tiempo”.

f. “El representante de la frontera debe almacenar los datos registrados por los medidores, principal y de respaldo, al menos por los dos (2) años inmediatamente anteriores al día de la lectura. La información debe estar disponible para su comprobación por parte de las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución”.

g. “Para la determinación del consumo o transferencia de energía en una frontera comercial no se permite realizar balances a partir de lecturas realizadas en otras fronteras, salvo los casos señalados en la regulación”.

h. “Los medidores de los sistemas de medición nuevos o todo medidor que se adicione o remplace en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los requisitos señalados en este artículo”.

“En el caso de que los medidores no cuenten aún con los requisitos señalados en este artículo, el representante de la frontera dispone de 24 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar las adecuaciones necesarias”.

“Para las fronteras comerciales sin reporte al ASIC será suficiente el registro de la acumulación del consumo o transferencia de energía, el cual será leído periódicamente por el representante de la frontera a través de los mecanismos de los cuales disponga, con sujeción a la regulación aplicable”.

Artículo 18. “Centro de Gestión de Medidas, CGM. El RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de Validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores”.

“Un CGM puede ser constituido por un RF o por terceros y prestar sus servicios a varios RF. Los costos asociados serán acordados entre las partes”.

“La interrogación de los medidores debe sujetarse a lo establecido en el artículo 17 de esta resolución y emplear los canales de comunicación, tanto primarios como de respaldo, que el RF considere necesarios para garantizar el reporte de las lecturas de los medidores”.

“Además de las funciones ya señaladas, el CGM empleado por el representante de la frontera debe realizar las establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución.

El almacenamiento de los datos en el CGM debe garantizar la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por un período de al menos dos (2) años contados a partir del día de

la lectura. Además, debe cumplir con los requisitos de protección de los datos establecidos en el artículo 17 de la presente resolución”.

“EL CGM empleado por el RF debe mantener documentados los procedimientos que realice para el cumplimiento de los requisitos de este artículo. La información almacenada y los procedimientos documentados deben estar disponibles para su verificación por las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución”.

“El RF debe asegurar la adecuación de los sistemas de medición y sus procedimientos dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución para dar cumplimiento a lo señalado en este artículo. Superado el plazo establecido, el único mecanismo de reporte de las lecturas es el señalado en el artículo 37 de esta resolución”.

Parágrafo. “El Comité Asesor de Comercialización debe establecer el contenido del informe anual de operación de los CGM con sujeción a lo señalado en el Anexo 3 de esta resolución. Adicionalmente, el CAC debe establecer los formatos de reporte de los indicadores al ASIC para su consolidación y análisis en el informe de que trata el artículo 40 de la presente resolución”.

Artículo 22. “Acceso al sistema de medición. El representante de la frontera debe asegurar el acceso al sistema de medición, asociado a la frontera comercial, para efectos de las verificaciones establecidas en este Código y en la regulación”.

“El usuario debe dar acceso al sistema de medida para realizar la visita de revisión conjunta en los plazos señalados en la Resolución CREG 156 de 2011 y demás revisiones o verificaciones

de que trata esta resolución”

“El usuario, el o los agentes a los cuales su balance de energía es afectado por la medida en la frontera, el OR o el Transmisor Nacional que opera las redes a las cuales esté conectada la frontera comercial y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para las fronteras con reporte al ASIC deben tener Nivel de acceso 1 a las mediciones realizadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de esta resolución. El acceso a las mediciones debe realizarse ya sea por interrogación local y/o remota del medidor”.

“El representante dispone de siete (7) días hábiles para dar respuesta a la solicitud escrita de los registros históricos de las lecturas.

El RF debe documentar y suministrar el procedimiento y los requisitos técnicos para el acceso local y/o remoto a los medidores e informar al solicitante los datos de usuario y contraseña que se requieran para cumplir con lo señalado en este artículo”.

“El procedimiento y los requisitos técnicos deben cumplir las condiciones de seguridad e integridad establecidas en el párrafo 1 del artículo 17 de este Código y estar disponibles dentro de los diez (10) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución”

“Las mediciones consolidadas por el ASIC pueden ser consultadas, con propósitos de verificación y validación, por aquellos que tengan Nivel de acceso 1 a las lecturas. El ASIC debe desarrollar las herramientas necesarias para la consulta de la información con atención a las condiciones mínimas de seguridad para el acceso de la información”.

Artículo 27. “Sellado de los elementos del sistema de medición. El representante de la

frontera debe proteger los elementos del sistema de medición de manipulaciones o interferencias no autorizadas, intencionales o accidentales, para lo cual debe”:

- a. “Suministrar e instalar sellos y mantener el registro correspondiente, para detectar manipulaciones e interferencias sobre los medidores, los transformadores de medida, las borneras de prueba y demás elementos susceptibles de afectación y protección mediante un sello”.
- b. “Proveer la señalización adecuada para evitar manipulaciones e interferencias no intencionales”.
- c. “Permitir que el Operador de Red instale su sello en el sistema de medición, si el OR lo considera necesario”.

“En todo caso, la instalación de los sellos debe respetar lo señalado en el artículo 22 de la presente resolución sobre el acceso a los equipos de medida y en el artículo 34 de la Resolución CREG 156 de 2011 y no puede afectar los elementos de otros sistemas de medición.

Los sellos de los elementos del sistema de medición sólo pueden ser retirados por el agente que los instaló, para esto, debe seguirse el procedimiento de revisión conjunta establecido en los artículos 47 y 48 de la resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya”.

“Se debe suscribir un acta en la que conste el retiro de los sellos, el estado de los elementos y demás acciones realizadas. El acta se debe firmar por los participantes en la diligencia y reposar en la hoja de vida del sistema de medición, de acuerdo con lo señalado en el artículo 30 de esta resolución”.

“Conforme a lo establecido en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, el usuario debe tomar precauciones eficaces para impedir que los sistemas de medición sean alterados y en ningún caso

está autorizado a romper los sellos. Cuando se demuestre que el usuario retiró los sellos, este será responsable por todos los costos que esto ocasione, incluyendo la energía dejada de facturar, así como las posibles sanciones de carácter no pecuniarias conforme lo establecido en la Ley 142 de 1994”.

Parágrafo 1. “La instalación de los sellos por parte del representante de la frontera, el Operador de Red o el Transmisor Nacional no debe dificultar las actividades de lectura o gestión sobre los equipos de comunicación del sistema de medición. De igual forma, se debe garantizar el derecho del usuario a verificar el correcto funcionamiento de los elementos del sistema de medición de acuerdo con lo señalado en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994”.

Parágrafo 2. “Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo”.

Artículo 33. “Alteración de los sistemas de medición. Si alguna empresa o agente de los mencionados en el Código, por acción u omisión, realiza, encubre o promueve acciones que atenten contra la veracidad o fidelidad de las lecturas y registros obtenidos de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales, se le aplicarán las sanciones que sobre estas conductas establezca la Ley, sin perjuicio de aquellas que se apliquen por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o la Superintendencia de Industria y Comercio, en ejercicio de sus funciones”. [10]

Capítulo 3. Metodología

El marco metodológico permite mostrar la información relevante sobre los pasos utilizados en el método de la investigación, enfoque, herramientas utilizadas para la recolección de datos y finalmente la población y muestra utilizadas en la presente investigación.

3.1. paradigma positivista:

Para Ramos el paradigma “*positivista se califica de cuantitativo, empírico-analítico, racionalista, sistemático gerencial y científico tecnológico*”. (2015, pág. 2). Es por ello que el paradigma positivista argumenta a la investigación con el objetivo comprobar una hipótesis por medios estadísticos o determinar los parámetros de una determinada variable mediante la expresión numérica.

3.2. Enfoque de la investigación:

Según la investigación cuantitativa trata de determinar la fuerza de asociación o correlación entre variables, la generalización y objetivación de los resultados a través de una muestra para hacer inferencia a una población de la cual toda muestra procede, en ese sentido y bajo el enfoque de la investigación, es relevante realizar este tipo de investigación, por cuanto, la metodología de la investigación se hará por medio de programas y operaciones numéricas y así, al final ofrecer la interpretación de los datos estadísticos de las pérdidas de energía eléctrica.

Con el presente enfoque cuantitativa permitió la recolección de datos o de información, que luego serian objeto de análisis sobre variables, los diferentes medios de recolección de información se encuentran bases de datos, encuestas, entre otros, en la presente investigación

se utilizaron herramientas como Microsoft Excel que por a partir de eso y organizando la información en bases de datos con la utilización de comandos se permitió analizar los datos y obtener los resultados.

3.3. Tipo de Investigación:

3.3.1. Descriptiva:

Se utiliza este tipo de investigación porque su fin último es el de describir el fenómeno desde las circunstancias tiempo – espacial determinada, y porque enfoca aspectos cuantitativos y variables bien definidas de la situación observada e investigada.

3.4. Población y Muestra de la Investigación.

En toda investigación es imperioso definir la población que es objeto de investigación, con el fin de centrar en identificar el problema y estudiar su comportamiento en la población, para el estudio se define a la muestra como la porción de esa población que significaría un grupo representativo sobre el cual se aplica el estudio.

3.4.1 Población:

La población objeto de la investigación equivale al grupo de referencia estudiado, por lo que, en este proyecto de investigación se tomará como población o universo son las redes eléctricas de la ciudad de Cúcuta Norte de Santander, en lo que opera CENS NDS.

3.4.2. Muestra:

Para la muestra del presente estudio se tomarán en cuenta a los conjuntos y edificios residenciales para seccionar las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, sobre los cuales hay mayor incidencia de ese fenómeno.

Tamaño de la muestra:

Como tamaño de la muestra se tiene a 1200 transformadores que hacen parte de usuarios comunes de estos conjuntos y edificios residenciales.

3.5. Metodología de intervención:

La metodología de intervención está comprendida por una serie de paso que a continuación se van a describir:

Paso 1: encontrar los transformadores pertenecientes a edificios y conjuntos.

Este paso se logra haciendo una identificación de los transformadores pertenecientes a edificios y conjuntos de la ciudad de Cúcuta, con la ayuda de una base de datos facilitada por el jefe del equipo en la cual se encuentran identificados todos los transformadores pertenecientes a centrales eléctricas del norte de Santander con una tarifa de área común que es el primer indicio de que se trata de un transformador que da suministro a una edificación. Luego de tener esa información se entra a validar si esos transformadores corresponden o no, a edificios o conjuntos, esto se realiza con la ayuda del programa Google earth, el sistema de administración comercial (SAC) nos ayuda a recopilar los datos de la ubicación y clientes que se encuentran referidos a ese transformado, y el sistema de integración geográfica (SIG) nos ayuda con la ubicación y análisis del circuito ya que puedo ver las líneas de media y baja tensión y otros datos necesarios para la correcta ubicación del transformador, se mostrará el recorrido de este paso en las siguientes imágenes.

Paso 2: se realiza un consolidado con los transformadores que suministran la energía a los edificios y conjuntos.

Teniendo ya bien claro la lista de los transformadores que dan el suministro eléctrico a los edificios o conjuntos se procede hacer la consulta en la base de datos con la información de pérdidas en los últimos meses de dichos transformadores.

Para posteriormente programar en Excel un consolidado que me recopile la información de cada transformador, esta información se utiliza para hacer los diagramas de pérdidas e indicador de pérdidas versus el tiempo en meses ya que así se maneja la toma de lectura en la empresa, a continuación, se muestra los diagramas obtenidos para este paso.

Paso 3: Análisis de los transformadores que muestran unas pérdidas altas en los últimos meses.

En este paso se entra al análisis detallado de los transformadores que presentan unas altas pérdidas, para su posterior direccionamiento en campo para que se realice una intervención y con dicho proceso se recopile mayor información para determinar si el problema o fraude fue detectado o es necesario implementar un método que ayude a puntualizar y enfocar los casos más críticos.

Paso 4: Recolección de información entregada por la cuadrilla para la toma de decisiones en cuanto a la recuperación de pérdidas

Paso 5: Análisis al detalle de los transformadores que presentaron más inconvenientes en cuanto a la inspección programada.

Paso 6: Toma de decisiones en cuanto los usuarios catalogados fraudulentos

3.4.1 Etapas.

Al desarrollar el proyecto se tienen en cuenta unas etapas descritas a continuación:

- Hacer una recopilación de información acerca de las pérdidas técnicas y no técnicas, tipos de medición utilizadas por la empresa, fronteras comerciales, porcentajes de pérdidas de energía, macro medición, cálculo del consumo en los transformadores de los conjuntos residenciales y edificios.

- Adquirir el conocimiento en el manejo de las bases de datos utilizadas en el área de pérdidas de energía eléctrica y análisis de información, como es su funcionamiento y que datos exportar para realizar una correcta interpretación.

- Descargar información de las bases de datos para recopilar un consolidado en un solo documento.

- Realizando los comandos necesarios en Excel que me permita validar y registrar la información solicitada, como son las pérdidas y el índice de pérdidas de cada transformador en los últimos meses.

- Realizar la identificación de los transformadores inherentes a las edificaciones a intervenir.

- Elaborar Histograma de transformadores considerando pérdidas de energía e índice de pérdidas.

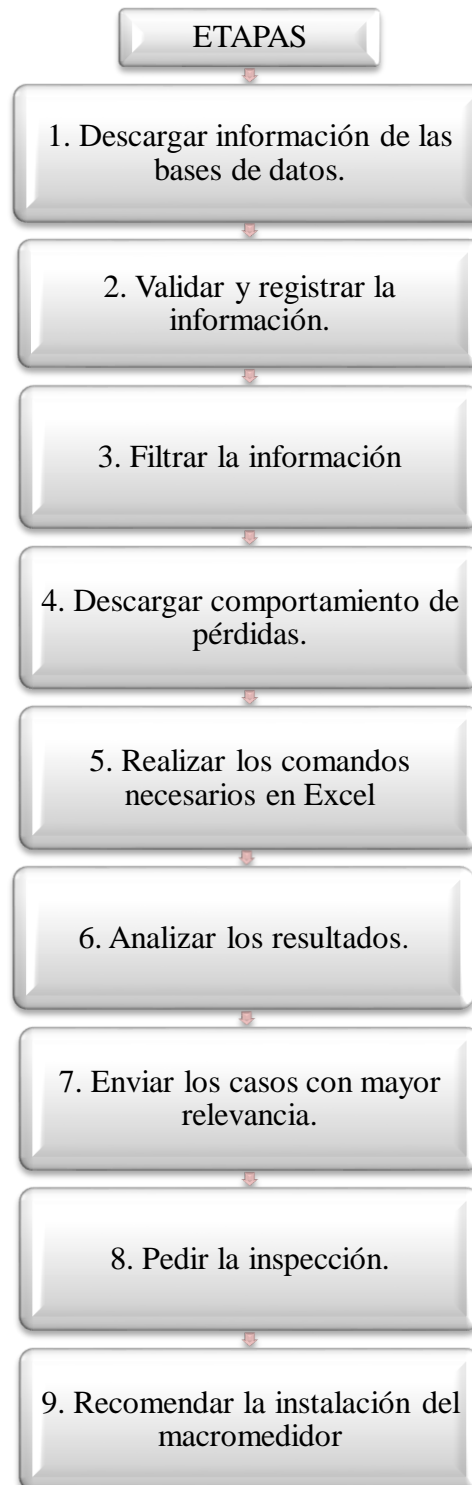
- Priorizar la intervención de transformadores con toda la información recopilada, aquellos que presenten unas pérdidas altas en los últimos meses.

- Definir la estrategia de intervención ya sea la instalación de macropuntos o macromedidores que me permitan tener un conocimiento claro y conciso en que tramo del circuito se encuentran las pérdidas, de esta manera se podrán controlar, mitigar o eliminar la vulnerabilidad del circuito.

3.2.1 Diagrama de las etapas.

Figura 5.

Diagrama de las etapas.



Fuente: Autor del Proyecto

3.5 Hipótesis.

Establecer una metodología de intervención en conjuntos y edificios residenciales para seccionar las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, ayudará al equipo de control y análisis de pérdidas con su objetivo principal que es el de mitigar las pérdidas actuales de la empresa.

3.6 Instrumentos.

El análisis de los datos suministrados es el principal medio sustancial que apoyó la creación de consolidados que brindan un aporte al correcto desarrollo de las actividades de recuperación de pérdidas.

Con la ayuda del software RI-HANA, el sistema de administración comercial (SAC), el sistema de integración geográfica (SIG), el programa Google Earth y el programa Excel, se logra obtener un consolidado que brinda la información necesaria y precisa para poder intervenir los circuitos de mayor importancia y de esta manera llegar a mitigar las pérdidas que es el objetivo principal de todo el equipo de control y análisis de pérdidas.

Capítulo 4. Resultados

A partir del desarrollo de este trabajo se obtienen una serie de resultados los cuales prestarán un servicio a la empresa y un gran apoyo al equipo de análisis y control de pérdidas, esto para darle respuesta al objetivo general del trabajo el cual es establecer una metodología de intervención en conjuntos y edificios residenciales para seccionar las pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

El enfoque metodológico del trabajo está basado en procesar información inherente a los casos a estudiar, para hacer un consolidado el cual ayude a la empresa a obtener mejor resultado en la reducción y control de pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

Después se recurre al sistema de integración geográfica (SIG) con el fin de localizar los circuitos anteriormente consolidados, este sistema es de gran apoyo ya que con solo digitar el número de transformador requerido nos da una serie de información muy valiosa como lo es las redes de media tensión y las de baja tensión en la zona, de esta manera puedo localizar el circuito y emparentarlo con otros transformadores si es el caso.

Al tener la ubicación del circuito me dirijo a Google earth, donde se realiza la correspondiente revisión del nombre de la edificación inherente a ese transformador, si la información no es clara se realiza la búsqueda en el sistema de administración comercial (SAC), donde se obtiene información más al detalle de ese transformador como los usuarios conectados, teniendo esta información se puede hacer una búsqueda por usuarios donde

encontramos consumos detallados y mucha más información valiosa para el estudio de dichos casos.

Al terminar la correcta localización del transformador se dispone a llenar la información en el consolidado como lo es el usuario asignado al transformador, el nombre del cliente al cual se encuentra asignado, la tarifa que en nuestro proyecto será solo de área común, el nombre de la construcción en la que se encuentra el transformador, el tipo si es conjunto o edificio, y las notas si se requieren.

Teniendo ya ese consolidado en Excel se procede a hacer una consulta en el software RI-HANA, el cual me extraerá la información solicitada como es las pérdidas y el índice de pérdidas de los transformadores requeridos para el seguimiento.

Con esta información ya descargada se debe realizar una macro en Excel para que me extraiga solo la información necesaria de la entregada por el software RI-HANA, esto se hace con la herramienta visual Basic realizando la correcta programación se logra agilizar el proceso de extracción de información.

Al finalizar estos procesos se realizan las respectivas tablas dinámicas y las gráficas correspondientes a cada transformador, obteniendo los resultados esperados para el correcto análisis de los casos en particular.

Gracias a todo este proceso la empresa cuenta actualmente con un consolidado programado que filtra la información requerida para analizar y gestionar los casos que se encuentren mostrando altas pérdidas, este proceso se puede realizar en cuestión de minutos lo que anteriormente tomaba días.

El proceso será descrito a continuación, de acuerdo a cada uno de los objetivos específicos.

4.1. los conjuntos residenciales en la ciudad de Cúcuta con índice de pérdidas no técnicas.

Como parte del ejercicio de la investigación se consolida la información sobre los transformadores pertenecientes a edificios y conjuntos, puesto que, el planteamiento de este proyecto fue realizado con el fin de aclarar y dar un enfoque a la creciente problemática que ha venido aumentando en la empresa centrales eléctricas del Norte de Santander y es el incremento en las pérdidas no técnicas.

Realizando un análisis con la ayuda del equipo de control y análisis de perdidas, se llegó a la conclusión que un ente de gran interés y que era de vital importancia, es dar trámite a un estudio profundo de las edificaciones y conjuntos residenciales en la ciudad de Cúcuta, ya que la intervención de dichos usuarios está siendo limitada por las administraciones de estas edificaciones teniendo así la dificultad latente de una oportuna intervención.

Esta metodología fue realizada en la ciudad de Cúcuta en la sede principal de centrales eléctricas de norte de Santander en la subgerencia de distribución con el equipo de control y análisis de perdidas, con una base de datos inicial de 1200 transformadores que hacen parte de usuarios comunes, se inicia la búsqueda e identificación de las edificaciones y conjuntos residenciales, para luego hacer un análisis descriptivo de cada transformador con el fin de determinar el índice de pérdidas y las pérdidas de estos circuitos en los últimos meses, de esta manera saber a qué transformadores direccionar las actividades inherentes a la recuperación de energía y definir la instalación de macropuntos para de esta manera acotar la intervención de las cuadrillas y seccionar las pérdidas por segmentos.

En el Excel que se muestra en la figura 14, se da a conocer el banco de información de la ubicación de los transformadores existentes en los edificios y conjuntos de la ciudad de Cúcuta, esto permite ofrecer mayor información con calidad del dato, aportando capacidad de respuesta en la prestación del servicio de energía frente a pérdidas de energía no técnicas.

Figura 6.

Consolidado de transformadores de conjuntos y edificios.

TRAF0	USUARIO	NOMBRE	TARIFA	NOMBRE DE LA CONSTRUCCIÓN	TIPO
		C PENA	ÁREA COMUN	LA FRONTERA	EDIFICIO
		EDF.KARIME	ÁREA COMUN	KARIME	EDIFICIO
		J.TIRSO	ÁREA COMUN	FUENTE OVEJUNA	EDIFICIO
		IZCAYED LTDA	ÁREA COMUN	IZCAYED	EDIFICIO
		INRELCO (MIRADOR CAMPESTR	ÁREA COMUN	MIRADOR CAMPESTRE	CONJUNTO
				MIRADOR CAMPESTRE	CONJUNTO
		EDIFICIO ANTARES	ÁREA COMUN	ANTARES	EDIFICIO
		JESUSU MARIA CABALLERO MOLINA	ÁREA COMUN	CÍNICA LOS ANDES	EDIFICIO
		JESUSU MARIA CABALLERO MOLINA	ÁREA COMUN	CÍNICA LOS ANDES	EDIFICIO
		JESUS MARIA CABALLERO MOLINA	ÁREA COMUN	CÍNICA LOS ANDES	EDIFICIO
		JESUS MARIA MARIA CABALLERO MOLINA	ÁREA COMUN	CÍNICA LOS ANDES	EDIFICIO
		CONJUNTO CERRADO PRADOS CLUB	ÁREA COMUN SIN CONTRIBUCIÓN	PRADOS CLUB	CONJUNTO
		CONJUNTO CERRADO PRADOS CLUB	ÁREA COMUN SIN CONTRIBUCIÓN	PRADOS CLUB	CONJUNTO
		CONJUNTO CERRADO PRADOS CLUB	ÁREA COMUN SIN CONTRIBUCIÓN	PRADOS CLUB	CONJUNTO
		EL PORTAL DE LOS PRADOS	ÁREA COMUN	EL PORTAL DE LOS PRADOS	CONJUNTO
		L CELY Y G SANCHEZ SOCIEDAD EN COMANDITA	ÁREA COMUN	LA FONTANA	EDIFICIO
		CUCUTART S.A.S	ÁREA COMUN	VITTA	EDIFICIO
		CONSTRUCTORA RIVER HOUSE S.A.S	ÁREA COMUN	EL NOGAL	CONJUNTO
		C.LA ALAMBRADA	ÁREA COMUN	LA ALHAM	EDIFICIO

Fuente: Autor del Proyecto.

De acuerdo al primer objetivo específico que trata de identificar los conjuntos residenciales en la ciudad de Cúcuta con índice de pérdidas no técnicas, se encuentra que, por medio de la base de datos, se logra tener mayor control en la especificación de los transformadores, esto focaliza los puntos de atención enfocados en las pérdidas de energía.

4.2 Análisis comparativo de las pérdidas de energía en los edificios y conjuntos.

En la siguiente tabla encontramos el número de registro del transformador de la empresa al igual que las pérdidas registradas desde del mes de Enero del año 2019 hasta el mes de Julio del año 2020 con su respectivo índice de pérdidas.

Tabla 1.

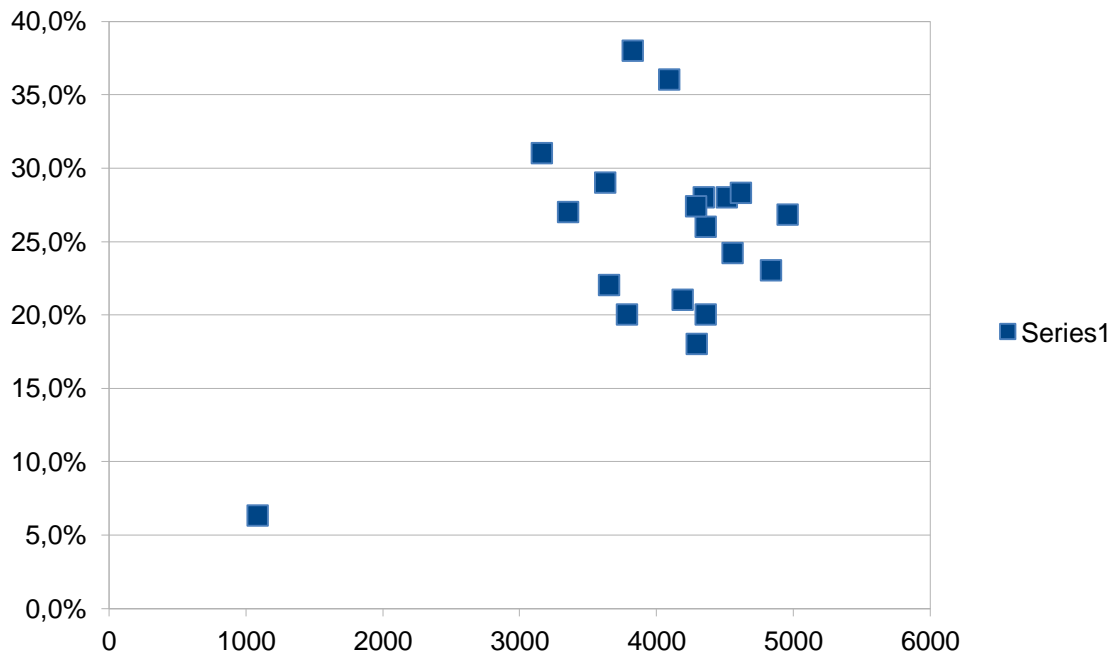
Pérdidas e índice de pérdidas del Transformador N° 1T11849.

	TRAFO	PÉRDIDAS	IP
201901	1T11849	4096	36,0%
201902	1T11849	3831	38,0%
201903	1T11849	3631	29,0%
201904	1T11849	4348	28,0%
201905	1T11849	4197	21,0%
201906	1T11849	4364	20,0%
201907	1T11849	4842	23,0%
201908	1T11849	4365	26,0%
201909	1T11849	3168	31,0%
201910	1T11849	3360	27,0%
201911	1T11849	3658	22,0%
201912	1T11849	3789	20,0%
202001	1T11849	4297	18,0%
202002	1T11849	4292	27,4%
202003	1T11849	4521	28,0%
202004	1T11849	4621	28,3%
202005	1T11849	4962	26,8%
202006	1T11849	4563	24,2%
202007	1T11849	1088	6,3%

Fuente: Autor del Proyecto.

Figura 7.

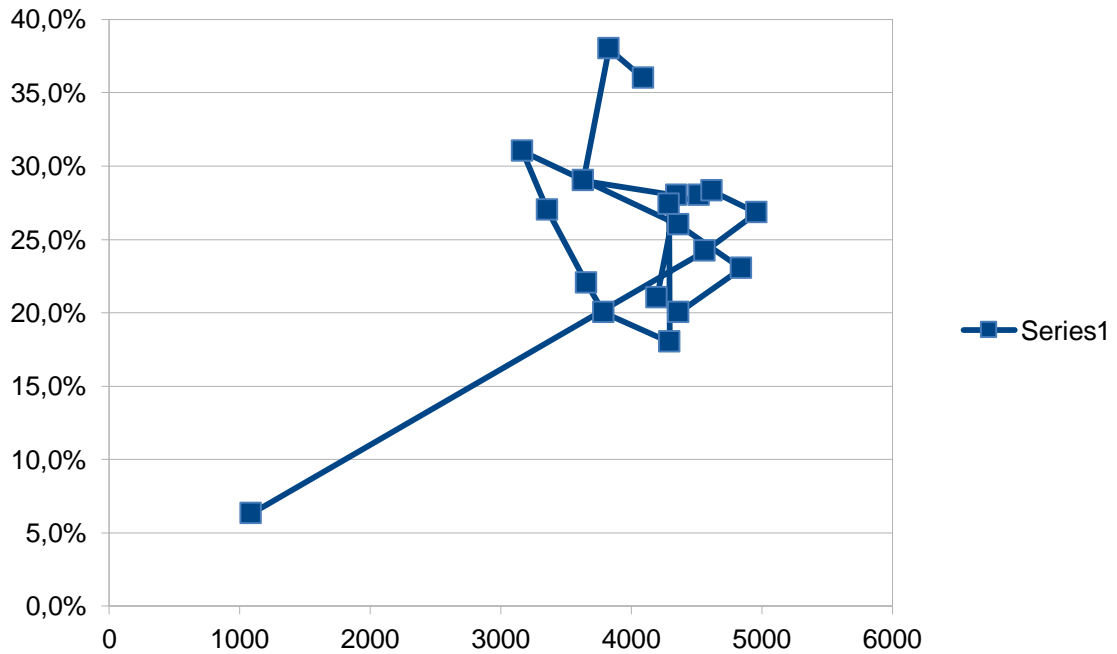
Dispersión TRAFO 1 A1.

**Fuente:** Autor del Proyecto.

La siguiente figura representa la comparación entre el índice de pérdida en porcentaje y las pérdidas presentadas en los 19 meses correspondientes al año 2019 y 2020 en donde se analiza el comportamiento del índice de pérdidas y pérdidas para tener un panorama claro acerca de la disposición del transformador.

Figura 8.

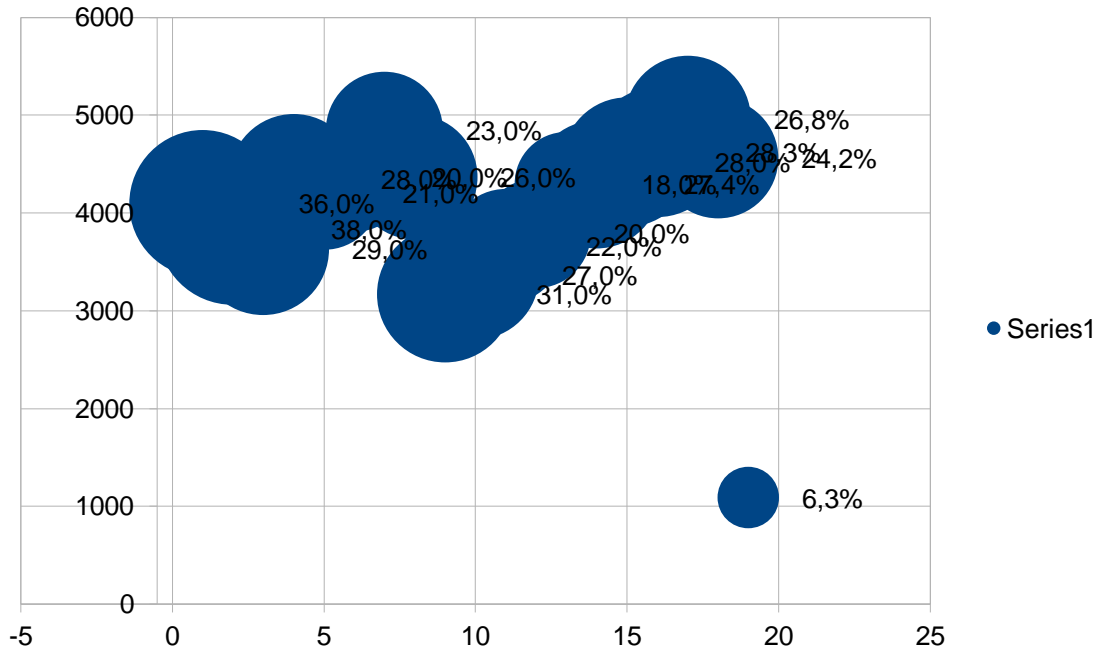
Dispersión TRAF0 1 A2.

**Fuente:** Autor del Proyecto.

La figura 8 representa la comparación entre el índice de pérdida en porcentaje y las pérdidas presentadas en los 19 meses correspondientes al año 2019 y 2020 en donde se analiza el comportamiento del índice de pérdidas y pérdidas para tener un panorama claro acerca de la disposición del transformador, utilizando un estudio de dispersión con líneas que relacionan los datos obtenidos en el transcurso del tiempo dispuesto en la empresa para su respectiva observación.

Figura 9.

Dispersión TRAFO 1 A3.



Fuente: Autor del Proyecto.

La figura 9 representa la comparación entre el índice de pérdida en porcentaje y las pérdidas presentadas en los 19 meses correspondientes al año 2019 y 2020 en donde se analiza el comportamiento del índice de pérdidas y pérdidas para tener un panorama claro acerca de la disposición del transformador, utilizando un estudio en burbujas de acuerdo con el tamaño del índice de Pérdidas dado en el transformador 1T11849.

En el presente apartado se presenta la tabla realizada para cargar los datos de las pérdidas de los transformadores, en la presente tabla se digitan las pérdidas de los transformadores en los últimos meses para hacer un correcto seguimiento y realizar un balance con los suficientes soportes para posteriormente realizar su respectivo direccionamiento.

Con base en la tabla se sustentan las gráficas que dan una imagen clara del comportamiento de dichos circuitos.

El suceso que es cuestión de análisis en el presente trabajo es la información manejada por el equipo de control y análisis de pérdidas, que es la recolección de datos como el consumo, las lecturas facturadas y todas las notas que en terreno se logren recoger a los usuarios o clientes.

Es por ello por lo que se visualiza una problemática creciente en los transformadores que tienen una tarifa de área común, porque en su mayoría son clientes que están negando o complicando el acceso para revisiones y tareas de recuperación de pérdidas.

Con este contexto se propone realizar una recopilación de esos usuarios y llevarles un seguimiento para tener la capacidad de seleccionar los casos más críticos.

De esa manera proponer la instalación de macropuntos que me ayuden a seccionar en que tramo de los circuitos se encuentran las pérdidas, de esta manera se podrá direccionar las cuadrillas con información más precisa para la recuperación de pérdidas.

En la presente tabla se digitan las pérdidas de los transformadores en los últimos meses para hacer un correcto seguimiento y realizar un balance con los suficientes soportes para posteriormente realizar su respectivo direccionamiento.

Con base en la tabla se sustentan las gráficas que dan una imagen clara del comportamiento de dichos circuitos.

Figura 10.

Tabla de pérdidas de los transformadores de conjuntos y edificios.

	PÉRDIDAS					
CIRCUITO	201912	202001	202002	202003	202004	202005
	541	483	602	493	577	703
	1,326	1,788	1,712	1,910	1,808	2,114
	589	565	625	531	598	734
	289	265	294	288	280	291
	1,329	960	1,034	923	1,267	1,560
	1,257	946	1,219	1,719	2,178	2,130
	641	582	495	729	331	3,477
	2,783	2,188	1,366	2,859	3,126	3,386

Por otro lado, la presente tabla soporta las bases el balance de edificios y conjuntos ya que el índice de pérdidas me expresa de forma clara el comportamiento de los transformadores ya que me relaciona las pérdidas con la energía de entrada del circuito.

Figura 11.

Tabla de índice de pérdidas de los transformadores de conjuntos y edificios.

INDICE DE PERDIDAS %						
CIRCUITO	201912	202001	202002	202003	202004	202005
	2.62	2.44	3.23	2.63	3.14	3.65
	7.16	9.84	9.95	11.2	10.2	10.3
	61.6	8.19	0.42	1.01	0%	0%
	3.04	2.97	3.40	2.79	2.92	3.08
	-5.3	-4.4	-4.4	-3.0	-2.4	-1.5

En la siguiente hoja de este balance se muestra las gráficas correspondientes a cada transformador en donde se muestra en color azul la curva de las pérdidas.

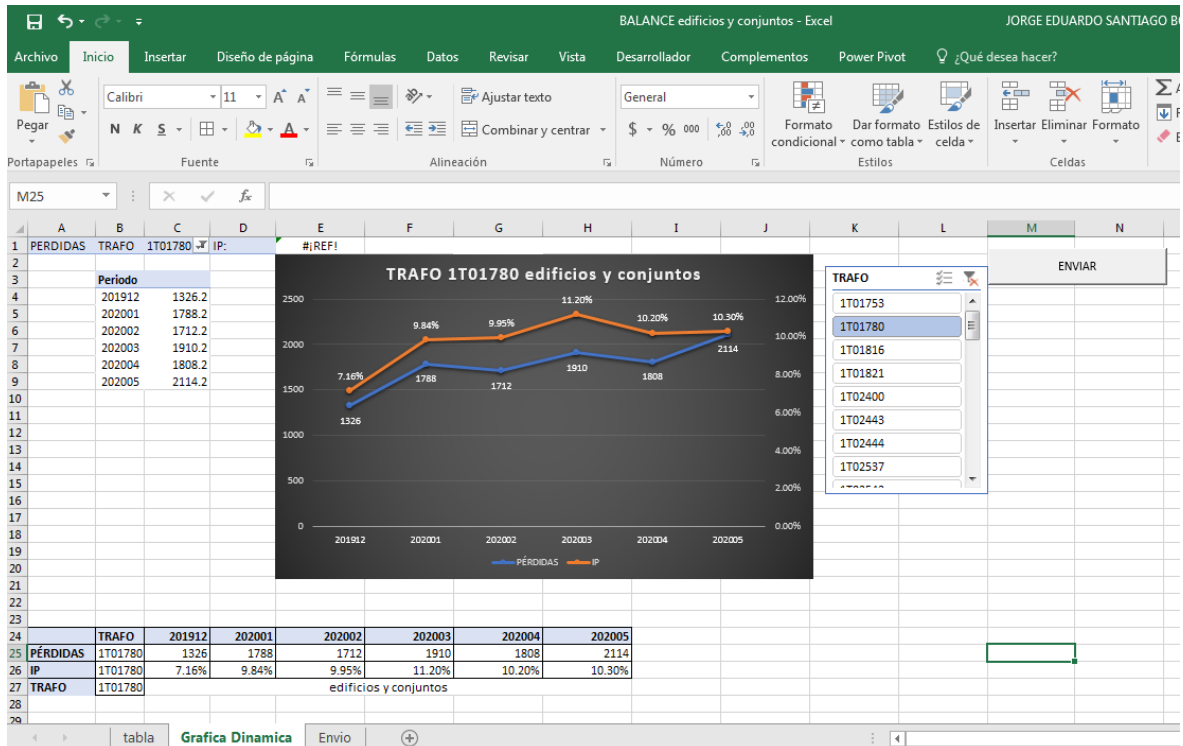
Y en color naranja el índice de pérdidas (IP) de cada transformador, este es posible encontrarlo por medio de la siguiente formula:

$$IP = \frac{\text{PERDIDAS}}{\text{CONSUMO DEL MACRO}}$$

En esta hoja se realiza el análisis de cada transformador y se escogen los circuitos con altas pérdidas para su posterior direccionamiento, calculados.

Figura 12.

Hoja del balance donde se realizan las gráficas y se analizan resultados.

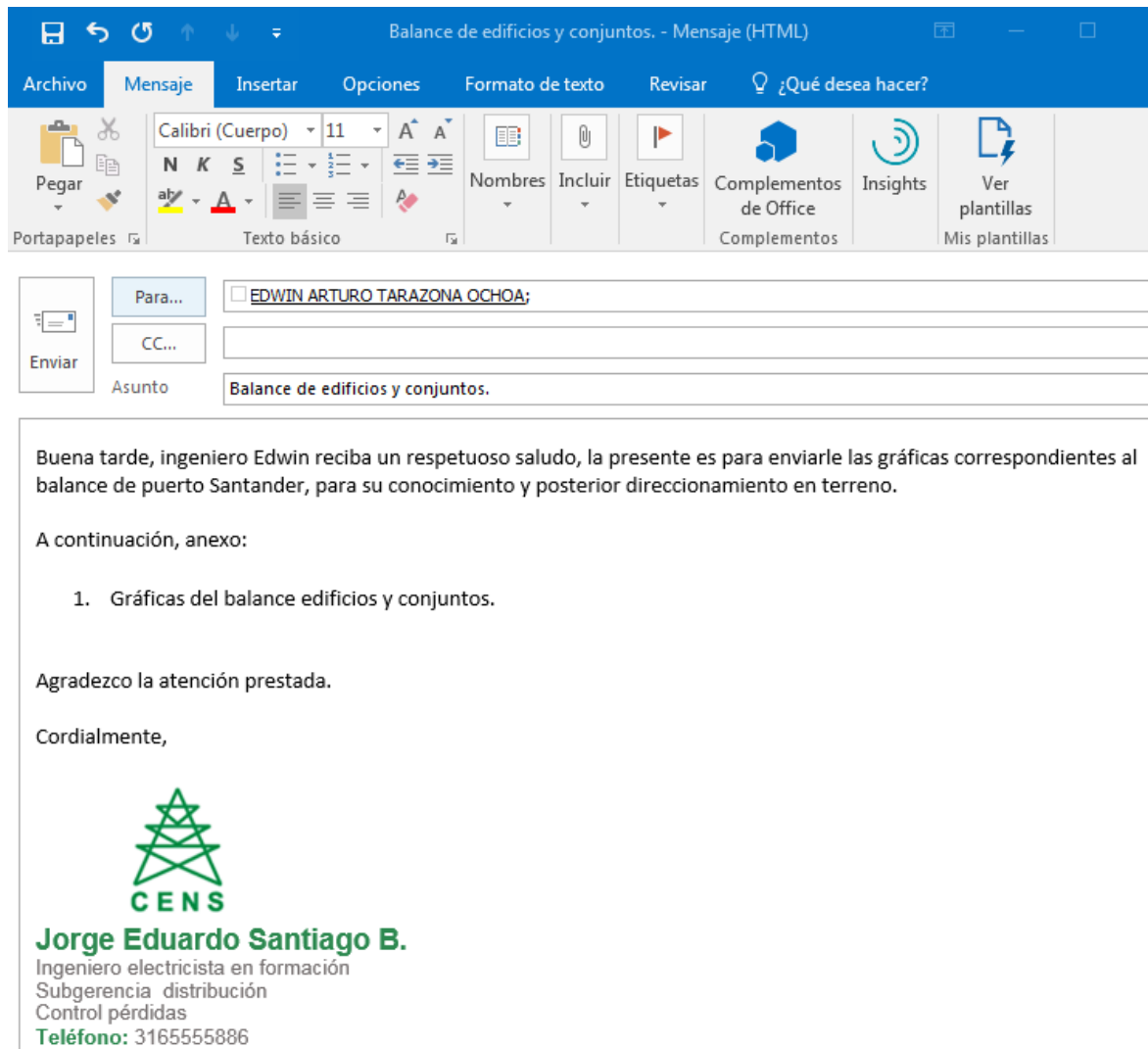


Asimismo, Se procede a enviar los transformadores que se van a intervenir al respectivo jefe del grupo de análisis y control pérdidas.

Es el procedimiento regular que se realiza con los transformadores es enviarlo al jefe para que el direcciona con el personal encargado las visitas y operaciones necesarias en el proceso de reducción de pérdidas.

Figura 13.

Correo electrónico con las gráficas del balance.



The image shows a screenshot of an Outlook email client window. The title bar reads "Balance de edificios y conjuntos. - Mensaje (HTML)". The ribbon includes "Archivo", "Mensaje", "Insertar", "Opciones", "Formato de texto", "Revisar", and "¿Qué desea hacer?". The "Mensaje" ribbon is active, showing options like "Pegar", "Calibri (Cuerpo)", "11", "A", "A", "N", "K", "S", "Listas", "Nombres", "Incluir", "Etiquetas", "Complementos de Office", "Insights", and "Ver plantillas".

The email header shows:

- Para...: EDWIN ARTURO TARAZONA OCHOA;
- CC...: (empty)
- Asunto: Balance de edificios y conjuntos.

The main body of the email contains the following text:


Buena tarde, ingeniero Edwin reciba un respetuoso saludo, la presente es para enviarle las gráficas correspondientes al balance de puerto Santander, para su conocimiento y posterior direccionamiento en terreno.

A continuación, anexo:

1. Gráficas del balance edificios y conjuntos.

Agradezco la atención prestada.

Cordialmente,


Jorge Eduardo Santiago B.
Ingeniero electricista en formación
Subgerencia distribución
Control pérdidas
Teléfono: 3165555886

4.3. Estrategia de intervención que permita seccionar las pérdidas no técnicas de energía y de esta forma contribuir con la recuperación de energía eléctrica, aplicada.

1. Descargar información de las bases de datos:

Se hace la búsqueda en la base de datos de la empresa en donde se filtran los usuarios que manejen una tarifa de área común, que es el primer indicio para determinar que sean conjuntos o edificios.

2. Validar y registrar la información:

En esta etapa se hace una búsqueda de cada transformador con la ayuda de las distintas herramientas como lo son, el sistema de administración comercial (SAC), el sistema de integración geográfica (SIG), el programa Google earth, para posteriormente registrar la información que es, el nombre de la construcción en la cual se ubica, el tipo de edificación si es un conjunto o un edificio, y las notas que sean necesarias para cada caso.

La solicitud debe ser respondida en el menor tiempo posible porque es el fin último de la metodología de intervención, que pretende ahorrar los costos y aumentar los beneficios de eliminar las pérdidas de energía no técnica que no impliquen un desplazamiento.

3. Filtrar la información:

En el documento que se tiene en Excel se procede a filtrar los datos necesarios para la correcta identificación, en la columna de tipo de edificación, se filtran los que muestren conjunto y edificio, ya que pueden salir otros casos que para este trabajo no son de nuestro interés.

4. Descargar comportamiento de pérdidas:

Con la base de datos ya consolidada se procede a descargar el comportamiento de las pérdidas de cada transformador, para posteriormente realizar un balance de los mismos.

5. Realizar los comandos necesarios en Excel:

Con la ayuda de la herramienta que tenemos en el programa Excel que es el editor visual basic, se realiza los comandos necesarios para hacer la búsqueda en el documento que se descarga y tiene el comportamiento de las pérdidas, para hacer una tabla en el balance que se está realizando. Donde se registre el histórico de pérdidas y su respectivo índice de pérdidas.

Posteriormente se procede a desarrollar su respectiva tabla dinámica y las gráficas que me muestren de una manera más sencilla el comportamiento de las pérdidas y su índice de pérdidas de cada transformador.

6. Analizar los resultados:

Teniendo la información consolidada en el balance llamado edificios y conjuntos, se procede a la búsqueda de los transformadores que estén presentando unas pérdidas considerables para el equipo de control y análisis de pérdidas son todos aquellos mayores a 500 KW.

7. Enviar los casos con mayor relevancia:

Como ya es de conocimiento los casos que requieren un seguimiento son los que presenten unas pérdidas considerables, se procede a enviar dichos casos al ingeniero jefe del equipo de pérdidas.

8. Pedir la inspección:

Se envía un correo explicando la trazabilidad de los casos para que se direccionen las respectivas visitas y se reporte la viabilidad para la instalación de nuevos equipos, se estima que valor promedio de la pérdida de energía de una cuadrilla es aproximadamente de 5 millones de pesos.

9. Recomendar la instalación de macromedidor:

Se revisa el informe de la inspección y si es viable la instalación de un macromedidor o también llamado macro punto, costo asumido por la entidad prestadora del servicio de energía.

Ya que de esta forma podemos obtener un seguimiento del comportamiento de los circuitos y detectar de una manera precisa en que tramo de dicho circuito se encuentran las pérdidas.

En la siguiente hoja de este balance se muestra las gráficas correspondientes a cada transformador en donde se muestra en color azul la curva de las pérdidas.

Y en color naranja el índice de pérdidas (IP) de cada transformador.

Al terminar este proceso se revisa la trazabilidad del caso para ordenar la instalación de micropuntos.

Cuando ya se realicen las visitas en el terreno se valida si en dichas construcciones existen gabinetes donde se puedan instalar los macromedidores y de esta manera dar cumplimiento a la ubicación de las pérdidas en el circuito.

Cuando el macropunto ya esté instalado se hará el balance de energía el cual mostrará el comportamiento del circuito.

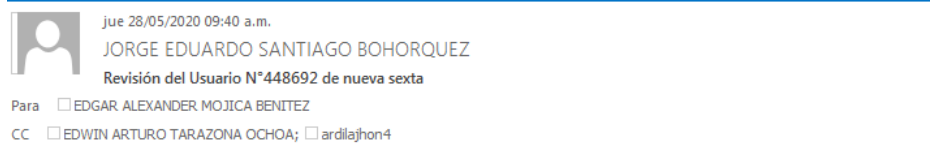
Los resultados que deja implementar esta metodología en un usuario de tarifa área común como lo nueva sexta que es la central de bastos de Cúcuta.

A partir de análisis realizados a los balances se logra direccionar la revisión de unos gabinetes en los cuales se observa un aumento de pérdidas, la tarea de la revisión en terreno se cumple y arroja como resultados irregularidades las cuales dejan al descubierto los fraudes presentados en dicho circuito, se muestra los correos que se diligenciaron y la respuesta de la visita a terreno.

Se estima que el proyecto se implemente a su totalidad para prevenir las pérdidas de energía de forma más eficiente, con el ahorro de los costos de la pérdida basada en el desvío de energía ilegal.

Figura 14.

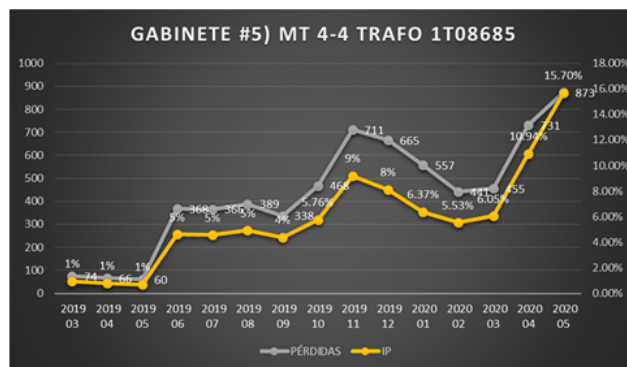
Correo electrónico enviado del balance de nueva sexta.



Buenos días, compañero Edgar Alexander Mojica Benitez reciba un respetuoso saludo, la presente es para pedir su colaboración en la revisión del Usuario N°448692, medidor N° 4568505, del gabinete N° MT 4-4, del transformador 1T08685, se observa que se aumentaron las pérdidas a un valor de 873 en ese gabinete, se revisa en le SAC y no se encuentran datos contundentes, por lo tanto, veo pertinente una revisión de este medidor ya que en los últimos meses se están aumentando las pérdidas en ese gabinete.

A continuación, anexo:

1. Balance del gabinete N° MT 4-4.




Agradezco la atención prestada.

Figura 15.


Correo electrónico recibido del balance de nueva sexta.

RE: BALANCE NUEVA SEXTA - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje ¿Qué desea hacer?

mié 03/06/2020 04:02 p.m.
 EDGAR ALEXANDER MOJICA BENITEZ
 RE: BALANCE NUEVA SEXTA

Para EDWIN ARTURO TARAZONA OCHOA; HERMES ANDRES ORDOÑEZ ORTIZ; CENON IGNACIO AMAYA PRADA
 CC JAIME PEÑARANDA TRIGOS; TATIANA PAOLA AMAYA MESA; JORGE EDUARDO SANTIAGO BOHORQUEZ

 Trabajos a realizar - N...
 Elemento de Outlook

Buenas tardes,

Cordial saludo ingenieros, el día de hoy se realizó la visita en conjunto con el compañero Albeiro Leal encontrándose algunas novedades las cuales ya se enviaron a la interventoría. Una vez me reporten los resultados les estaré informando.

Quedo atento a cualquier inquietud.

Cordialmente,



Edgar Alexander Mojica Benitez

Tecnólogo D Ejecución - Control Pérdidas

Tel: (037) 582 44 44 Ext: 7466

www.cens.com.co

4.4 Diagnóstico de tiempo y recursos

En el desarrollo del proyecto la idea principal es hacer un correcto análisis de la situación crítica a la cual se está enfrentado la empresa, la cual es el crecimiento de las pérdidas no técnicas, es por ello que los recursos que la empresa suministra para el hallazgo en terreno de los hurtos deben ser bien direccionados.

En cuanto al costo que tiene el direccionamiento de una cuadrilla no se permite por parte de la empresa suministrar dichos valores, pero el funcionamiento de una cuadrilla para

la inspección de usuarios fraudulentos se tiene un promedio de cinco usuarios inspeccionados por día y si los usuarios pertenecen a un solo transformador el cálculo en la inspección por día es del 15% del total de los usuarios conectados a el circuito, estos valores dependen de un correcto direccionamiento y que se cuente con información suficiente para seccionar los usuarios con mayor posibilidad de fraude.

En donde este proyecto tiene mayor relevancia es en dar las bases de información al equipo de control y análisis de pérdidas para que se direccionen con mayor eficacia y para que las cuadrillas en campo hagan el hallazgo de los fraudes con mayor facilidad.

Conclusiones

Aplicar una metodología para la intervención en edificios y en conjuntos residenciales es uno de los métodos con mejores resultados, ya que se puede analizar de forma individual y con precisión los casos de pérdidas de energía.

Al hacer una identificación de las edificaciones en cuestión se está apoyando y facilitando el trabajo en el equipo de control y análisis de pérdidas, ya que se tiene un panorama claro de los transformadores que pertenecen a estos edificios y conjuntos y de esta manera direccionar actividades de una manera más inmediata.

Al realizar la estadística descriptiva de estos transformadores se logra tener un documento en el programa Excel que consolida información recopilada de las bases de apoyo de la empresa, como lo son el software RI-HANA, sistema integración geográfico (SIG) y sistema de administración comercial (SAC).

El documento finalizado y entregado al equipo de control y análisis de pérdidas tiene como nombre balance de edificios y conjuntos, el fácil manejo y cargue de información lo hacen maniobrable por cualquier miembro del equipo.

Las actividades realizadas en el balance se analizan y se informan a los respectivos responsables de realizar las actividades en terreno, los cuales agradecen la cantidad de información entregada por el balance, ya que al revisar el aumento de pérdidas se envía un correo entregando la mayor información de los circuitos sospechosos.

Los macromedidores cumplen su función de medir la energía entregada por la empresa y de esta manera se puede velar por el correcto balance de energía entregada y energía cancelada, es por ello que la metodología de implementar varios macromedidores en el mismo circuito es una idea que cumple con eficacia el objetivo de seccionar las pérdidas para direccionar los trabajos en terreno con una información más precisa.

Referencias Bibliográficas

- Cabrera, B. C., & Rodas, R. P. (2016). *Metodología para determinar las pérdidas no técnicas de energía en el sistema de distribución de la empresa eléctrica regional CENTROSUR*, ". Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12681/1/UPS-CT006505.pdf>
- Casa, C. N., & Suncha, C. M. (2009, Pag. 1-135). "*Control y reducción de pérdidas no técnicas de energía mediante el método balance de energía por transformador en 19 sectores de la provincia de Cotopaxi designados por ELEPCO S.A.*", ". Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/1031>
- Centrales eléctricas de Norte de Santander CENS. (2020). Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <https://www.cens.com.co>
- Chalá, T., & Garcia, V. (2012, Pag. 1-11). *Capítulo 1 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*, " *Análisis en los primarios Distrib. las Sube. no. 02, no. 10, no. 12, no. 32 y no. 53 Perten. a la Empres. Eléctrica Quito S.A. para reducir pérdidas*. Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1898/2/01%20Perdidas%20en%20distribucion.pdf>
- Correa & Otros. (2016). *Evaluación de los procedimientos en el diagnóstico de pérdidas de energía eléctrica implementados por EDEC S.A.* UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA. Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1714/1/TGT-398.pdf>
- Fundacion EPM . (s.f.). *Cens un aliado estrategico* . Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <https://www.grupoepm.com/site/fundacionepm/actualidad/censunaliadoestrategico>

Ramos, A. (2015). LOS PARADIGMAS DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA.

Scientific research paradigms.

Resolución No. 019 de 2017, Metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (Comisión De Regulación De Energía Y Gas). Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/432f91ab604ed99b052580df0051e4a8?OpenDocument>

Romero & Otros. (2013). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. *Universidad Javeriana*. Recuperado el 15 de Mayo de 2020, de <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172>

Sector electricidad. (2020). Recuperado el 30 de Septiembre de 2018, de Las Pérdidas de Energía Eléctrica: <http://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>

Sector electricidad. (20 de Mayo de 2020). Obtenido de https://www.google.com/search?q=sistema+de+sistribucion++del+servicio+de+energ%C3%ADa+el%C3%A9ctrica&tbm=isch&ved=2ahUKEwiP3Jeg7PLpAhULVzABHQVFDIkQ2-cCegQIABAA&oq=sistema+de+sistribucion++del+servicio+de+energ%C3%ADa+el%C3%A9ctrica&gs_lcp=CgNpbWcQA1D34g

Villa, A. (s.f.). *Gerencia del mantenimiento para la reducción, el control y el sostenimiento de niveles óptimos de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en un sistema de distribución*. Universidad De Antioquia. Recuperado el 20 de Mayo de 2020, de https://www.grupo-epm.com/site/Portals/1/biblioteca_epm_virtual/tesis/gerencia_del_mantenimiento_para_la_reduccion_el_control_y_el_sostenimiento_de_niveles.pdf

Anexo A

Comandos realizados en la herramienta visual Basic del programa Excel.

A continuación, agrego el comando realizado en Excel con la herramienta visual Basic, la cual me ayuda a buscar y agregar la información en el balance denominado edificios y conjuntos.

```
Public Sub edificios y conjuntos()
```

```
'MEJORA
```

```
Application.ScreenUpdating = False
```

```
'Application.Calculation = xlCalculationManual
```

```
Application.EnableEvents = False
```

```
ActiveSheet.DisplayPageBreaks = False
```

```
Dim wlibroorigen As Workbook
```

```
Dim wshojaorigen As Worksheet
```

```
Dim wlibrodestino As Workbook
```

```
Dim wshojadestino As Worksheet
```

```
Dim wshojadestino2 As Worksheet
```

```
Dim wshojadestino3 As Worksheet
```

Dim rutaarch As String

```
rutaarch = Application.GetOpenFilename(Title:="Seleccione Archivo",  
filefilter:="Excel files (*.xlsx), *.xlsx")
```

DATOS DESTINO

```
Set wlibrodestino = Workbooks(ThisWorkbook.Name)
```

```
Set wshojadestino = wlibrodestino.Worksheets("tabla")
```

```
Set wshojadestino2 = wlibrodestino.Worksheets("Grafica Dinamica")
```

```
Set wshojadestino3 = wlibrodestino.Worksheets("Envio")
```

DATOS ORIGEN

```
Set wlibroorigen = Workbooks.Open(rutaarch)
```

```
Set wshojaorigen = wlibroorigen.Worksheets("Hoja1")
```

Dim trafo

Dim perdidas

Dim cont

Dim ultlinea

Dim penultcolumn

Dim ultcolumn

Dim letracolumn

Dim fechaanterior

Dim ip

Dim ip_grafica

```
With wshojadestino2.Range("G1")
```

```
    If Val(.Value) >= 0 Then .Value = .Value + 1 Else .Value = 2
```

```
End With
```

```
ultlinea = wshojadestino.Range("A" & Rows.Count).End(xlUp).Row
```

```
ultcolumn = wshojadestino.Range("iv2").End(xlToLeft).Column
```

```
wshojadestino.Columns(ultcolumn).EntireColumn.Insert
```

```
penultcolumn = ultcolumn - 1
```

```
fechaanterior = wshojadestino.Cells(2, penultcolumn).Value
```

```
fechaactual = fechaanterior + 1
```

```
wshojadestino.Cells(2, ultcolumn) = fechaactual
```

```
For cont = 3 To ultlinea
```

```
    trafo = wshojadestino.Cells(cont, 1)
```

```
    perdidas = Application.WorksheetFunction.IfError(Application.VLookup(trafo,  
wshojaorigen.Range("A:AK"), 9, False), "0")
```

```
    ip = Application.WorksheetFunction.IfError(Application.VLookup(trafo,  
wshojaorigen.Range("A:AK"), 10, False), "0")
```

wshojadestino.Cells(cont, ultcolumn) = perdidas

wshojadestino.Cells(cont, ultcolumn + 1) = ip

Next cont

'ACTUALIZAR DINAMICA

Dim Hoja As Worksheet

Dim TD As PivotTable

For Each Hoja In ActiveWorkbook.Sheets

For Each TD In wshojadestino2.PivotTables

TD.RefreshTable

Next TD

Next Hoja

Workbooks(wblibroorigen.Name).Close savechanges:=False

```
MsgBox "Busqueda Exitosa", vbInformation, "Busqueda"
```

```
Application.ScreenUpdating = True
```

```
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
```

```
Application.EnableEvents = True
```

```
ActiveSheet.DisplayPageBreaks = True
```

```
Application.CutCopyMode = False
```

```
End Sub
```