



Diseño e implementación de un modelo de selección de alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, basado en el retorno de la inversión (ROI) para mejorar el proceso de toma de decisiones de la unidad control pérdidas de energía de EPM. Caso de estudio aplicado al municipio de Itagüí, Colombia entre 2017 y 2019

**Facultad de administración de empresas y ciencias económicas
Centro regional Aburrá Sur**

Especialización en gerencia de proyectos

Mauricio Andrés Peña Mantilla

ID: 726058

Cristian Restrepo Arrieta

ID: 724836

Trabajo de grado

Profesor asesor

Milton Esteban Sierra Cadavid

Dedicatoria

En memoria de Diego Londoño Londoño, un gran amigo.

Diseño e implementación de un modelo de selección de alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, basado en el retorno de la inversión (ROI) para mejorar el proceso de toma de decisiones de la unidad control pérdidas de energía de EPM. Caso de estudio aplicado al municipio de Itagüí, Colombia entre 2017 y 2019

Resumen

Uno de los problemas críticos que enfrentan las empresas distribuidoras de energía son las pérdidas no técnicas, que afectan negativamente sus ingresos económicos y pueden llegar a afectar notablemente su rentabilidad. Por ello, el objetivo de esta investigación es diseñar un modelo para facilitar la toma de decisiones de alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas en el municipio de Itagüí; y para ello se realiza un recorrido por las metodologías implementadas en varios países de América Latina, evaluando sus resultados y aplicabilidad en el municipio seleccionado. Utilizando comportamientos históricos en el municipio, suministrados por la empresa EPM, se definen los costos asociados a la ejecución de las alternativas más significativas y la cantidad de kWh recuperados en cada actividad. Para el diseño del modelo se recrean 5 diferentes escenarios de pérdidas no técnicas, en los que el impacto de cada alternativa es diferente. La información recopilada permite calcular el retorno sobre la inversión que ofrece cada alternativa de mitigación y al realizar una ponderación con el impacto obtenido en los diferentes escenarios se logra concluir que la incidencia de las alternativas es diferente en cada uno de los escenarios y está estrechamente relacionada con las propiedades del sistema evaluada. El modelo creado permite establecer prioridades en la implementación de estrategias de mitigación, ayudando a seleccionar las más convenientes para la gestión de pérdidas no técnicas en un sistema de distribución de energía.

PALABRAS CLAVES

Pérdidas no técnicas, retorno de la inversión, sistemas de distribución

ABSTRACT

One of the most critical problems that the energy supplier companies face are the non-technical losses, which negatively affect their economic income and can significantly impact their profitability. Accordingly, the objective of this research paper is to design a management model to make easier the choice of mitigation alternatives of non-technical losses for the municipality of Itagüí; for that purpose, an exploration of methodologies implemented in different Latin-American countries is presented, evaluating its results and applicability in the selected municipality. Using historical behaviors in the selected municipality, provided by the company EPM, the costs, associated to the execution of the most significant alternatives and the energy recovered from these procedures, are defined. In order to design a model, 5 different scenarios of non-technical losses, where the impact of each alternative is different, are simulated. The collected data allows the calculation of the ROI (return on investment) that each mitigation alternative offers, and therefore, when a weighting on the impact obtained from the different scenarios is carried out, it is possible to come to the conclusion that the incidence of the alternatives is different in each of the scenarios and that it is also closely related to the properties of the evaluated system. The designed/created model allows the establishment of priorities in the implementation of mitigation strategies, helping with the selection of the most convenient ones for the non-technical loss management in an energy supply/delivery system.

KEYWORDS

Non-technical losses, power system distribution, return of investment

Índice

Resumen.....	3
Introducción	10
Capítulo 1 Planteamiento del problema.....	14
1.1 Descripción del problema	14
1.2 Formulación del problema	17
1.3 Justificación	17
1.4 Objetivos	18
1.4.1 Objetivo general	18
1.4.2 Objetivos específicos.....	19
Capítulo 2 Marco Referencial.....	20
2.1 Marco conceptual.....	20
2.2 Marco contextual	25
2.3 Marco legal	30
2.4 Marco teórico	31
Capítulo 3 Diseño metodológico	33
3.1 Línea de investigación institucional.....	33
3.2 Eje temático	33
3.3 Enfoque de investigación y paradigma investigativo	33
3.4 Diseño	34
3.5 Alcance	34
3.6 Población.....	34
3.7 Tamaño de muestra	35

3.8	Fuentes, Técnicas e instrumentos de recolección de información y datos	35
3.9	Análisis y tratamiento de datos.....	36
	Capítulo 4 Resultados y discusiones.....	37
	Capítulo 5 Conclusiones	52
	References.....	54
	Anexos	57

Índice de tablas

Tabla 1. Distribución de pérdidas por causal y año en el Municipio de Itagüí, entre 2017 y 2019. (Suministrado por EPM).....	15
Tabla 2. Evolución fraudes municipio de Itagüí entre los años 2017 y 2019.....	37
Tabla 3. Evolución cambios de medidor en el municipio de Itagüí entre los años 2017 y 2019..	38
Tabla 4. Evolución legalización de clientes provenientes de robo de energía en el municipio de Itagüí entre 2017 y 2019	40
Tabla 5. Evolución cambios de errores de facturación en Itagüí entre los años 2017 y 2019	41
Tabla 6. Impacto de las alternativas de mitigación sobre las causas de pérdidas no técnicas de energía.....	47
Tabla 7. Escenarios planteados de pérdidas para el municipio de Itagüí.....	48
Tabla 8. Resumen resultados de Anexo 5. Ordenado de menor a mayor según su prioridad (1 más prioritario).....	50
Tabla 9. Escenario de pérdidas 1	58
Tabla 10. Escenario de pérdidas 2	58
Tabla 11. Escenario de pérdidas 3	59
Tabla 12. Escenario de pérdidas 4	59
Tabla 13. Escenario de pérdidas 5	60
Tabla 14. ROI e impacto - escenario 1	63
Tabla 15. ROI e impacto escenario 2.....	63
Tabla 16. ROI e impacto escenario 3.....	64
Tabla 17. ROI e impacto escenario 4.....	64
Tabla 18. ROI e impacto escenario 5.....	65

Índice de figuras

Figura 1. Índice de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en el municipio de Itagüí entre los años 2017 - 2019 ()	16
Figura 2. Medidor análogo. (Fotografía suministrada por EPM)	22
Figura 3. Medidor electrónico. (Fotografía suministrada por EPM)	22
Figura 4. Derivación en la acometida. (Fotografía suministrada por EPM).....	23
Figura 5. Interrupción del registro de consumo. (Fotografía suministrada por EPM).....	23
Figura 6. Alteración en los elementos de medición. (Fotografía suministrada por EPM).....	24
Figura 7. Revisiones del municipio de Itagüí entre 2017 y 2019.	39
Figura 8. Construcción tabla de incidencias por causales.....	48
Figura 9. Modelo ROI e impacto de alternativas para los escenarios seleccionados.	49

Introducción

Las pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución corresponden a la diferencia entre la energía comprada y la energía facturada a los consumidores finales (Barroso, 2018) y está a su vez puede ser dividida en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. De acuerdo con Sousa (2008) las pérdidas técnicas suelen estar asociadas al transporte de energía en los sistemas eléctricos, principalmente corresponden a disipación de calor (efecto joule) producto de la resistencia de los materiales al paso de la corriente; por otro lado, las pérdidas no técnicas se encuentran asociadas a causales imputables a los seres humanos, usualmente a errores en la medición del consumo de los clientes, o a comportamientos ilegítimos de los mismos, entre otros. A diferencia de las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas pueden ser evitadas y serán parte del objeto de estudio de esta investigación.

Las pérdidas no técnicas de energía eléctrica impactan negativamente los estados financieros de las empresas de distribución, que a su vez limitan la capacidad de esta para realizar nuevas inversiones lo que se traduce en disminución en la calidad del servicio prestado a los clientes, incremento en las tarifas de energía, entre otros (Barroso, 2018). Por este motivo, las empresas distribuidoras de energía eléctrica adelantan programas que le permitan gestionar las pérdidas no técnicas de forma efectiva y rentable (Management Solutions, 2017) que resulten en un beneficio compartido con los clientes, para ellos un mejor servicio y para la empresa un aseguramiento de ingresos.

Actualmente, la regulación colombiana otorga beneficios económicos a las empresas distribuidoras que hagan un uso eficiente de sus procesos; dentro de ellos, se encuentra la adecuada gestión de las pérdidas. Esto último, invita a que las empresas distribuidoras diseñen planes estratégicos de reducción de pérdidas muy detallados que le permitan mitigarlas de una

forma rápida y adecuada. Es importante anotar, que el no cumplimiento de estos programas de reducción de pérdidas ocasiona multas y sanciones a las empresas distribuidoras por parte del regulador. De ahí la importancia de priorizar las posibles alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de los planes de reducción en base a su impacto y a su valor.

Seleccionar las alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica no es una tarea sencilla para las empresas prestadoras del servicio, dado que éstas deben elaborar un estudio profundo sobre las causas de las pérdidas sobre el sistema que se desea intervenir y los posibles impactos de las soluciones analizadas para la intervención de este, sin dejar a un lado temas como regulación, costos, entre otros (Parra, E., Borrero, V. y Céspedes, R, 1990).

El presente trabajo tiene como objetivo el desarrollo de un modelo que permita mejorar la toma de decisiones en la selección de alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, en base al retorno de la inversión e impacto en la reducción de pérdidas no técnicas de las mismas, y así contribuir implícitamente al cumplimiento de los planes de reducción que se adelantan desde las empresas distribuidoras de energía.

Se usa como caso de estudio el municipio de Itagüí, donde actualmente EPM es la prestadora del servicio de energía eléctrica. A su vez, el desarrollo de la siguiente investigación permitirá a la Unidad Control Pérdidas de Energía de EPM optimizar sus recursos, y priorizar las actividades de ejecución en campo, dando un alivio a los efectos causados por los recortes en el presupuesto debido a la contingencia del proyecto hidroeléctrico Hidroituango.

En relación con la estructura, este trabajo se encuentra dividido en 5 capítulos.

El primer capítulo presenta una introducción del tema, la contextualización del problema, el objetivo general del trabajo, y además justifica la importancia de este.

El segundo capítulo presenta un resumen de la literatura del tema de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, partiendo de su definición, seguido de su tipología, de un breve resumen histórico en su gestión y por último el régimen legal bajo el cual se encuentran inmersas en el contexto colombiano.

El tercer capítulo presenta la información asociada al diseño metodológico, es decir, el enfoque de investigación del trabajo, su alcance y el tratamiento de datos que se requiere para su desarrollo (población, muestra, entre otros).

El cuarto capítulo presenta el desarrollo de los objetivos específicos. Partiendo del contexto actual de las pérdidas no técnicas en el municipio de Itagüí y los principales métodos utilizados por los usuarios para defraudar el servicio de energía eléctrica, así como la distribución de estos sobre las pérdidas y su evolución en los últimos tres años. Luego se presentan las estrategias que actualmente son usadas en Latinoamérica en la mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica a partir de la revisión de proyectos implementados en 3 países, Brasil, Ecuador y Chile, y de allí se seleccionan las alternativas a ser contempladas en el desarrollo del modelo. Seguido a esto, se proponen escenarios de pérdidas que permitan recrear las condiciones que se tienen actualmente en el municipio de Itagüí y que junto con las alternativas serán los pilares en el desarrollo del modelo. Adicionalmente, se presentan los costos y los beneficios económicos de cada una de las estrategias seleccionadas y a partir de ellos se calcula el retorno de la inversión para cada una de las estrategias. Por último, se integra toda la información mencionada previamente y se construye el modelo facilitador de toma de decisiones; se explica cómo este funciona y además como debe ser usado para ayudar en el proceso de toma de decisiones.

El quinto capítulo presenta las conclusiones obtenidas luego de aplicar el modelo facilitador de toma de decisiones, así como algunas recomendaciones y observaciones al proceso de gestión

de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica. Adicional a esto, se aborda el efecto de la regulación en la gestión de pérdidas.

Luego de las referencias se encuentran los anexos, en los cuales se encuentran los resultados obtenidos en cada uno de los pasos necesarios para la construcción del modelo (retorno de la inversión, tablas de impacto, entre otras) y el formato de recolección de información usado actualmente en EPM.

Capítulo 1

Planteamiento del problema

1.1 Descripción del problema

En la actualidad, las empresas distribuidoras del servicio eléctrico (Operadores de red) se encuentran enfocadas en la optimización de sus procesos y operaciones de forma tal que sean más competitivas en el mercado y se maximice la utilidad por la prestación del servicio.

Enmarcados en este contexto, las pérdidas de energía eléctrica en un sistema eléctrico, se obtiene según Madrigal, Rico y Uzcátegui (2017), como la diferencia entre la energía recibida (operada) y la energía entregada (facturada), y esas juegan un rol crucial en la rentabilidad que obtienen los Operadores de Red por prestar el servicio de distribución de energía.

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican de dos maneras, pérdidas técnicas de energía eléctrica, definidas en Viegas, Esteves, Melício, Mendes y Vieira (2017) como las pérdidas que se presentan de forma natural e inevitable en los sistemas de distribución y transmisión (T&D) de energía eléctrica, usualmente asociadas a los materiales necesarios para el desarrollo de las mismas; por ejemplo, la disipación de la energía eléctrica en los cables conductores producto del efecto joule o las pérdidas de energía asociadas a materiales dieléctricos (no conducen electricidad) y pérdidas no técnicas de energía eléctrica, también conocidas en la literatura como pérdidas comerciales, son definidas por el mismo autor como las pérdidas que se presentan en los sistemas de T&D de forma no natural. A diferencia de las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas de energía eléctrica pueden ser evitadas, dado que estas se encuentran asociadas usualmente a errores en la medición del consumo de los clientes, o a comportamientos ilegítimos de los mismos.

De acuerdo con Management Solutions (2017), las pérdidas ocasionadas por las pérdidas no técnicas de energía eléctrica representan más del 5% de las utilidades anuales de los Operadores de Red. Según Viegas, Esteves, Melício, Mendes y Vieira (2017) en Jamaica, las pérdidas no técnicas de energía eléctrica representaron una pérdida de US\$46 millones (18% de las utilidades) en el año 2013; de hecho, economías desarrolladas como las del Reino Unido (UK) y Estados Unidos de América (USA) estiman que las pérdidas no técnicas de energía eléctrica representan unas pérdidas económicas de £173 millones y US\$6 billones de dólares respectivamente. Por tal motivo, los diferentes Operadores de Red del mundo vienen aplicando distintas soluciones que permitan mitigar las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sus organizaciones.

Para el caso particular del municipio de Itagüí, se registran pérdidas de energía eléctrica en los últimos 3 años de aproximadamente 44,7 GWh/año, es decir, cerca de 22.350 COP millones. Las cuales puede ser identificadas en las siguientes causas:

Tabla 1. Distribución de pérdidas por causal y año en el Municipio de Itagüí, entre 2017 y 2019. (Suministrado por EPM)

Causal	Año		
	2017	2018	2019
1. Fraudes de energía	54%	63%	71%
2. Fallas en equipos de medida	5%	4%	3%
3. Robos de energía	40%	32%	25%
4. Errores de facturación	1%	1%	1%

Siendo las más relevantes: fraudes de energía y robos de energía. Es decir, conexiones ilegales al servicio eléctrico, el primero de ellos por parte de clientes propios de EPM y el segundo por usuarios que aún no son clientes de la organización. Las dos causas restantes son de menor impacto en las pérdidas no técnicas de energía eléctrica y son trabajadas paulatinamente

por la organización e incluso son aceptadas, como es el caso de errores de facturación, cuya causa proviene de factor humano en el proceso de lectura y facturación a los clientes.

Adicionalmente, en la actualidad las pérdidas no técnicas de energía eléctrica para dicho municipio se encuentra en crecimiento, tal como se puede observar en (figura 1), lo que se traduce en un menor ingreso para la compañía y una menor calidad del servicio (número de horas de servicio continuo) que se presta a los clientes en dicho municipio, principalmente por el deterioro que se le realiza a la red por parte de usuarios que defraudan el servicio de energía eléctrica (causas 1 y 2, según Tabla 1).

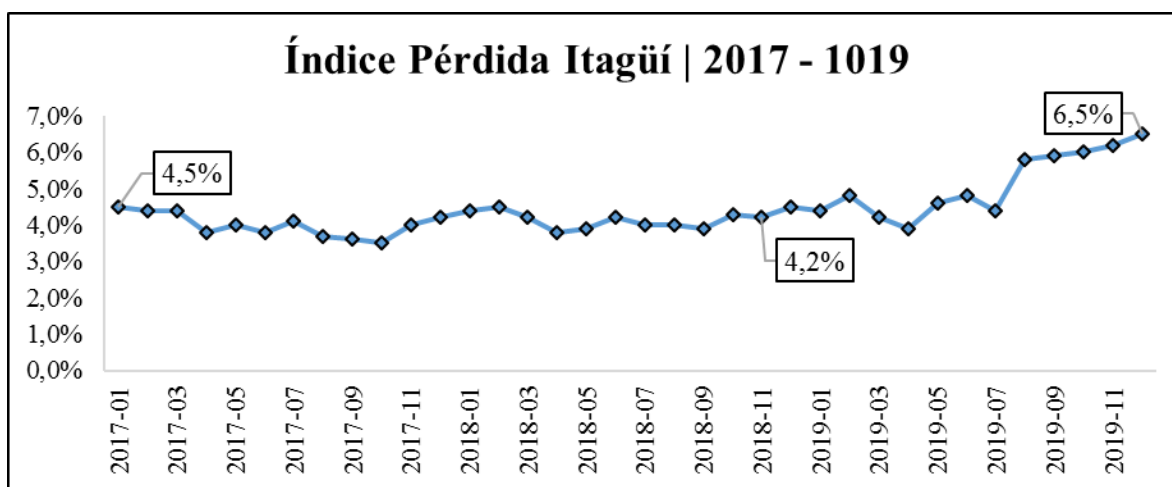


Figura 1. Índice de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en el municipio de Itagüí entre los años 2017 - 2019 ⁽¹⁾

Este incremento en el indicador de pérdidas del año 2019 corresponde a una disminución en las actividades de control y reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, ligadas a su vez, a una disminución de inversiones sobre el municipio, las cuales se explican a partir del impase sufrido en el proyecto de generación de energía eléctrica Hidroituango realizado por EPM.

¹ El índice de pérdidas no técnicas de energía eléctrica es calculado de la siguiente manera:

$$\frac{(Energía\ entrada - Energía\ salida)}{Energía\ entrada} * 100 [\%]$$

Es justo a partir de esta nueva condición que se hace necesario contar con un modelo de toma de decisiones que permita optimizar los recursos económicos asignados y maximizar impactos en la reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

1.2 Formulación del problema

De acuerdo con lo mencionado previamente y cómo caso de estudio, el presente trabajo busca identificar ¿Cuál es la alternativa de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica que presenta un mayor retorno de la inversión en el municipio de Itagüí?

1.3 Justificación

La gestión de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica se viene realizando en EPM durante las dos últimas décadas, y para ello se disponía de los recursos económicos necesarios que permitieran procesos de control y reducción en la misma de acuerdo con una planeación de actividades. En la actualidad y a raíz del impase negativo que atraviesa EPM en referencia al proyecto Hidroituango, los recursos económicos se volvieron limitados, lo que obliga a optimizar todas las actividades que se adelantan en la unidad control pérdidas de energía. Se propone un modelo gerencial que permita invertir los recursos económicos asignados de acuerdo con su impacto en el control y reducción de las pérdidas, permitiendo la recuperación de COP 8.000 millones anuales que actualmente se pierden debido a la problemática que se tiene en los diferentes municipios del departamento de Antioquia.

Mejorando la efectividad de las revisiones por medio de la implementación del modelo de gestión se logrará disminuir la cantidad de revisiones en terreno para alcanzar las metas de recuperación, disminuyendo así los costos de la operación del proyecto sin afectar la ejecución,

manteniendo y hasta mejorando los indicadores de gestión de la Unidad Control Pérdidas de Energía.

Cuando un cliente realiza adulteración en los sistemas de medida o en la red de distribución, con el fin de defraudar el servicio de energía eléctrica, afecta la calidad del servicio no solo para él sino también para la totalidad de clientes. La detección y normalización de fraudes e irregularidades por medio del modelo de gestión a implementar permitirá brindar un servicio de calidad a todos los clientes del municipio de Itagüí.

Adicionalmente, EPM podrá mejorar los indicadores con los que se mide la calidad del servicio, como lo son el SAIFI, con el que se mide la frecuencia de las interrupciones en la prestación del servicio de energía, y el SAIDI, que mide el tiempo de duración de la interrupción. Con lo anterior EPM mantendrá la credibilidad y confianza que hoy le tienen sus clientes, permitiéndole obtener posicionamiento para abrirse a nuevos mercados.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo que permita mejorar la toma de decisiones en el proceso de reducción y control de pérdidas no técnicas de energía eléctrica de la unidad control pérdidas de energía de EPM, con base al beneficio económico e impacto de mitigación de las alternativas que son usadas en un contexto Latinoamericano, a partir de un caso aplicado sobre el municipio de Itagüí, Colombia entre 2017 y 2019.

1.4.2 Objetivos específicos

- Identificar el estado actual de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en Colombia, específicamente para el municipio de Itagüí, con el fin de evaluar la complejidad del problema por medio de visitas a campo.
- Caracterizar las diferentes estrategias que son utilizadas en Latinoamérica para la reducción y control de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, así como sus ventajas, impactos y aplicabilidad en el municipio de Itagüí, mediante el análisis de bases de datos de investigaciones anteriores.
- Diseñar diferentes escenarios de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, que permitan recrear las condiciones que se tienen actualmente en el sistema de distribución eléctrico en el municipio de Itagüí, con el fin de aplicar diferentes acciones y seleccionar las más efectivas para la recuperación de energía.
- Desarrollar un modelo de selección de alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica que considere inversión, impacto de mitigación y retorno de la inversión para cada una de las alternativas planteadas, permitiendo así seleccionar estrategias equilibradas en la recuperación de energía e ingresos económicos.

Capítulo 2

Marco Referencial

2.1 Marco conceptual

La energía eléctrica es un tipo de energía que se genera por la atracción y repulsión entre cargas eléctricas. Tiene la capacidad de transformarse en otros tipos de energía, tales como la energía lumínica, la energía térmica o la energía mecánica. (Energía eléctrica, 2019)

De acuerdo con Madrigal, Rico y Uzcategui (2017), las pérdidas de energía no técnicas son calculadas, en forma general, como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. Por esta razón, un buen cálculo de pérdidas técnicas (las cuales pueden ser calculadas mediante flujos de potencia, métodos estadísticos, entre otros) ofrece una mejor predicción para el valor de las pérdidas no técnicas, pues el valor de pérdidas totales se obtiene mediante la diferencia entre la energía comprada y la energía suministrada a los usuarios (valores típicamente muy confiables). De esta forma se tiene:

$$\text{Pérdidas de energía no técnicas (NTLs)} = \text{Pérdidas}_{\text{Totales}} - \text{Pérdida}_{\text{técnica}}$$

Para desarrollar el caso de estudio, el valor de pérdidas técnicas será igual al valor de pérdidas eficientes reconocido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en la resolución 063 de 2012, para nivel de tensión 1 (5% de la energía de entrada), de esta forma se tendría:

$$\text{Pérdidas de energía no técnicas (NTLs)} = \text{Pérdidas}_{\text{Totales}} - (\text{Energía}_{\text{Entrada}} * 5\%)$$

A su vez, las causas más comunes de las pérdidas de energía no técnicas de acuerdo con De Sousa (2008) son:

- Fraudes de energía, los cuales son cometidos por clientes de la empresa.
- Fallas en los equipos de medición.
- Robos de energía, los cuales son cometidos por no clientes de la empresa (no se tiene medida).
- Errores de facturación o errores de lectura.

Es importante aclarar que las pérdidas por robos y fraudes de energía son ocasionadas por terceros, mientras que las pérdidas por fallas de medición y errores de facturación son producidas en el proceso administrativo de la empresa, Madrigal, Rico y Uzcategui (2017). A continuación, una breve explicación de cada una de las causas de las pérdidas de energía no técnicas antes mencionadas:

Fallas en equipos de medición

De acuerdo con De Sousa (2008) las pérdidas técnicas debido al deterioro de los equipos de medida en el tiempo, causa un incremento en las pérdidas, las cuales no son consideradas en el cálculo de las pérdidas técnicas y por ende son consideradas las pérdidas de energía no técnicas.

Actualización de medida:



Figura 2. Medidor análogo. (Fotografía suministrada por EPM)



Figura 3. Medidor electrónico. (Fotografía suministrada por EPM)

Errores de facturación

De acuerdo con el autor mencionado previamente, las pérdidas de energía no técnicas de este literal se originan en errores de informática, o en el cálculo de facturación del usuario. Por ejemplo, si la constante de facturación (factor multiplicador de los medidores) es errada, el valor facturado también lo será, y por ende podría generar pérdidas de energía no técnicas.

Robos de energía

Según De Sousa (2008) y Madrigal, Rico y Uzcatégui (2017), el robo de energía es un factor común en los países de América Latina. Usualmente se presenta en asentamientos que no se encuentran bajo ningún tipo de medida, por tal motivo ocasionan unas pérdidas de energía no técnicas muy grandes a los sistemas de distribución.

Fraudes de energía

De acuerdo con De Sousa (2008) “El fraude de energía, puede ser definido como un acto consciente realizado por persona para eliminar o reducir el valor de energía facturada” ocasionando así las pérdidas de energía no técnicas. Esta causa suele presentar con alta

frecuencia en los planes de control de pérdidas de energía que realizan las empresas distribuidoras de energía eléctrica, y en países como Colombia, es considerado delito.

Ejemplos de fraudes:



Figura 4. Derivación en la acometida. (Fotografía suministrada por EPM)



Figura 5. Interrupción del registro de consumo. (Fotografía suministrada por EPM)



Figura 6. Alteración en los elementos de medición. (Fotografía suministrada por EPM)

De acuerdo con las causas de las pérdidas de energía no técnicas se diseñarán diferentes escenarios que reflejen cada una de las causas aquí expuestas, con el fin de simular las diferentes combinaciones problema - estrategia de solución.

Por otro lado, se entenderá como rentable el beneficio de una inversión, es decir, la recompensa por invertir de acuerdo con Gitman, L., Joehnk, M., (Ed.) (2004). Por tal motivo, para el desarrollo del presente trabajo se asignará un valor monetario a cada una de las estrategias en base con sus distintos componentes y su impacto será medido de igual manera, teniendo en cuenta un promedio del valor del kWh por mes (para la empresa EPM, quien presta los servicios de operador de red en el municipio de Itagüí) para un año calendario.

Para valorar la rentabilidad de cada estrategia implementada se usará el cálculo del retorno de la inversión, definido por Empresa Actual (2017) como un indicador que utilizan las empresas

para medir el resultado económico generado de las inversiones realizadas, esto es, el porcentaje y nivel de beneficio o pérdida que provoca cada peso destinado a un proyecto durante un periodo de tiempo determinado. Con lo anterior se logra determinar la priorización en la implementación de las nuevas estrategias según su beneficio económico, el cual es definido por Consumoteca (2020) como la ganancia que obtiene el actor de un proceso económico, como por ejemplo, la empresa de sus operaciones; el beneficio económico se calcula como los ingresos totales menos los costes totales de producción y distribución.

Finalmente, en lo que respecta a las estrategias de mitigación de las pérdidas de energía no técnicas serán usadas durante este estudio, aquellas que son de uso convencional por parte de los Operadores de Red colombianos, tales como:

- Blindar la red.
- Medición remota
- Medida prepago.
- Revisiones a los usuarios.
- Actualización equipos de medida.

2.2 Marco contextual

A lo largo de la historia han existido varios métodos para manipular la red de distribución o el sistema de medida con el fin de afectar el correcto registro de energía. Orjuela (2018). El proceso ha pasado por varias etapas: La primera etapa, los fraudes eran muy sencillos o “caseros” y se limitaban a instalar servicios directos, a soltar o correr el ancla de tensión cuando era exterior, aislar el ancla con esmalte o cinta, o a retirarla completamente, también ya se atrevían a invertir la entrada por salida y a instalar puentes entre la entra entrada y la salida. Esta

modalidad ha ido quedando en el pasado, ya que los primeros modelos de los planes de reducción de pérdidas consistían en enviar cuadrillas al terreno que con solo una revisión visual eran capaces de detectar el fraude.

Los usuarios empiezan a notar que las manipulaciones son detectadas fácilmente, por lo que se requiere intervención de electricistas para iniciar La segunda etapa, la cual consiste en una intervención interna del medidor manipulando los sellos de seguridad, que antiguamente eran de plomo y ahora son plásticos, para intervenir las señales de tensión, los pivotes, el imán de freno y colocar puentes internos, todo con el fin de afectar el correcto registro de la energía consumida. Para la detección de esta modalidad los Operadores de Red empiezan a poner atención al estado de los sellos y a realizar pruebas al medidor, con simplemente una carga resistiva y un cronometro se podía determinar el estado de funcionamiento del medidor, sirviendo esto de ayuda para detectar manipulaciones.

Surge entonces la tercera etapa, consiste en devolver lecturas y falsificar los sellos de seguridad, se analizaban los ciclos de lecturas y así acomodar la lectura a su voluntad. En este momento se da la transición de sellos de plomo a plásticos para dificultar su manipulación. El Operador de Red modifica los planes de reducción de pérdidas, en los que ahora incorpora prelecturas, instalación de medidores testigo en usuarios sospechosos e inician con el análisis de consumos.

El Operador de Red implementa el uso de “medidores integradores”, consisten en un medidor que registra la energía total entregada por el transformador, este valor se compara con la sumatoria de consumos del mismo transformador y en los casos que la sumatoria sea menor se identifica así los transformadores en los que se presentan pérdidas no técnicas. Inicia acá La

cuarta etapa, que consiste en la manipulación en simultáneo del medidor del usuario y del integrador, evitando ser detectados por medio del integrador.

Las manipulaciones se siguen presentando y aparece La quinta etapa, intervención de la acometida, sacando derivaciones que no son registradas por el medidor. El Operador de Red implementa el uso de acometidas concéntricas, con lo anula casi en su totalidad el uso de este método de manipulación.

Con la implementación de medidores electrónicos que ya se tienen en gran parte de los usuarios, nace un nuevo y más sofisticado método de fraude, la manipulación al software del medidor, el cual es imperceptible en casi la totalidad de las revisiones, por lo que se requiere el retiro del medidor a laboratorios certificados para su detección. Tanveer (2017) plantea el uso de medidores inteligentes para el control de las pérdidas, estos registran la energía eléctrica y, simultáneamente, también envían los datos un servidor central con el fin de monitorear y analizar la información.

Por otro lado, otra consideración que debe tenerse en cuenta en la toma de decisiones es la evaluación económica y financiera de los proyectos o tecnologías implementadas, de acuerdo con Parra, E., Borrero, V. y Céspedes, R (1990) la cuantificación de beneficios de un proyecto viene dada por la relación beneficio-costos y dichos beneficios se establecen en escenarios sin y con proyecto calculados los costos a precios constantes, con el fin de eliminar los efectos de la inflación. Según Parra, E., Borrero, V. y Céspedes, R (1990), los beneficios atribuibles a proyectos de reducción de pérdidas son:

- Mayor nivel de ingresos.
- Reducción nivel de fallas.
- Disminución costos de operación.

- Ahorro en compra de energía.

Y para efectuar los beneficios de cada alternativa de mitigación, de acuerdo con Parra, E., Borrero, V. y Céspedes, R (1990) se deben tener en cuenta las siguientes variables:

1. Número de conexiones irregulares.
2. Estimación de consumo en conexiones irregulares.
3. Tarifa que se cobra. Debe estar relacionada con los segmentos de consumo de los clientes (residencial, comercial o industrial, entre otras).
4. Estimación de pérdidas no técnicas.

Toda empresa distribuidora de energía tiene el reto de implementar programas para atender la reducción y el control de las pérdidas de energía no técnica, no solo en Colombia, si no también alrededor del mundo. En el periodo 1997-2007 la empresa Codensa (2007) desarrolló un proyecto de pérdidas en la ciudad de Bogotá, este fue trabajado en 3 etapas: 1. Planeación, la

Compañía se concentró inicialmente en realizar un diagnóstico del sistema y en la definición de los planes de reducción de pérdidas de energía. 2. Ejecución, durante este periodo se realizó la ejecución de los programas de control y reducción de pérdidas de energía. Y 3. Control, durante este periodo la Compañía definió los planes de sostenimiento y control de las pérdidas de energía. Se ejecuta el control de las pérdidas de energía en un régimen permanente.

La empresa distribuidora de Cartago -Valle del Cauca, EMCARTAGO (2018) diseñó un plan de reducción de pérdidas no técnicas basado en varios proyectos que inician con la planeación, la programación de la medida y el control de la energía que circula por el sistema eléctrico, proyectos de control de clientes de alto consumo y especiales con medición inteligente, asociados con la construcción de redes de baja tensión protegidas, campañas de revisión y normalización del mercado basados en la medida de los puntos de entrada, selección inteligente,

un programa de mantenimiento basado en la información del sistema comercial, la medida de las fronteras y la información identificada en campo. Cubriendo esta estrategia se deberán tener los recursos de dirección, planeación, control, seguimiento y las herramientas tecnológicas.

Para dar cumplimiento al plan se planteó el desarrollo de varios proyectos:

- Medición de fronteras: Control de la energía en transformadores de distribución.
- Instalación de medición inteligente en clientes de consumo alto.
- Redes protegidas en zonas de riesgo de alta pérdida.
- Instalación de medición inteligente en clientes especiales.
- Campaña de revisión y normalización.
- Plan de mejora de la gestión comercial.
- Mantenimiento de la medida y el control de energía.
- Procesos de apoyo y gestión.

Con la aplicación de los proyectos esperan tener beneficios en la energía aflorada (mayor venta de energía) y en la energía recuperada (dejada de facturar por fraudes).

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A, distribuidora de energía ecuatoriana, implementó el uso de medidores totalizadores, como lo indica Mena, P (2008), con este modelo se busca asegurar el control efectivo de las pérdidas y este se establece básicamente con la medición de la carga total asociada a cada punto de transformación de la red de distribución con dos o más usuarios conectados. Con este método se puede establecer un sistema de detección, control y monitoreo de las pérdidas no técnicas en cada punto de transformación de la red, a fin de contribuir con la reducción de éstas; detectando fraudes, anomalías e irregularidades en los puntos de entrega de los usuarios de manera efectiva y con uso eficiente de los recursos. Luego de detectadas las pérdidas de energía no técnicas y de la implementación de

estrategias de mitigación, el proyecto permitió obtener 1.95 dólares de beneficio por cada dólar de inversión.

2.3 Marco legal

La regulación colombiana ha tenido diferentes avances como lo indican Romero y Vargas (2010): Mediante la Resolución CREG 099 de 1997 se determinaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos de distribución, reconociendo el mismo nivel de pérdidas para todos los Operadores de Red. La Resolución CREG 082 de 2006 estableció niveles de pérdidas para cada empresa en función de la composición de su mercado (urbano-rural). Posteriormente, la Resolución CREG 097 de 2008 definió la utilización de pérdidas para cada empresa estimadas a partir de simulaciones del sistema de cada Operador de Red.

Por todo lo anterior, la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, estableció protocolos con facultades sancionatorias para los defraudadores del sistema, que son estipuladas de acuerdo con las leyes colombianas y adaptadas a los requerimientos de las empresas prestadoras del servicio. Los Operadores de Red en Colombia participan en planes de reducción de pérdidas no técnicas, que deben ser aprobados por la CREG, con el fin de obtener una remuneración económica por la labor de trabajar en la recuperación de tales pérdidas. La remuneración es proveniente de un cargo en \$/kWh que es cobrado a los usuarios en la factura de energía como se establece en RESOLUCIÓN No. 184 DE 2010, Ministerio de Minas y Energía. Adicional al beneficio ya mencionado, los Operadores de Red requieren disminuir las pérdidas no técnicas para aumentar la facturación y obtener mayores utilidades debido al que reconocimiento otorgado por el Ministerio de Minas y Energía tiene un tope máximo; lograr un índice de pérdidas menor significa una mayor ganancia.

2.4 Marco teórico

A partir del año 2002 las empresas prestadoras de servicios públicos en Colombia preocupadas por el aumento desmesurado de las pérdidas no técnicas implementaron procedimientos administrativos de carácter sancionatorios fundamentados en la responsabilidad del suscriptor, propietarios y/o usuario del servicio, para que este asuma las responsabilidades civiles que llevan a la sanción. Lozano, D y Castro, G. (2013). Sin embargo, esta también se debe abordar desde un punto de vista técnico, por esto las empresas ejercen control con equipos de medidas especiales, cómo medidores prepagos y/o inteligentes y unidades de control de pérdidas que son conformadas por profesionales que asumen la tarea de monitorear y detectar anomalías en el sistema. Las pérdidas de energía no técnicas por alteraciones al sistema, si bien son un tema técnico, también se son analizadas desde un componente social. Como lo describen Viegas, Esteves, Melício, Mendes y Vieira (2017) eran pocos los estudios sobre pérdidas de energía no técnicas entre el año 2000 y 2005, el interés ha sido más regular entre el año 2005 en adelante, el desarrollo de soluciones para la detección de las pérdidas ha ido creciendo en popularidad en los países desarrollados motivados por políticas para una mayor eficiencia.

En el 2006 la distribución de las pérdidas se daba de la siguiente manera: el 22.56% de la totalidad de las pérdidas no técnicas se debe a conexiones ilegales en áreas no atendidas, 18,64% representa las pérdidas no técnicas en regiones no atendidas, y por último un 58.8% es causada por las pérdidas en la zona urbana, incluyendo sectores industriales, comerciales y residenciales debido a errores administrativos y falta de control en los procedimientos de instalación. Alves, Casanova, Quirogas, Ravelo y Giménez (2006).

Chauhan y Rajvanshi (2013) presentan varias sugerencias para el control de pérdidas no técnicas:

- Se debe emplear el monitoreo del consumo de energía por sector, por clase y configuración geográfica.
- Se debe realizar evaluación de las lecturas del medidor.
- La red inteligente y la medición inteligente se utilizan en conjunto para minimizar el robo.
- El sistema de facturación integrado y los medidores de energía prepagos en línea son opciones que se pueden utilizar para obtener resultados efectivos.
- Capacitación técnica y sesiones de aprendizaje de lealtad para el personal operativo y los empleados de las empresas de servicios públicos de energía para mejorar el conocimiento técnico y la lealtad.
- Concientizar a los clientes sobre las leyes estrictas que se pueden usar contra ellos si detectan durante el robo de electricidad.
- Ofrecer descuentos en las tarifas, además de los descuentos regulares, a clientes que estén dispuestos a pagar la electricidad por adelantado.
- Para fortalecer el mecanismo regular de control en sitio de detección de robo, se proporcionan incentivos para el personal de servicios públicos.
- Se requieren reformas legales estrictas para que las empresas de servicios públicos tengan múltiples opciones de castigar al delincuente adicional a la desconexión solamente.
- Se debe dar especial importancia a las empresas fabricantes de equipos de detección de robos. Esto atraerá a más empresas manufactureras a invertir en este campo, lo que a su vez aumentará la finalización y reducirá el costo del equipo.

Capítulo 3

Diseño metodológico

3.1 Línea de investigación institucional

La investigación hace parte de la cuarta línea de investigación de la universidad: Gestión social, participación y desarrollo comunitario. El proyecto está diseñado para mejorar las habilidades, el conocimiento y la efectividad de una empresa mediante el proceso de conocer y cambiar el desempeño de la organización. La metodología para implementar busca que en la organización se planee, ejecute y controlen las actividades necesarias para el desarrollo de las actividades.

3.2 Eje temático

Tomando como eje fundamental los conocimientos adquiridos en la Especialización en Gerencia de Proyectos, se busca la implementación de un modelo gerencial que permita mejorar los procesos en la Unidad Control Pérdidas de EPM, facilitando la toma de decisiones en la mitigación de pérdidas no técnicas de energía.

3.3 Enfoque de investigación y paradigma investigativo

Para el desarrollo de la investigación se usa el enfoque cuantitativo. Partiendo de la identificación de una problemática, el aumento de las pérdidas no técnicas de energía en el municipio de Itagüí, se partirá de un caso de estudio comprendido en el período 2017-2019, para luego analizar comportamientos, estadísticas y resultados que permitirán la elaboración del modelo gerencial para dar solución al problema. Las variables para trabajar son totalmente

medibles, pérdidas y recuperación de energía y retorno de la inversión; con estas se tendrán resultados objetivos y concretos.

3.4 Diseño

Las variables de la investigación no serán manipuladas, sólo será analizado su comportamiento natural en el periodo de estudio, y por ello el diseño será no experimental. La investigación se realiza bajo un modelo longitudinal, en el que se revisa el comportamiento de las variables a lo largo de un periodo de tiempo para identificar los factores a implementar en el modelo de gestión.

3.5 Alcance

Para abordar este trabajo se considera una investigación de tipo explicativo, pues esta pretende analizar la relación causa – efecto entre variables según Bernal (2016). Esto último se alinea totalmente con el objetivo principal del trabajo que pretende determinar los impactos económicos y de energía (efectos) para las alternativas de mitigación de control y reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica (causas).

3.6 Población

Dado que el presente trabajo aplica para la unidad control pérdidas de energía de EPM – Antioquia, se define que la población se encuentra sujeta al alcance de esta. Esto quiere decir que la población sería el departamento de Antioquia.

3.7 Tamaño de muestra

Se seleccionó el municipio de Itagüí como segmento de análisis o muestra, dado que dicho municipio caracteriza la problemática que actualmente la unidad control pérdidas de energía de EPM en su totalidad. Es decir, el municipio seleccionado presenta todas las condiciones posibles que se pueden dar en la población.

3.8 Fuentes, Técnicas e instrumentos de recolección de información y datos

La recolección de datos en la investigación se realizará a partir de método de recopilación documental, el cual será soportados por las bases de datos de la Unidad Control Pérdidas de energía de EPM, de la cual los investigadores hacen parte. En dichas bases de datos se cuenta con la información necesaria para llevar a cabo el estudio propuesto sobre el municipio de Itagüí, principalmente:

- Comportamiento histórico de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica.
- Causas de pérdidas no técnicas de energía eléctrica.
- Actas de pago o transacciones realizadas por los equipos operativos.
- Energía recuperada e incrementada de acuerdo con las estrategias de mitigación.
- Facturación de los usuarios.
- Consumo de transformadores.
- Entre otros.

A partir de la información recopilada en base de datos, se logrará construir la relación entre alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica y beneficios económico y de energía para el municipio de Itagüí, que a su vez derivará en un modelo de toma de decisiones que permita optimizar los recursos económicos de la unidad control pérdidas de energía.

3.9 Análisis y tratamiento de datos.

La recolección de datos en la investigación se realiza por medio del método recopilación documental, para ello se cuenta con las bases de datos de la Unidad Control Pérdidas-EPM, de la cual los investigadores hacen parte. En estas bases de datos se cuenta con el comportamiento histórico de las pérdidas no técnicas de energía en el municipio de Itagüí, además de contar con las modalidades de fraude utilizadas en este municipio. También se cuenta con las actas de pago a los equipos operativos, por lo que se tendrán los costos de las actividades realizadas para el control de las pérdidas no técnicas de energía. Adicional, se cuenta con los datos de la energía recuperada en los últimos años por medio de las actividades operativas realizadas. Con el análisis de la información anterior se logra contrastar las metodologías de fraude utilizados en Sudamérica y Colombia contra las utilizadas en el municipio de Itagüí, a la vez se estudia y se miden los impactos de los métodos utilizados para su control.

Capítulo 4

Resultados y discusiones

De acuerdo con los datos suministrados por EPM, las pérdidas de energía eléctrica en el municipio de Itagüí han incrementado significativamente entre los años 2017 y 2019 tal como se detalla en la Figura 1, lo que ha ocasionado pérdidas económicas para la compañía superiores a veinte mil millones de pesos colombianos.

A su vez, la compañía ha realizado diferentes acciones para la contención de los causales detallados en la Tabla 1 y que se presentan a continuación.

1. Fraudes de energía.

Entre los años 2017 y 2019 se han normalizado 530 fraudes en el municipio de Itagüí, que significan una recuperación de 1,4 GWh y un incremento en la facturación de 2,9 GWh, que a su vez corresponden a un ingreso de aproximadamente 2.150 COP millones. La energía gestionada durante estos 3 años podría abastecer al municipio del Quindío, Colombia (509.640 habitantes de acuerdo con La Crónica del Quindío (2019)) por 6 horas de forma continua.

Tabla 2. Evolución fraudes municipio de Itagüí entre los años 2017 y 2019.

Indicadores	2017	2018	2019
Fraudes	156	204	170
Energía Recuperada (kWh)	346.266	602.469	437.176
Incremento Facturación (kWh)	528.046	1.577.693	791.393
Energía Gestionada por Fraude (kWh)	5.605	10.687	7.227

Se puede apreciar a partir de la Tabla 2 que la energía gestionada en el año 2019 disminuyó en comparación con la obtenida en 2018, producto de la disminución en

fraudes y además la disminución de revisiones sobre este municipio, como se muestra en la Figura 7. Esto evidencia la relación que existe entre pérdidas y la presencia de la organización. Típicamente cuando los clientes no se sienten vigilados, son más propensos al hurto.

2. Fallas en equipos de medida

Al igual que con los fraudes, los cambios de medidores han incrementado con el paso de los años como se muestra en la Tabla 3; sin embargo, la cantidad de energía gestionada por cada cambio de medidor no refleja un incremento significativo de energía gestionada por cada cambio.

Tabla 3. Evolución cambios de medidor en el municipio de Itagüí entre los años 2017 y 2019

Indicadores	2017	2018	2019
Cambios de Medidor	77	158	211
Incremento Facturación (kWh)	32.495	65.501	94.954
Energía Gestionada por Cambio de Medidor (kWh)	422	415	450

Es importante aclarar que la normativa colombiana no permite realizar recuperaciones de consumo cuando a un usuario se le promedia el consumo (solución que se aplica típicamente cuando se presenta una anomalía con el medidor) y por este motivo, la Tabla 3 no presenta valores de energía recuperada. Otra salvedad importante es que, de acuerdo con la regulación colombiana, el medidor es propiedad del usuario y este sólo deberá cambiarlo cuando se compruebe el incorrecto funcionamiento de este.

Adicionalmente, y de acuerdo con lo estipulado en la Tabla 1, el porcentaje de pérdida estimada en cambios de medidor es bajo y en su mayoría corresponde a la falta de precisión que ofrecen los medidores electromecánicos en comparación con los electrónicos. De acuerdo con los datos suministrados por EPM, en 2019 el 20% del

parque de medidores del municipio de Itagüí era electromecánico, lo que explicaría el nivel de pérdida asociado a este causal y a su vez el valor de energía gestionada por las acciones en la atención de este.

La información recolectada por los equipos operativos para la gestión de los programadas de detección de fraudes y fallas en equipos de medida es recolectada a través del formato de revisión (Anexo 1).

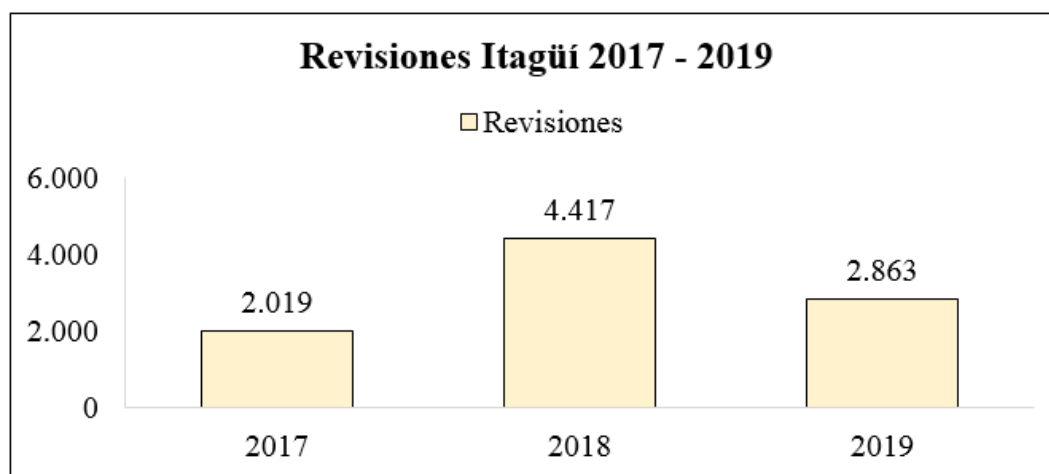


Figura 7. Revisiones del municipio de Itagüí entre 2017 y 2019.

3. Robos de energía

Los robos de energía o conexiones indebidas a las redes de distribución de energía son una causal de pérdida de energía eléctrica bastante común en EPM, la cual se ocasiona por usuarios que realizan las construcciones de sus viviendas sin contar con toda la reglamentación exigida por la ley colombiana y por tal motivo no es posible suministrarle el servicio de energía.

En el caso de los municipios urbanos, como es el caso de Itagüí, los robos de energía se dan en su gran mayoría por personas que realizan construcciones de viviendas verticales y no se percatan de la presencia de líneas de transmisión; y por temas de riesgo eléctrico,

no es posible suministrarle el servicio, sin embargo, estos usuarios acceden a la red y realizan conexiones, aunque esto suponga un riesgo latente para su salud y la de sus familias. Otra de las causas frecuentes para la no legalidad de estos predios, es que no cuentan con la reglamentación mínima exigida en el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) y por tal motivo no se puede prestar el servicio hasta que se cumpla con el mismo.

Esta última causal es la que se gestiona desde la unidad control pérdidas de energía de EPM, mediante acercamientos con los usuarios invitándoles a la legalidad, o con los programas de corte del suministro (por tratarse de una conexión ilegal) donde se ejerce alguna presión al usuario, al suspender el suministro de energía.

De acuerdo con los datos suministrados por EPM, entre los años 2017 y 2019 se ha obtenido la siguiente gestión:

Tabla 4. Evolución legalización de clientes provenientes de robo de energía en el municipio de Itagüí entre 2017 y 2019

Indicadores	2017	2018	2019
Legalizaciones	125	82	36
Incremento Facturación (kWh)	212.500	123.400	75.800
Energía Gestionada por legalizaciones(kWh)	1.700	1.505	2.106

Como dichos usuarios no eran cliente de EPM usualmente no se realizan procesos de recuperación de energía. De acuerdo con lo consignado en la Tabla 4 se han gestionado 0,4 GWh a través de este programa, sin embargo, la cantidad de casos reportados cada vez es menor, y se estima que para 2021 sólo se tengan entre 0 y 15 casos por año.

4. Errores de facturación

Los errores de facturación son la causa menos frecuente en las pérdidas de energía de EPM, lo cual se debe principalmente a los modelos de integridad y calidad de datos con los que cuenta la organización. No obstante, aún se presentan algunos errores en el proceso, producto de la intervención del ser humano y que derivan finalmente en la facturación incorrecta a los clientes. Estos errores suelen ser complicados de detectar, pues en ocasiones pueden presentarse por algunos periodos de tiempo y desaparecer. Para el caso del municipio de Itagüí, se tienen los siguientes valores:

Tabla 5. Evolución cambios de errores de facturación en Itagüí entre los años 2017 y 2019

Indicadores	2017	2018	2019
Errores de facturación	1	2	1
Energía Recuperada (kWh)	30.000	25.000	15.000
Incremento Facturación (kWh)	70.000	60.000	36.500
Energía Gestionada por Error de Facturación (kWh)	100.000	42.500	51.500

De la Tabla 5 se puede observar que, aunque la energía gestionada por cada caso es alta en comparación con los causales analizados anteriormente, la cantidad de casos donde se presentan estos errores es muy bajo, tan sólo 4 en un periodo de 3 años.

A continuación, se realiza una caracterización de las estrategias utilizadas para la mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en América Latina, mostrando las metodologías utilizadas y los resultados obtenidos. Adicionalmente, se realiza una evaluación para determinar si las estrategias utilizadas en algunos países de América Latina son aplicables en el municipio de Itagüí.

Implementación de sistema AMI en Rio de Janeiro, Brasil

La empresa Landis+Gyr, especializada en soluciones energéticas inteligentes, trabajó en la utilización de un sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) en el Estado de Rio de Janeiro-Brasil, donde la compañía Light es la encargada de dar manejo al sistema de distribución para brindar el servicio de energía a más de 10 millones de habitantes, con un consumo 35,523 anual de GWh.

La cultura de hurto en Rio de Janeiro ha llevado a tener un índice de pérdidas de hasta el 45%, generando pérdidas alrededor de 5.200 GWh anuales, equivalentes a pérdidas económicas de US \$ 500 millones (Burq, Filippi y Nemirovsky, 2016). La utilización de conexiones directas a las redes de distribución (llamadas gatos en Brasil) y la manipulación del medidor de energía son las acciones frecuentemente utilizadas en esta región para defraudar el servicio de energía.

El proyecto de Landis+Gyr buscaba reducir las pérdidas no técnicas en un 35% en los usuarios consumidores de energía en baja tensión, disminuir la morosidad en un 40% y mejorar la eficiencia operacional.

La tecnología AMI hace referencia a un sistema inteligente que permite medir, recolectar y analizar variables en un sistema de energía. La interacción se realiza por medio de medidores inteligentes de energía que tienen la capacidad de gestionar la información recolectada y tomar decisiones. Estos atributos pueden ser usados para el control de pérdidas de energías, como lo establecido Landis+Gyr; adicionalmente el uso de este sistema ofrece beneficios en la toma de lecturas, corte y reconexión.

Usando la medición centralizada IoT en los sistemas AMI, se logra tener una conexión remota, teniendo disponibilidad de la información en tiempo real, permitiendo detectar de inmediato las manipulaciones en la medida por parte de los usuarios. También se pueden analizar

los consumos de los usuarios, identificando cuando este presente disminuciones en los consumos que puedan ser causadas por una manipulación.

Fernandes (2018) indica que luego de la implementación de este sistema en Rio de Janeiro se logró reducir las pérdidas de energía no técnicas en 200 GWh anuales, pasando de un índice de pérdidas de 45% a 39.88%.

Ahora, analizando la implementación de un sistema AMI en el municipio de Itagüí, se tiene que es completamente viable y lograría excelentes resultados, esto teniendo en cuenta las metodologías de fraude detectadas en este municipio. Sin embargo, es importante mencionar que no es un sistema económico, y que para EPM no sería rentable la implementación en solo este municipio, se tendría que realizar un proyecto para toda la empresa, debido a que se requiere una infraestructura informática y un diseño de software que poco variaría si se solo se realizara para el municipio o para toda la empresa. Finalmente, la resolución 40483 de 2019 define que para el año 2030 el 75% de los usuarios en Colombia deben estar conectados a un sistema de comercialización con AMI; este proyecto ha tenido retrasos en la definición, por lo que en la actualidad no se conoce su fecha de inicio y el plazo mencionado puede sufrir modificaciones, al igual que no se ha logrado definir si el proyecto será financiado por el Gobierno Nacional o será financiado por las empresas distribuidoras de energía. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, la implementación de un sistema AMI en el municipio de Itagüí está sujeta a la definición del Gobierno Nacional por medio del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG.

Plan de Reducción de Pérdidas PLANRED en Ecuador

El Plan de Reducción de Pérdidas PLANRED en Ecuador busca llevar el índice de pérdidas al 7.6% al finalizar el año 2022, mejorando así el índice de 16.33% que se tenía en el año 2010 cuando se dio inicio al plan. (Cabrera y Rodas, 2016)

Los beneficios esperados con la implementación del plan son los siguientes:

- Obtener una medición efectiva de la energía vendida.
- Prevenir y controlar los hilos de energía
- Alcanzar procesos administrativos con mayor confiabilidad y en menor tiempo.
- Reducir las deudas de cartera vencida mediante acciones legales.

La Empresa Centrosur, por medio de minería de datos y análisis exploratorios determinó los alimentadores (circuitos en EPM) con mayor probabilidad de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, haciendo uso de los siguientes criterios para el análisis:

- Potencia
- Cargabilidad
- Número de clientes residenciales
- Número de clientes comerciales
- Número de clientes industriales
- Consumo de energía de los clientes residenciales
- Consumo de energía de los clientes comerciales
- Consumo de energía de los clientes industriales
- Número de reliquidaciones
- Número de refacturaciones

De esta forma se definió el grado de relevancia de los alimentadores para la realización de estudio. Posteriormente, teniendo el alimentador seleccionado se procedió con la instalación de un equipo registrador de carga en la salida de este, con el que se mide la energía entregada por el alimentador. A la energía entregada por el alimentador se le resta la energía facturada de todas las cargas asociadas a este mismo y las pérdidas técnicas, obtenido así las pérdidas no técnicas del alimentador.

Con la metodología implementada se logró medir las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en un sistema macro: los alimentadores; brindando claridad para realizar el direccionamiento de los equipos operativos, teniendo certeza de la ubicación de las pérdidas no técnicas.

La metodología utilizada por la Empresa Centrosur en Ecuador, puede ser implementada en el municipio de Itagüí, donde actualmente se mide la energía entregada por el alimentador con un proceso algo diferente, un sistema SCADA, que brinda la integración de registros instantáneos de potencia por medio de los equipos de protección del sistema eléctrico, siendo esta medida poco exacta en comparación con la implementada en Ecuador, que si es una medida directa. Se tendría el valioso beneficio de contar con datos más confiables que permitirían realizar un mejor direccionamiento de los equipos operativos para la detección de fraudes en el sistema de distribución de energía eléctrica.

Rediseño del proceso de control de pérdidas de energía eléctrica en Chile

En Chile, la empresa Chilectra rediseñó el proceso con el que se realiza el control de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, permitiendo desarrollar e implementar un plan sistemático que permita identificar con el mayor detalle posible a los clientes hurtadores con el fin de disminuir las pérdidas no técnicas de energía asociadas a un Transformador de Distribución, como lo indica Bustamante (2009).

El índice de pérdidas no técnicas en Chile es uno de los más bajos de Latinoamérica, encontrándose alrededor del 5.9%.

Para el desarrollo del proyecto se tuvo una muestra del 0.02% de la totalidad de transformadores de distribución de la Empresa Chilectra. Para este, se implementa un proceso de micro medición que consiste en efectuar un balance de energía en MWh para el conjunto de clientes asociados a la red de Baja Tensión (BT) de un transformador de distribución. En este proceso, la medición de las energías se realiza mediante un equipo de medida instalado en los circuitos de BT del transformador de distribución, consolidando la energía entregada al sector durante un período determinado (de 7 o 30 días para propósitos de diagnóstico de pérdidas y de períodos mayores, en caso de medida permanente). El balance se realiza contrastando los datos del equipo de medida con la energía facturada por los clientes asociados del transformador en estudio y los circuitos de alumbrado público.

Con esta metodología se logra realizar un direccionamiento muy efectivo, teniendo en cuenta que se han identificado las pérdidas no técnicas en un nivel muy bajo del sistema de distribución, permitiendo una identificación casi puntual de los usuarios fraudulentos

Cuando se hace referencia a las actividades de mitigación, es importante aclarar que no todas estas tienen impacto sobre las causas de pérdidas de forma individual. Es decir, las alternativas

de mitigación efectivamente gestionan las pérdidas no técnicas de energía de la organización entendidas como un todo, pero no necesariamente lo hacen de igual manera para cada causa específica. A continuación, se presenta una tabla donde se resume el impacto de las alternativas de mitigación seleccionadas y sobre cuál de las causales las mismas tienen efectos, la cual es construida a partir de la experiencia en gestión de pérdidas no técnicas de energía eléctrica que adelanta la unidad control pérdidas de energía de EPM en los últimos 5 años.

Tabla 6. Impacto de las alternativas de mitigación sobre las causas de pérdidas no técnicas de energía

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas			
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía	Errores de facturación
Legalización de instalaciones	15%	0%	100%	0%
Cambio de medidores dañados	0%	100%	0%	0%
Instalación de medidores prepago	20%	0%	40%	0%
Normalización y blindaje de las redes primarias	60%	20	70%	0%
Revisiones de control	100%	0%	5%	0%

Adicionalmente, serán seleccionados como escenarios de trabajo las condiciones del municipio de Itagüí para los años 2017, 2018 y 2019 presentados en la Tabla 1, además de posibles casos extremos para las condiciones más relevantes de pérdidas (Fraudes y Robo de energía). Del estudio será descartada la pérdida ocasionada por errores de facturación dado que su impacto es mínimo y actualmente es una pérdida tolerada por la empresa, es decir, no se adelantan programas para la disminución de esta.

De esta forma, los 5 escenarios planteados son:

Tabla 7. Escenarios planteados de pérdidas para el municipio de Itagüí

Causal	Escenarios				
	1	2	3	4	5
Fraudes de energía	54%	63%	71%	100%	0%
Fallas en equipos de medida	5%	4%	3%	0%	0%
Robos de energía	40%	32%	25%	0%	100%

A partir de lo anterior, se construyen las tablas de incidencia de cada alternativa de mitigación sobre los escenarios propuestos, cruzando la información que se tiene en cada una de ellas, de la siguiente manera:

Causal	Escenarios			
	Z	Y	...	N
1	Z1	Y1	...	N1
2	Z2	Y2	...	N2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	Zn	Yn	...	Nn

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas			
	A	B	...	N
1	A1	B1	...	N1
2	A2	B2	...	N2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	An	Bn	Cn	Nn

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas			
	A	B	...	N
1	A1*Z1	B1*Y1	...	N1*N1
2	A2*Z2	B2*Y2	...	N2*N2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	An*Zn	Bn*Yn	...	Nn*Nn

Figura 8. Construcción tabla de incidencias por causales.

A partir de los resultados obtenidos (Anexo 2) se puede apreciar que la distribución de las pérdidas sobre sus causas en una zona tiene una incidencia directa sobre los resultados finales en la gestión de pérdidas. Es así como en las

Tabla 12 (pérdidas únicamente por fraudes de energía) y Tabla 13 (pérdidas únicamente por robo de energía) no existe ningún impacto en la gestión de pérdidas por cambios de medidores

dañados, por lo cual una empresa que tuviera dichas características no obtendría ningún beneficio al implementar esta solución. Caso contrario, donde el total de las pérdidas se diera por fallas en equipos de medida, la solución de cambios de medidor tendría un impacto alto en la gestión de las pérdidas e indicaría que es sobre dicha solución que se deben realizar las inversiones.

Para calcular el retorno de la inversión, se usarán los datos consignados en Anexo 3 como inversión y beneficio económico de cada una las alternativas de mitigación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica seleccionada. El horizonte de evaluación será de 1 año, y los resultados obtenidos se puede observar en el Anexo 4 (donde se calcula el ROI para cada una de las alternativas). A partir de esto, se observa que las inversiones siempre deberían estar enfocadas sobre la legalización de instalaciones.

No obstante, esto no necesariamente es posible y cierto en todas las ocasiones. En el Anexo 5 se presentan los resultados de combinar el retorno de la inversión y la incidencia de las alternativas sobre las pérdidas para cada uno de los escenarios planteados, construido de la siguiente manera:

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas			
	A	B	...	N
1	$A1*Z1$	$B1*Y1$...	$N1*N1$
2	$A2*Z2$	$B2*Y2$...	$N2*N2$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	$An*Zn$	$Bn*Yn$...	$Nn*Nn$

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas			
	A	B	...	N
1	$A1*Z1*\alpha$	$B1*Y1*\alpha$...	$N1*N1*\alpha$
2	$A2*Z2*\beta$	$B2*Y2*\beta$...	$N2*N2*\beta$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	$An*Zn*n$	$Bn*Yn*n$...	$Nn*Nn*n$

Acciones de mitigación	ROI (%)
1	α
2	β
⋮	⋮
n	n

Figura 9. Modelo ROI e impacto de alternativas para los escenarios seleccionados.

De esta forma el modelo sugiere que se seleccionen los indicadores de mayor a menor en la matriz resultado y así priorizar la inversión sobre las alternativas analizadas.

Tabla 8. Resumen resultados de Anexo 5.
Ordenado de menor a mayor según su prioridad (1 más prioritario)

Acciones de mitigación	ROI	Nueva metodología				
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Legalización de instalaciones	1	1	1-2	2	2	1
Revisiones de control	2	2	1-2	1	1	2
Cambio de medidores dañados	3	4	4	4	4	4
Normalización y blindaje de las redes primarias	4	3	3	3	3	3
Instalación de medidores prepago	5	5	5	5	5	5

A partir de los resultados presentados en Tabla 8, no en todos los escenarios de pérdidas es preferible realizar inversiones sobre la alternativa de mayor ROI - legalización de instalaciones (1.191%). De hecho, los escenarios 3 y 4, presentan un mejor indicador en la alternativa revisiones de control sobre legalización de instalaciones, indicando que sería más provechoso para la organización invertir primero en esa alternativa. Los escenarios 1 y 5, resaltan que sería mejor intervenir en la legalización de instalaciones y el escenario 2 muestra que se obtendrían los mismos resultados al invertir en revisiones de control y legalización de instalaciones. Otro punto de interés es que en ningún caso es atractivo invertir en la instalación de medidores prepago dado que el ROI de este programa es negativo. Por otro lado, el modelo sugiere que es mejor invertir en la normalización y blindaje de las redes primarias por encima de cambio de medidores, pues esta tiene una injerencia mayor sobre todos los escenarios de pérdidas.

Los 3 primeros escenarios planteados corresponden a la distribución de las pérdidas en el municipio de Itagüí para los años 2017 a 2019, de ahí se podría concluir que el primer año era mejor invertir en legalización de instalaciones, el segundo año se podría continuar con dicho programa (pues el modelo no arroja una preferencia de inversión), sin embargo, para el 2019, la necesidad era realizar inversiones sobre las revisiones de control probabilístico. Como se puede apreciar en la Figura 7 quizás la empresa tomó la decisión incorrecta en 2019, pues redujo la cantidad de revisiones de control y así perdió oportunidad de recuperación e impacto, lo que se ve reflejado totalmente en el indicador de pérdidas.

La principal ventaja del modelo propuesto es que permite dar un peso a la distribución de las pérdidas en un sistema², sin dejar de lado la recuperación económica que se obtiene al realizar las inversiones. Por otro lado, el modelo propuesto se puede aplicar sobre cualquier sistema eléctrico siempre que este cuente con una distribución de pérdidas (o una estimación de estas), el costo de las actividades a realizar y la recuperación de estas (también podría suponerse una estimación sino se cuenta con el dato exacto), y así lograr optimizar los recursos asignados e incluso ayudaría en actividades de planeación si se busca maximizar las ganancias y maximizar la reducción de pérdidas.

² Típicamente cambiante en el tiempo.

Capítulo 5

Conclusiones

Como se puede ver a lo largo de este trabajo, las empresas de distribución de energía eléctrica en América del sur y el caribe vienen realizando esfuerzos importantes en la gestión del control y reducción de pérdidas no técnicas de energía, para ello, cada una de estas ha dispuesto diferentes tecnologías y procedimientos, tales como AMI, totalizadores, recorridos de circuito, software de detección, entre otros, para lograr incrementar el aseguramiento de sus ingresos. Es de anotar, que todas las medidas adoptadas por las empresas distribuidoras se encuentran enmarcadas bajo las normativas de los países donde operan, pues estos son quienes regulan y permiten la adopción de una tecnología y proceso en particular; en el caso de Colombia, aun no existe regulación para la tecnología AMI y por tal motivo EPM aún no cuenta con la misma.

Existe una fuerte relación entre la presencia de la organización y el nivel de pérdidas donde la misma presta sus servicios, al disminuir la primera, los clientes tienden a incrementar la defraudación del servicio eléctrico. Por tal motivo, se hacen necesarios para las empresas distribuidoras del servicio eléctrico, programas de tiempo continuo en las zonas donde prestan su servicio, siempre que estos presenten un retorno de la inversión mayor a 0; de lo contrario es indispensable realizar un análisis exhaustivo para evaluar si las pérdidas deben ser aceptadas por la organización, como es el caso actual de EPM para las pérdidas producto de errores en el proceso de facturación.

Otro de los aspectos claves para la evaluación de inversiones en la gestión de pérdidas es la distribución de las pérdidas en el sistema³ que se desea analizar, pues dependiendo de esta el uso de determinadas alternativas tendrán una incidencia diferente. Es importante anotar que dicha distribución depende de las condiciones propias del sistema analizado, y no se debe inferir que

³ Entiéndase por sistema cualquier conjunto eléctrico.

son iguales para otro sistema, pues sus resultados podrían variar. Es necesario que al momento de trazar las inversiones se estudien a profundidad los sistemas sobre los que se desea trabajar.

El ROI obtenido para cada una de las acciones de mitigación estudiadas permite priorizar los beneficios obtenidos en la aplicación de cada una en individual, dando un primer resultado para la selección de la mejor alternativa. Pero el análisis no puede finalizar acá, los resultados obtenidos dependen totalmente del impacto que tiene cada alternativa de mitigación en los escenarios propuestos. Así, la alternativa que ofreció un mayor ROI no necesariamente será aplicada en todos los escenarios. El ejercicio realizado permite realizar una ponderación entre el ROI y el impacto generado por cada alternativa en cada escenario, ayudando así a seleccionar las estrategias a utilizar en cada escenario de pérdidas no técnicas.

References

- Alves, R., Casanova, P., Quirogas, E., Ravelo, O. y Giménez, W. (2006). Reduction of Non-Technical Losses by Modernization and Updating of Measurement Systems. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.
- Barroso, V. (2018). Medidas ao combate a perdas elétricas não técnicas em áreas com severas restrições à operação de sistemas de distribuição de energia elétrica (Tesis de maestria). Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Rio de Janeiro, Brasil.
- Bernal, C., (Ed.) (2016) Metodología de la investigación. Bogotá, Colombia: Pearson Educación de Colombia S.A.S
- Burq, C., Filippi, J., y Nemirovsky, G. (2016). Favelas, el persistente problema de infraestructuras de Brasil. Wharton University of Pennsylvania.
- Bustamante, M. (2009). Rediseño del proceso de control de pérdidas de energía eléctrica: “Transformador de Distribución como eje articulador en la gestión de las pérdidas de energía”(Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Cabrera, C. y Rodas, F. (2016). Metodología para Determinar las Pérdidas No Técnicas de Energía en el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador.
- Chauhan, A., y Rajvanshi, S. (2010). Non-Technical Losses in Power System: A Review. International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC). 560-561.
- CODENSA. (2007). Control de las Pérdidas de Energía en Codensa SA ESP [Diapositivas de PowerPoint]. Recuperado 22 abril 2020 a partir de <https://adie.org.do/wp-content/uploads/2018/03/2-Jose-Inostroza-Proyecto-Control-de-Pe%CC%81rdidas-.pdf>.
- Consumoteca. (2020). Benefício económico. Recuperado el 19 de mayo de 2020 de <https://www.consumoteca.com/economia-familiar/beneficio-economico/>.
- De Sousa, C., (2008) Combate, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica (tesis doctoral). Univesidad de São Paulo, São Paulo, Brasil.
- EMCARTAGO. (2018). Plan de reducción de pérdidas no técnicas de Energía de Emcartago e.s.p. asociado a la solicitud de cargos del SDL de acuerdo a los lineamientos de la Resolución CREG 015 de 2018, la circular 029 de 2018 y la resolución. Recuperado 22 abril 2020 a partir de <http://emcartago.com/wp-content/uploads/cuarto2/AspectosTecnicos/05plandeperdidasyendadereducion-creg-015-2018.pdf>

- Empresa Actual. (2017). Qué es el ROI y cómo calcularlo. Recuperado el 19 de mayo de 2020 de <https://www.empresaactual.com/que-es-el-roi-y-como-calcularlo/>.
- Fernandes, W. (2018). Reducción de Pérdidas no Técnicas en Brasil [Diapositivas de PowerPoint]. Recuperado el 7 de mayo de 2020 de <http://www.asocodis.org.co/docs/XV-jornada/Dia2/2.1.ReducciondeperdidasRiodeJaneiro.pdf>.
- Gitman, L., Joehnk, M., (Ed.) (2004) Fundamentos de inversiones. Madrid, España: Editorial PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- Gómez, J. y Luna Castan, Roberto. (2015). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Boletín IIE, 181-191 p.
- La Crónica del Quindío. Según el Dane, Quindío cuenta con 509.640 habitantes. 2019. Disponible en: < <https://www.cronicadelquindio.com/noticia-completa-titulo-segun-el-dane-quindio-cuenta-con-509640-habitantes-cronica-del-quindio-nota-131492>>. Revisado en: 07 mayo 2020.
- Lozano, D y Castro, G. (2013). ¿Carecen de facultad sancionatoria las empresas de servicios públicos domiciliarios frente a los usuarios? Un estudio con relación al servicio de energía eléctrica en Colombia. Revista VIA IURIS núm. 15, julio-diciembre, pp. 49-63.
- Madrigal, M., Rico, J. y Uzcategui, L. (2017). Estimation of Non-Technical Energy Losses in Electrical Distribution Systems. IEEE Latin america transactions, 15(8), 1.
- Management Solutions. (2017). Gestión del fraude en la industria energética. Recuperado el 9 de septiembre de 2019, de <https://www.managementsolutions.com/sites/default/files/publicaciones/esp/fraude-en-el-sector-energetico.pdf>
- Mena, P. (2008). Control y reducción de pérdidas no técnicas. Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador.
- Ministerio de Minas y Energía. (2019). Resolución 40483 de 2019. Bogotá D.C.
- Orjuela, H. (2018). Cap. 1 Generalidades sobre pérdidas de energía. Las Pérdidas de Energía Enfoque Operativo. Colombia: Editorial Lecat Ltda.
- Parra, E., Borrero, V. y Céspedes, R, (1990). Manual latinoamericano y del caribe para el control de pérdidas eléctricas, Bogotá, Colombia.
- Romero, D., y Vargas, A. (2013). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. Revista De La Maestría En Derecho Económico, 6(6), 227. Recuperado a partir de <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172>.


Significado de Energía eléctrica. (2019). Recuperado el 19 de mayo de 2020 de <https://www.significados.com/energia-electrica/>.

Tanveer, A. (2017). Non-technical loss analysis and prevention using smart meters. Elsevier, 72(), 575-576.

Viegas, L., Esteves, P., Melício, R., Mendes., V. y Vieira, S. (2017). Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. Elsevier, 80(), 1260.

Anexos

Anexo 1. Ejemplo de formato de revisión EPM.

		Empresas Públicas de Medellín E.S.P NIT 890904996 -1			
Línea de Servicio:					
Número de Orden o Tarea:					
Fecha Revisión					
C.C. Cliente					
Cliente.					
Municipio:					
Dirección:					
Instalación:					
Contrato:					
Descripción					
En cumplimiento de la ley 142 de 1994 y de la resolución CRED 108 de 1997, en el día de hoy se ha revisado su instalación eléctrica por funcionarios de las Empresa Públicas de Medellín <u>E.S.P</u>					
Medidor(es):					
Marca – Modelo - Serie	Ubicación	Acción	Constante		
Lecturas:					
Marca – Modelo Serie	Activa Pico	Activa No Pico	Reactiva Pico	Reactiva No Pico	
Prueba de Error (PCT Manual):					
Marca - Modelo - Serie	Voltaje	Corriente	Tiempo (s)	#Vueltas	% Error
Sellos:					
Serie	Tipo Sello	Ubicación	Acción	Estado del Sello	
Observaciones generales de la cuadrilla:					
Firma:					
Revisor:					
Identificación:					
Cuadrilla:					
Fecha y hora de generación de archivo:					

Anexo 2. Incidencia de las alternativas de mitigación sobre los escenarios de pérdidas propuestos.

Tabla 9. Escenario de pérdidas 1

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	8%	0%	40%
Cambio de medidores dañados	0%	5%	0%
Instalación de medidores prepago	11%	0%	16%
Normalización y blindaje de las redes primarias	32%	1%	28%
Revisiones de control	54%	0%	2%

Tabla 10. Escenario de pérdidas 2

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	9%	0%	32%
Cambio de medidores dañados	0%	4%	0%
Instalación de medidores prepago	13%	0%	13%
Normalización y blindaje de las redes primarias	38%	1%	22%
Revisiones de control	63%	0%	2%

Tabla 11. Escenario de pérdidas 3

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	11%	0%	25%
Cambio de medidores dañados	0%	3%	0%
Instalación de medidores prepago	14%	0%	10%
Normalización y blindaje de las redes primarias	43%	1%	18%
Revisiones de control	71%	0%	1%

Tabla 12. Escenario de pérdidas 4

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	15%	0%	0%
Cambio de medidores dañados	0%	0%	0%
Instalación de medidores prepago	20%	0%	0%
Normalización y blindaje de las redes primarias	60%	0%	0%
Revisiones de control	100%	0%	0%

Tabla 13. Escenario de pérdidas 5

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	0%	0%	100%
Cambio de medidores dañados	0%	0%	0%
Instalación de medidores prepago	0%	0%	40%
Normalización y blindaje de las redes primarias	0%	0%	70%
Revisiones de control	0%	0%	5%

Anexo 3. Valores de referencia para las alternativas de mitigación de pérdidas.

Acción de mitigación de pérdidas	Descripción	Costo Intervención Unitaria	Recuperación y/o aumento en la facturación de energía por intervención kWh/año	Precio de recuperación por kWh/año
Legalización de instalaciones	Actividad administrativa dirigida a usuarios no legalizados ante EPM, que consumen energía de forma directa sin contar con equipo de medida.	47.569	1.398,5	34,0
Cambio de medidores dañados	Actividad operativa en la que se procede a cambiar los equipos de medida de los clientes, por problemas técnicos que afectan la calidad y la precisión en la medida del consumo de energía.	54.602	220,0	248,1
Instalación de medidores prepago	Actividad operativa que consiste en la instalación de medidores prepago, a los usuarios y clientes del servicio de energía que actualmente no cuentan con equipo de medida.	178.436	285,1	625,8
Normalización y blindaje de las redes primarias	En los transformadores de distribución que tienen instalado un macromedidor, se realizan trabajos de blindaje para impedir conexiones no autorizadas y normalización.	588.635	1.010,75	1.039,6
Revisiones de control probabilístico	Actividad operativa que consiste en el diagnóstico de los clientes, en donde se verifica la precisión y posibles manipulaciones del equipo de medida, mediante equipos patrones e inspecciones visuales, que permiten determinar si al cliente se le factura toda la energía consumida.	178.953	3.007,2	59,5

Anexo 4. ROI de las acciones de mitigación.

Acciones de mitigación	ROI
Legalización de instalaciones	1191%
Cambio de medidores dañados	103%
Instalación de medidores prepago	-19%
Normalización y blindaje de las redes primarias	29%
Revisiones de control	604%

Anexo 5. Evaluación ROI e impacto de alternativas para los escenarios seleccionados.

Tabla 14. ROI e impacto - escenario 1

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	95%	0%	476%
Cambio de medidores dañados	0%	5%	0%
Instalación de medidores prepago	-2%	0%	-3%
Normalización y blindaje de las redes primarias	9%	0%	8%
Revisiones de control	326%	0%	12%

Tabla 15. ROI e impacto escenario 2

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	107%	0%	381%
Cambio de medidores dañados	0%	4%	0%
Instalación de medidores prepago	-2%	0%	-2%
Normalización y blindaje de las redes primarias	11%	0%	6%
Revisiones de control	381%	0%	12%

Tabla 16. ROI e impacto escenario 3

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	131%	0%	298%
Cambio de medidores dañados	0%	3%	0%
Instalación de medidores prepago	-3%	0%	-2%
Normalización y blindaje de las redes primarias	12%	0%	5%
Revisiones de control	429%	0%	6%

Tabla 17. ROI e impacto escenario 4

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	179%	0%	0%
Cambio de medidores dañados	0%	0%	0%
Instalación de medidores prepago	-4%	0%	0%
Normalización y blindaje de las redes primarias	17%	0%	0%
Revisiones de control	604%	0%	0%

Tabla 18. ROI e impacto escenario 5

Acciones de mitigación	Causas Pérdidas		
	Fraudes de energía	Fallas en equipos de medida	Robos de energía
Legalización de instalaciones	0%	0%	1191%
Cambio de medidores dañados	0%	0%	0%
Instalación de medidores prepago	0%	0%	-8%
Normalización y blindaje de las redes primarias	0%	0%	20%
Revisiones de control	0%	0%	30%