

---

# **Propuesta metodológica para el control del delito de defraudación del fluido eléctrico en Colombia**

*Fabián André FERNÁNDEZ- ESPINOSA*

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista**

*Director*

*Andrés Darío Toro Rendón*

*Ingeniero Electricista – Magíster en Ingeniería de Sistemas*

**Universidad Pontificia Bolivariana  
Escuela de Ingenierías  
Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Ingeniería Eléctrica  
Medellín  
2015**

---

---

## Agradecimiento

A Dios, motor esencial en mi formación moral y profesional.

A mis Padres Jorge y Marlyn, por su lucha constante, perseverancia y un apoyo incondicional en cada etapa de mi vida.

A mis Abuelos Rafael, Olga y Hercilia, por una infancia maravillosa y unos recuerdos que jamás dejarán mi mente y mi corazón.

A la Aviación Comercial, por irónicamente recordarme todos los días cuan valioso fue culminar los estudios de Ingeniería antes de ingresar a su inigualable mundo.

A la Empresa Metro de Medellín LTDA. Por ser un gran complemento laboral y profesional durante mi periodo como estudiante en la UPB.

En la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB), a:

Ingeniero Hugo Cardona.

Ingeniero José Armando Bohórquez Cortázar.

En las Empresas Públicas de Medellín (EPM), a:

Ingeniero Carlos Mario Cadavid Arango.

De igual forma al Ingeniero Hector Alberto Ruiz Duque

---

## Contenido

INTRODUCCIÓN .....	10
1. CONTEXTO .....	11
1.1. Pérdidas de energía .....	11
1.2. Índice de pérdidas de energía .....	12
1.3. Gestión de control y reducción de pérdidas .....	12
1.3.1. Gestión tradicional .....	13
1.3.2. Gestión integral .....	13
1.3.3. Balances de energía por subsistemas eléctricos .....	14
1.3.4. Visión de los entes de regulación y control .....	15
1.3.5. Prohibición de la sanción .....	16
1.4. Políticas vigentes en Colombia relacionadas con la gestión de control y reducción de pérdidas .....	16
1.4.1. Mitigación del delito de defraudación del fluido eléctrico .....	16
1.4.2. Resolución CREG 172 de 2011 .....	17
1.4.3. Ley 1144 de 2013 - Subsidio del fondo de energía social (FOES) .....	18
1.4.4. Ley 820 de 2003 – Ley de arrendamiento .....	19
2. APROXIMACIÓN A LA SOLUCIÓN .....	21
3. OBJETIVO .....	22
4. DESARROLLO .....	23
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA .....	27
6. CONCLUSIONES .....	31
7. RECOMENDACIONES .....	31
7.1. Con respecto a la regulación vigente .....	31
7.2. Con respecto a la propuesta metodológica desarrollada .....	31
7.3. Con respecto al uso de la metodología que se propone .....	31
7.4. Con respecto a la problemática de pérdidas .....	31
8. REFERENCIAS .....	32
ANEXOS .....	35
Anexo 1: Flujos de Energía de EPM la red eléctrica de Antioquia .....	35
Anexo 2: Análisis de los costos y egresos del caso simulado para EPM .....	35
Anexo 3: Carta autorizando uso de Tablas y Figuras propiedad de EPM .....	36

## Lista de Tablas

Tabla 1. Índices de Pérdidas de Energía .....	12
Tabla 2. Propuesta Metodológica para coordinar la selección de acciones de una gestión de pérdidas.....	23

## Lista de Figuras

Figura 1. Desagregación de las Pérdidas de Energía.....	11
Figura 2. Proceso ajustado para la aplicación de la Ley de Arrendamiento. ....	20
Figura 3. Grafica para coordinar la selección de acciones de una gestión de pérdidas a partir del índice de pérdidas de un subsistema .....	24
Figura 4. Rangos del Índice de pérdidas para la coordinación de acciones .....	24
Figura 5. Índice de Pérdidas General Histórico de EPM.....	27
Figura 6. Índices de Pérdidas por subsistemas correspondientes a los Niveles de Tensión de EPM .....	28
Figura 7. Histograma de índices por Transformadores del Nivel de Tensión 1 de EPM .....	28
Figura 8. Análisis financiero de la gestión necesaria en EPM para gestionar sus pérdidas utilizando la nueva metodología propuesta .....	30

## Glosario

**Defraudación de fluidos:** Actividad en la cual los usuarios atentan en contra de la legalidad del servicio de energía, violando sus normas y parámetros, incurriendo en actividades que derivan en el hurto de energía, como lo son las conexiones ilegales y la alteración de medidores.

**Operador de Red (OR):** Persona encargada de la planeación, de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un sistema eléctrico energizado a menos de 220kV.

**Pérdidas eficientes de energía:** Las pérdidas eficientes son la suma de la totalidad de las pérdidas técnicas más una pequeña fracción de pérdidas no técnicas, correspondientes a las pérdidas mínimas aceptadas en un sistema eléctrico por los entes de regulación y control. Las pérdidas eficientes se reconocen en la tarifa, de acuerdo con la regulación vigente.

**Pérdidas técnicas:** Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por el calentamiento que se produce al pasar la energía eléctrica a través de las líneas de transporte y de transformadores. Estas pérdidas se calculan con fórmulas matemáticas y, dado que son inherentes a la prestación del servicio, se reconocen en su totalidad como un componente del costo del servicio.

**Pérdidas no técnicas:** Representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema y utilizada por algunos usuarios sin que se registre en los medidores de energía. La manera como se toma ilegalmente esta energía es por medio del hurto del servicio y por la manipulación indebida de equipos o de sistemas de facturación para disminuir registros de consumo, entre otros.

**Subsistema eléctrico:** subconjunto o parte de un conjunto de elementos relacionados entre sí, con el objetivo de transmitir y distribuir la energía eléctrica.

**Tasa Interna de Retorno (TIR):** “Es la tasa de descuento que hace que el V.P.N sea igual a cero. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. Es la tasa que iguala los ingresos y egresos de un

proyecto, o es la suma que pone en equilibrio los ingresos y egresos o que hace que el valor futuro de los ingresos sea igual a los egresos”. (Aristizábal López, s.f.)

**Tasa mínima de retorno (TMR):** “Es la tasa mínima que se le exigirá al proyecto de tal manera que permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de operación, los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con capital ajeno a los inversionistas del proyecto, los impuestos y la rentabilidad que el inversionista exige a su propio capital invertido”. (Agroproyectos, 2014)

**Valor presente neto (VPN):** “Es la diferencia del valor actual de la Inversión menos el valor actual de la recuperación de fondos de manera que, aplicando una tasa que corporativamente consideremos como la mínima aceptable para la aprobación de un proyecto de inversión, pueda determinarnos, además, el Índice de conveniencia de dicho proyecto”. (Ecofinanzas, s.f.)

## Resumen

El objetivo de este Proyecto de Grado es diseñar una propuesta metodológica para el control y la reducción del delito de defraudación del fluido eléctrico, utilizando adecuadamente las políticas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), integrándolas a las ya establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como una alternativa para la gestión que adelantan las empresas de Colombia, con el fin de mitigar esta problemática.

La metodología se basa en el uso de políticas vigentes, las cuales al ajustarlas e integrarlas adecuadamente, constituyen una alternativa viable para reemplazar las multas que tradicionalmente imponían las empresas a las personas que eran encontradas cometiendo fraude, lo cual ya está prohibido en Colombia.

Para aplicar la metodología desarrollada se debe utilizar el valor del índice de pérdidas calculado en una parte de la red eléctrica. Dependiendo de su magnitud, la metodología sugiere la aplicación de determinadas políticas, siempre y cuando se cumplan algunos criterios financieros.

Lo anterior permite que las empresas encuentren nuevas alternativas de acciones adicionales a las tradicionalmente implementadas, correspondientes a políticas vigentes en Colombia, de las cuales algunas empresas desconocen su utilidad para el control de pérdidas.

Esta metodología se aplicó en la red eléctrica de las Empresas Públicas de Medellín ubicada en el departamento Antioquia, utilizando información pública de sus índices de pérdidas, mostrando su utilidad para el diseño de planes de acciones para el control y la reducción de las pérdidas. *Copyright* © UPB 2015

Palabras clave: Pérdidas de energía, Metodología, Control, Reducción, Políticas.

## Abstract

Abstract: The objective of this project is to design a methodology for controlling and reducing crime to defraud the electric fluid, properly using the policies established by the Ministry of Mines and Energy (MME) and the Superintendency of Public Services (SSPD) integrating them already established by the Energy Regulatory Commission and Gas (CREG), as an alternative for managing companies that advance Colombia in order to mitigate this problem. The methodology is based on the use of force policies, which when adjusted properly integrate and constitute a viable alternative to replace traditionally imposed fines companies found people who were committing fraud, which is already prohibited in Colombia.

Keywords: Energy Losses, Methodology, Control, Reduction, Policy.

## INTRODUCCIÓN

En Colombia las medidas y acciones habitualmente implementadas por las empresas electrificadoras, no son suficientes para alcanzar y mantener los índices eficientes definidos por la regulación vigente. Dichas acciones normalmente han sido de tipo técnico, las cuales hasta hace poco se complementaban con multas que aplicaban las empresas a los usuarios fraudulentos, lo cual actualmente se encuentra prohibido en Colombia.

Lo anterior conlleva a las empresas a tomar medidas de otro tipo con el objetivo de evitar el aumento de la problemática y que estas se constituyan efectivas en la implementación de los planes de reducción de pérdidas en mención.

Acorde con lo expuesto, el objetivo de este proyecto es proponer una metodología que permita minimizar gradualmente el flagelo, a partir de la utilización adecuada de las políticas vigentes en Colombia, las cuales buscan persuadir a todo aquel consumidor que siga incurriendo en acciones indebidas que atentan contra la viabilidad de los negocios de distribución de la energía en Colombia.

Políticas como la que propone la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG en la resolución 172 de 2011, a través de la cual se incentiva el desarrollo de planes de reducción de pérdidas que incluyen acciones técnicas novedosas como la medida centralizada, junto con otras políticas promovidas por el Ministerio de Minas y Energía (MME) como la asignación de

subsidios a las áreas especiales que tengan un alto nivel de pérdidas, constituyen nuevas alternativas de gestión que las empresas deberían implementar para complementar las acciones técnicas tradicionales.

En los primeros capítulos de este Proyecto de Grado se hace un desarrollo teórico de términos relacionados con la prestación del servicio de energía y una descripción del marco regulatorio colombiano. Posteriormente se presenta la metodología que se ofrece como una nueva herramienta práctica para las empresas electrificadoras colombianas en un marco legal y técnico realista, con el fin de contribuir a la gestión de control y reducción de pérdidas que realizan la mayoría de ellas. Finalmente, dicha metodología se aplica a las Empresas Públicas de Medellín (EPM), utilizando información pública disponible de la problemática de pérdidas en su sistema eléctrico ubicado en el departamento de Antioquia.

## 1. CONTEXTO

En este capítulo se presenta un marco de contextualización para analizar la manera en que las empresas electrificadoras colombianas han planteado las gestiones adelantadas por algunas de ellas, con el fin de mitigar la problemática de las pérdidas no técnicas de energía en sus redes eléctricas, teniendo en cuenta las realidades sociales y económicas del país. Así mismo, se analiza la visión que ha tenido el estado y sus entes reguladores con respecto a este mismo fenómeno.

### 1.1. Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía es un fenómeno que se da en todas las empresas electrificadoras, debido a una diferencia que se presenta entre la energía que transita por sus redes con respecto a la energía que se factura.

Las causas son diversas, las cuales se sintetizan en la Figura 1 se presenta un diagrama con la ramificación de los conceptos de pérdidas técnicas y no técnicas. En estas últimas se puede apreciar que si bien es entendible que se presente el flagelo en zonas rojas o de difícil acceso para un inspector o cuadrilla, existen también zonas normales donde es posible realizar una gestión. Allí aparecen diversos factores como fraude, fallas administrativas y zonas no legalizadas, los cuales se constituyen como aspectos que conllevan al alza de los indicadores, los negativos resultados en el control y la reducción del índice de pérdidas de una empresa prestadora del servicio (Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. Resolución 082).

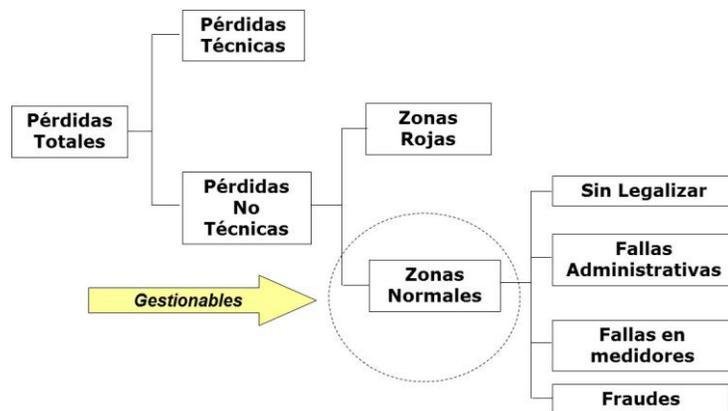


Figura 1. Desagregación de las Pérdidas de Energía

En la anterior figura se puede observar que los fraudes constituyen una de las principales causales del fenómeno de pérdidas no técnicas, cuyo delito recibe el nombre de *defraudación del fluido de energía eléctrica*.

El control de las pérdidas no técnicas se hace con el propósito de mantener las pérdidas de energía en un nivel técnico y económico aceptable para la empresa. La gestión de recuperación y control de pérdidas comprende el control de instalaciones, disminución de la vulnerabilidad de las redes, suspensión y reconexión, así como programas sociales de sensibilización y acompañamiento, con el

fin de consolidar una cultura de la legalidad. La disminución de las pérdidas es una actividad casi obligada de las empresas de distribución de energía para garantizar la viabilidad del negocio y lograr una tarifa asequible, pues las pérdidas afectan las principales variables del negocio.

El tema de reducción de pérdidas de energía eléctrica ha sido ampliamente tratado en todo el mundo con el objetivo de alcanzar la eficiencia en el uso de los recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica, plantas de generación, líneas y redes de transporte. La reducción de pérdidas de energía eléctrica ha sido uno de los principales objetivos planteados por el estado por cuanto conlleva grandes beneficios a toda la sociedad y permite priorizar mejor las inversiones de infraestructura.

### 1.2. Índice de pérdidas de energía

Los niveles de pérdidas de energía se miden a través del índice de pérdidas, cuyo cálculo se realiza con las ecuaciones que se presentan en la Tabla 1.

La diferencia entre el índice de pérdidas general del OR y el de subsistemas, consiste en un término adicional que tiene el primero en el denominador, correspondiente a la salida de energía a otros operadores de red. Esta variable se incluye de acuerdo con la resolución CREG 172 de 2011, con el fin de lograr un indicador adecuado para evaluar la gestión de control y reducción de pérdidas que adelantan las empresas. Sin embargo, el índice de subsistemas es más útil para el direccionamiento y la

coordinación de las acciones, pues refleja con mayor fidelidad la eficiencia o las pérdidas de un sistema con respecto a un valor de referencia.

Tabla 1. Índices de Pérdidas de Energía

NOMBRE	ECUACIÓN
Índice de pérdidas general del Operado de Red	$\text{Índice de Pérdidas} [\%] = \frac{\text{Energía de Entrada} - \text{Energía de Salida}}{\text{Energía de Entrada} - \text{Salida a otros OR}} * 100$
Índice de pérdidas de subsistemas	$\text{Índice de Pérdidas} [\%] = \frac{\text{Energía de Entrada} - \text{Energía de Salida}}{\text{Energía de Entrada}} * 100$

### 1.3. Gestión de control y reducción de pérdidas

En los siguientes numerales se mencionarán brevemente las medidas tomadas por las empresas electrificadoras, el estado colombiano y los entes reguladores, con respecto a la problemática de las pérdidas de energía y cómo estas medidas han presentado limitaciones para ser herramientas efectivas y confiables, que permitan controlar y reducir los índices de pérdidas.

### 1.3.1. Gestión Tradicional

Las Empresas que prestan el servicio de energía eléctrica han llevado a cabo una gestión tradicional para el manejo de la problemática. Si bien es cierto que su implementación ha generado buenos resultados, en los últimos años no se constituye como una solución que combata eficientemente la problemática y que traiga consigo la reducción de los altos indicadores de pérdidas que presentan las empresas.

Las acciones correctivas implementadas, son de diferentes tipos y costos. Para su implementación muchas veces se tienen en cuenta criterios financieros, enmarcados en planes estratégicos y tácticos que proponen las empresas, de acuerdo con las características de la problemática.

Normalmente la gestión de control se diferencia de la gestión de reducción de pérdidas debido al tipo de acciones implementadas. En la primera predominan las acciones más económicas mientras que en la segunda predominan las más costosas. El objetivo de la gestión de control es mantener el nivel de pérdidas, mientras que en la gestión de reducción el objetivo es disminuirlo.

Una de las acciones técnicas más utilizadas en la gestión de reducción, debido a que es una de las más eficientes a pesar de ser muy costosa, es la disminución de la vulnerabilidad de la red eléctrica, la cual consiste en cambiar los elementos de la red como los cables o las cajas de los medidores, por unos menos vulnerables al fraude.

A partir de esta experiencia, las empresas deben analizar más a fondo la problemática y adoptar herramientas más viables, integrales y efectivas para el control de la defraudación de fluidos, teniendo en cuenta que estas acciones pueden traer muchas ventajas a nivel empresarial, económico y social en la zona de influencia.

### 1.3.2. Gestión Integral

Una evolución de la gestión tradicional se dio cuando las empresas y los entes reguladores consideraron las múltiples causales de la problemática de las pérdidas de energía, tal como se mencionó en el numeral 1.1.

En el tomo 7 de la circular CREG 024 de 2008, se hizo una recopilación de las mejores experiencias llevadas a cabo en Colombia con respecto a la gestión integral, la cual no es otra cosa que la realización de múltiples acciones de tipo técnico, comercial y administrativo, entre otros, atendiendo las necesidades identificadas después del análisis de las causales de la problemática puntual de cada empresa. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se representa la composición de dichas acciones que constituyen la gestión integral típica para el control y reducción de las pérdidas de energía.

Si bien es cierto que factores geográficos, ambientales y hasta sociales pueden llegar a repercutir en las medidas a implementar, la lucha contra este delito trata de consolidarse con alternativas como la gestión integral, la cual demuestra que las empresas

pueden encontrar caminos funcionales válidos, mejorando la gestión tradicional descrita en el numeral 1.3.1, pero que igualmente pueden resultar insuficientes para la problemática actual.

### 1.3.3. Balances de Energía por subsistemas eléctricos

Como se explicó en el numeral 1.2, el mejor índice para direccionar y coordinar las diferentes acciones que se llevan a cabo en una gestión de reducción y control de pérdidas de energía, corresponde al índice de pérdidas de los subsistemas eléctricos.

Cabe resaltar, que mientras más pequeño sea el subsistema analizado, mejores resultados se obtendrán con el direccionamiento y la coordinación de las acciones, debido a la alta probabilidad de tener las causales de la problemática homogenizadas y muchas veces identificadas.

Los subsistemas más utilizados para el análisis de las pérdidas de energías, son los que corresponden a los circuitos y alimentadores primarios y a los de los transformadores de distribución. Sin embargo, los primeros frecuentemente se desechan por el impacto que tienen las transferencias de energía en los balances. Por lo tanto, es mucho más común que los subsistemas de transformadores de distribución se utilicen para el análisis de esta problemática.

Una vez identificado el subsistema, se requiere medir la energía que entra a él, con la energía de salida correctamente medida,

normalmente correspondiente a la energía facturada a los usuarios.

La medida de la energía de entrada se da con un medidor denominado Macromedidor, el cual se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Normalmente se requieren transformadores de corriente para alimentar los Macromedidores, debido a las grandes magnitudes de potencia que se registran en los puntos de instalación.

Con los Macromedidores se puede vigilar celosamente el consumo de los usuarios, lo cual ayuda a evitar fraudes, utilizando las múltiples estadísticas que se pueden obtener con sus energías registradas, obtenidas de forma manual y en algunos casos de forma automática. Cuando se comparan dichos registros del Macromedidor con los consumos facturados de los usuarios, se obtiene un balance y unos índices de pérdidas del subsistema, lo que permite el direccionamiento y la coordinación de las acciones, después de procesar y analizar los resultados.

Con los Macromedidores, la energía en el transformador y los índices logrados con ellos, se ha obtenido una herramienta valiosa con la cual se direccionan acciones con gran efectividad utilizadas para intervenir a los usuarios con mayor probabilidad de fraude. Por esta razón, dicha estrategia se ha convertido en una de las más importantes llevadas a cabo por las empresas colombianas y ha sido recomendada por la CREG, autorizando al mismo tiempo

incluir los Macromedidores como activos remunerados en la tarifa.

#### *1.3.4. Visión de los entes de regulación y control*

En el año 1989, ante la crisis financiera de las empresas del sector eléctrico, especialmente las de propiedad de la nación, el Ministerio de Minas y Energía determinó impulsar planes de pérdidas tendientes a reducir las pérdidas de energía. En 1994 ante las reformas del sector eléctrico con las leyes 142 y 143, se plantearon cambios en materia de tarifas, buscando regular los ingresos de las empresas eléctricas basados en costos de eficiencia. De esta manera las empresas se vieron obligadas a crear iniciativas en programas de reducción pérdidas que las hicieran viables financieramente.

Dichas empresas entendieron la señal regulatoria con respecto a los beneficios que representaban para sus negocios, teniendo niveles de pérdidas inferiores a los reconocidos en la tarifa. Las principales experiencias en este sentido se dieron en las empresas EPM y CODENSA.

Con base en estudios y en las experiencias de estas empresas, se determinó que la problemática más importante correspondía a las pérdidas no técnicas, cuyas principales causas son los fraudes, las conexiones ilegales, los errores administrativos y las fallas de los medidores. Adicionalmente, se conocieron los costos de las acciones técnicas tradicionalmente utilizadas, tal como la disminución de la vulnerabilidad de la red eléctrica, y se tuvieron datos de su efectividad para mitigar la problemática.

Estas primeras experiencias resultaron muy exitosas, en parte por el uso que se le dio a la posibilidad que tenían las electrificadoras de multar económicamente a los usuarios fraudulentos, además de la recuperación del dinero dejado de facturar por la energía consumida y no pagada por estos usuarios.

Debido a la prohibición que se dio en Colombia de aplicar esta sanción, el estado ha promovido otras políticas complementarias, las cuales se describirán más adelante, dándoles otro tipo de herramientas a las empresas. Sin embargo, no se han hecho explícitas las bondades de estas políticas para el control y la recuperación de pérdidas, por lo que las empresas no han sido conscientes de que son acciones complementarias a su gestión, pese a que son de obligatorio cumplimiento.

En este Proyecto de Grado se considera relevante hacer conscientes a las empresas de estas ventajas, proponiéndoles una metodología para la coordinación de la aplicación de estas políticas, lo cual mejorará la efectividad de la gestión, pues se tendrán nuevas acciones que se aplicarán en causales distintas a aquellas que hacen referencia a asuntos técnicos.

Como se mencionó, el estado y los entes reguladores han promovido la gestión de las empresas para alcanzar unos índices óptimos o eficientes reconocidos en la tarifa. Es de conocimiento que la determinación del nivel óptimo de pérdidas es individual por cada empresa prestadora del servicio, teniendo en cuenta todas las variables que intervienen y se utilizan para trazar curvas de beneficios y costos marginales.

Obtener el valor óptimo de pérdidas es, tal como lo dice la CREG, “producto de un balance entre los beneficios por disminución de pérdidas y los costos de capital para su control, el incremento en los costos de auditoría y el costo de mejoramiento de las prácticas administrativas”. (Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. Resolución 172). Los Beneficios de reducir pérdidas son muchos, entre los que cabe destacar la sostenibilidad en la prestación del servicio, redes más confiables y evidentemente reducción del costo del servicio al final del plan.

Para reducir pérdidas se pueden implementar diferentes estrategias y esperar resultados en función del esfuerzo, las inversiones y las condiciones iniciales.

### 1.3.5. Prohibición de la sanción

A través de la sentencia SU. 1010/08, la Corte Constitucional dejó en firme la prohibición de que las electrificadoras colombianas pudieran sancionar económicamente a los usuarios fraudulentos. Al respecto se encuentra el siguiente texto en dicha sentencia:

*“Las empresas de servicios públicos domiciliarios no tienen facultad para imponer sanciones de tipo pecuniario a los usuarios, por cuanto el legislador no las ha legitimado para ello. En este sentido, la imposición de cobros a ese título ha comportado una vulneración del derecho al debido proceso de los*

*usuarios y suscriptores, por desconocer los principios de reserva de ley, legalidad y tipicidad, en cuanto las conductas, las sanciones y el procedimiento que informan el ejercicio de la potestad sancionadora y la regulación de los servicios públicos domiciliarios, debían estar contenidos en la ley.”* (Colombia. Corte Constitucional, 2008)

Esto nos amplía seriamente el espectro de análisis y nos lleva a pensar en alternativas un poco más rigurosas que pueden llegar a integrarse y complementarse entre sí, buscando que se tenga en cuenta todas las variables que conlleva la prestación del servicio de energía eléctrica, desde su salida de la subestación hasta el consumidor final, políticas claves como la ley de arrendamientos, el subsidio FOES y la resolución CREG 172 de 2011, son recursos que las empresas parecen desconocer, pues su correcto análisis e interpretación serían de profunda utilidad ante esta situación.

### 1.4. Políticas vigentes en Colombia relacionadas con la gestión de control y reducción de pérdidas

Mencionaremos brevemente las primeras medidas tomadas por el estado Colombiano y los entes reguladores frente a la problemática de pérdidas de energía y como estas han presentado limitaciones para ser una herramienta confiable para niveles de pérdidas de energía en el país.

#### 1.4.1. Mitigación del delito de defraudación del fluido eléctrico

En el libro “El Delito de defraudación de Fluidos”, se menciona como el Código Penal del año 2000 supera ya una década de vigencia, y si bien se han realizado algunas reformas en diversos apartes de su contenido, la defraudación de fluidos ha sido una de las materias de amplio desarrollo tanto en lo teórico como en lo práctico. Y esto ocurre por razones que van más allá de lo simplemente formal, para llegar a argumentos de orden económico o social. Con una mayor cobertura de los servicios públicos domiciliarios, su tratamiento jurídico y económico hacen que su omnipresencia en la sociedad sea un aspecto sensible que sobrepasa de largo los intereses individuales (o corporativos) concretos de los prestadores de estos servicios, para entrar en un aspecto de esencial importancia para la comunidad que toca ya con el cumplimiento de los fines de un estado social de derecho.

Por tal motivo, en atención a una acción técnica que se realice en las instalaciones de los usuarios sospechosos de fraude, se lleva a cabo una revisión, aplicando el denominado “debido proceso”, el cual es un procedimiento legal que garantiza el derecho de defensa de los usuarios y la adecuada recolección de evidencia por parte de la empresa.

Utilizando este recurso, la empresa puede recuperar la energía dejada de facturar, si se le comprueba el fraude al usuario. De acuerdo a los montos del robo, la ley autoriza a las empresas realizar acciones judiciales que pueden conducir a la cárcel al responsable del delito. Tal como se explica en el mismo libro

citado, “no es tan fácil aplicar la cárcel como castigo, debido a que la cuantía del robo es menor, con respecto a otros delitos, por lo que el sistema de justicia le da poca relevancia y frecuentemente busca el acuerdo entre las partes”. (Cruz Bolívar, 2013)

De acuerdo con lo anterior, las empresas tan solo logran recuperar el valor de la energía en un periodo máximo de 5 meses. Sin embargo, debido a que las empresas se demoran mucho más en identificar a los fraudulentos, los usuarios perciben muchos beneficios en su acción delictiva y muy poco castigo, lo que de alguna manera incentiva el fraude de energía.

#### 1.4.2. Resolución CREG 172 de 2011

El gobierno colombiano, preocupado por los altos niveles de pérdidas de las empresas electrificadoras, expidió el decreto 387 de 2007, con las siguientes políticas:

- Implantar planes de reducción de pérdidas para que las empresas puedan alcanzar los niveles eficientes definidos por la Comisión, donde los Operadores de Red (OR) que son quienes administran, operan y mantienen los sistemas de distribución de energía eléctrica, sean los encargados de ejecutar dichos planes.
- Reconocer a los Operadores de Red los costos eficientes de los planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía.

- Los costos eficientes de los planes de reducción de pérdidas no técnicas deben ser cubiertos por los usuarios de cada sistema, incluyendo los usuarios conectados directamente al Sistema de Transmisión Nacional.
- Los planes de reducción de pérdidas no técnicas deberán seguir una senda o una trayectoria de disminución en el tiempo.

Cumpliendo cabalmente lo mencionado en el decreto anterior, la CREG implementó lo siguiente:

- Aprobó la fórmula de cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incluyó una variable para efectuar el cobro de los planes de reducción de pérdidas a los usuarios regulados (Resolución CREG 119 de 2007).
- Publicó la Resolución CREG 172 de 2011 en la cual definió la metodología para establecer los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los sistemas de los operadores de red.

La resolución propone actividades concretas para desarrollar, con el fin de prevenir y controlar las pérdidas. Entre las actividades técnicas que se proponen se destacan la instalación de redes antifraude y la instalación de macro medición en transformadores de distribución, entre otras. Con respecto a las actividades

comerciales, se propone la normalización de usuarios y la gestión social.

A través de esta política, la CREG propone una gestión cuidadosa de las inversiones y de los gastos, junto con un seguimiento cuidadoso de los resultados, los cuales se medirían con índices de pérdidas normalizados.

#### *1.4.3. Ley 1144 de 2013 - Subsidio del fondo de energía social (FOES)*

Con el fin de repartir los excedentes de las transacciones internacionales de energía que realiza Colombia, el gobierno nacional expidió la ley 1144 de 2013 actualizando la política denominada Fondo de Energía Social (FOES), con el fin de otorgar un subsidio a usuarios ubicados en zonas denominadas “especiales”, de acuerdo con algunas características definidas en la misma ley. El texto de la ley que ilustra lo anterior, es el siguiente:

*“Que la finalidad del FOES es la de cubrir un valor de hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Dificil Gestión y Barrios Subnormales.”*

*“...son usuarios de una zona de difícil gestión aquellos que reúnan las siguientes características: ... (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la*

*energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona". (Colombia. Ministerio de Vivienda, Ciudad y Teritorio, 2013).*

Esta política le da la posibilidad a las empresas de pactar acuerdos con los usuarios ubicados en las zonas especiales y que tienen derecho de recibir el subsidio, definiendo unas metas con ellos. En el caso de las zonas que cumplen con la característica de altos niveles de pérdidas, dichas metas se relacionan con la reducción de los índices de pérdidas.

Lo anterior brinda la oportunidad a la empresa para asegurar mayores ingresos debido a los subsidios que reciben los usuarios para el pago de las facturas y a la reducción de las pérdidas, lo cual es previamente acordado con los usuarios y objeto de verificación.

#### *1.4.4. Ley 820 de 2003 – Ley de arrendamiento*

La ley de Arrendamiento que se expidió a través de la Ley 820 de 2003, aparentemente no tiene relación directa con la gestión de control y reducción de pérdidas. Sin embargo, vale la pena recordar que dicha ley se generó con el objetivo de evitar que los arrendatarios de un inmueble se fueran dejando deudas pendientes a cargo de los propietarios, relacionadas con la facturación de los servicios públicos.

Experimentalmente las empresas que prestan servicios públicos saben de la correlación que existe entre la falta de pago de la factura con respecto al fraude. De acuerdo con esto, si se garantiza

el pago de la factura y se visibiliza la responsabilidad del inquilino en los deberes adquiridos con la empresa que presta el servicio público, entonces se disminuiría la probabilidad de que el usuario cometa fraude y de hacerlo, la empresa estaría en capacidad de detectarlo en el menor tiempo posible.

En la **Figura 2. Proceso ajustado para la aplicación de la Ley de Arrendamiento.**, se presenta gráficamente el proceso que propone la Ley de Arrendamiento, con la cual se garantiza que se de la relación entre empresa y usuario inquilino o usuario responsable, comprometiéndolo con el pago oportuno de la factura y brindándole soluciones tecnológicas para garantizar esto, excluyendo al propietario del predio de estos compromisos. La solución tecnológica más recomendada, dadas sus características, es la medida prepago, la cual se incluye dentro del proceso como una propuesta de ajuste para la política.

La medida prepago consiste en una tecnología que incluye el uso de un medidor especial, el cual activa el servicio de energía después de verificar un saldo disponible. Esta solución les da la posibilidad a los usuarios, de tener más consciencia de sus consumos y utilizarlos racionalmente, de acuerdo con su capacidad de pago.

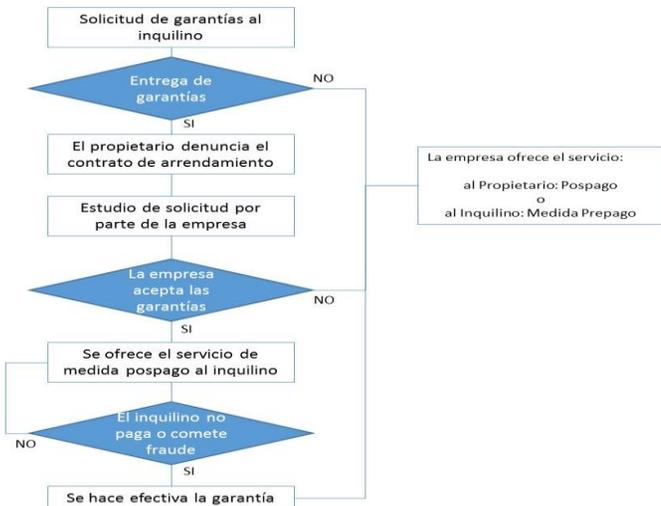
De acuerdo con el proceso descrito, la empresa debe hacer visitas periódicas cada 2 meses a los usuarios inquilinos, con el fin de garantizar el pago de la energía recuperada la cual solo se admite dejar de pagar durante 2 meses. En esas mismas visitas se

llevarían a cabo revisiones del medidor, descartando posibles fraudes.

En el caso de encontrar alguna anomalía en la revisión, la empresa pudiera modificar las garantías solicitadas al usuario para la prestación del servicio y opcionalmente pudiera emplear la medida prepago para eliminar el riesgo. Aun así, se debería mantener el periodo de 2 meses para la revisión de estas instalaciones, debido a la alta probabilidad de fraude en este tipo de usuarios.

Figura 2. Proceso ajustado para la aplicación de la Ley de Arrendamiento.

La aplicación coordinada de esta política, dentro de una gestión de control y reducción de pérdidas, constituye una de las principales estrategias que las empresas pudieran implementar de inmediato, pues se trata de una política de obligatorio cumplimiento, por lo que no debería generar costos adicionales, a excepción de los ocasionados con la implementación de la medida prepago, lo cual normalmente se considera una gestión comercial.



## 2. APROXIMACIÓN A LA SOLUCIÓN

Las políticas presentadas en el numeral 1.4, aunque son de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas electrificadoras colombianas, la mayoría de las veces no se utilizan dentro de una gestión de control de pérdidas, sino como actividades adicionales de las empresas, desconociendo el potencial que tienen para mitigar la problemática de pérdidas no técnicas. Al integrar dichas políticas con la gestión tradicional de control y reducción de pérdidas, se genera un nuevo concepto de gestión, para lo cual se requeriría una metodología para la selección coordinada de las diferentes actividades que resultan.

Esta propuesta no desconoce las bondades de las actividades técnicas ampliamente utilizadas, tales como el cambio de la red eléctrica por una menos vulnerable, entre otras, con excelentes resultados en la mayoría de los casos. Sin embargo, debido al alto costo de estas acciones, a la prohibición de la sanción y a las múltiples causas de la problemática, se hace necesario implementar otro tipo de estrategias.

De alguna manera las políticas generadas por el gobierno nacional, por el Ministerio de Minas y Energía y por la CREG, proponen acciones que directa o indirectamente mitigan esta problemática, ampliando las alternativas que se tienen para la gestión. Sin embargo, se identifica la necesidad de coordinar su ejecución y sugerir ajustes para algunas de ellas, con el fin de lograr los objetivos de controlar y reducir los niveles de pérdidas.

De acuerdo con lo anterior, en este Proyecto de Grado se propone desarrollar la metodología para realizar la coordinación de la implementación integrada de las políticas vigentes obligatorias y ajustadas, junto con las acciones técnicas acostumbradas, dentro de lo que sería una nueva gestión para el control y reducción de las pérdidas, seguramente más económica y eficiente que la tradicional.

La integración conexas de estas políticas y sus contenidos sería una solución eficaz desde el punto de vista empresarial, atendiendo requerimientos técnicos y económicos. Dentro de las políticas vigentes que se analizarán son la regulación CREG 172/2011, la Ley de Arrendamiento y la ley que soporta el Fondo de Energía Social (FOES), incluyendo soluciones como la medida prepago de energía. Se torna como esencial, que el sector se familiarice con el contenido de estas políticas y se aplique adecuadamente la metodología que se plantea.

### 3. OBJETIVO

Con el fin de lograr niveles de pérdidas más bajos en Colombia y aprovechar los beneficios de las políticas vigentes, este Proyecto de Grado tiene como objetivo desarrollar una propuesta metodológica que complemente la gestión que llevan a cabo las electrificadoras colombianas para el control del delito de defraudación del fluido eléctrico, a partir de la integración de dichas políticas.

Para desarrollar este objetivo se tendrán en cuenta las siguientes premisas:

- Las empresas deben implementar obligatoriamente las políticas sugeridas, independientemente de la aplicación que se propone en este Proyecto de Grado.
- Las empresas tendrían la posibilidad de implementar estas políticas de forma aislada o de forma coordinada, dentro de una gestión de pérdidas. Si se hace de forma coordinada, resultaría una gestión más económica y eficiente.
- La propuesta permite mantener las acciones técnicas tradicionalmente utilizadas, pero implementadas de forma coordinada, junto con otro tipo de acciones.

- La nueva metodología que se propone solo servirá para controlar el delito de defraudación del fluido eléctrico o el fraude de energía, el cual es una de las principales causas de las pérdidas no técnicas de energía.
- Según la CREG, el fenómeno de las pérdidas no técnicas es más significativo en las redes de baja tensión, por lo que la metodología desarrollada tendrá este mismo alcance.

Al analizar más a fondo la problemática, se hace fácil deducir la imperiosa necesidad que existe en el sector de la energía eléctrica, de replantear o introducir nuevas alternativas adicionales a las ya existentes, de tal manera que permitan un mayor control y prevención de la defraudación del fluido eléctrico. La necesidad de desarrollar el objetivo que se propone, surge del análisis del impacto de la problemática de las pérdidas no técnicas y de los altos niveles que se presentan en algunas empresas electrificadoras de país, tal como se ha ilustrado en este documento.

#### 4. DESARROLLO

Con el fin de tener una visión de la problemática de pérdidas de energía en un subsistema, se utilizará el índice de pérdidas descrito en el numeral 1.2. Mientras más pequeño sea dicho subsistema, las causas de la problemática serán más homogéneas, por lo que las acciones serán más eficientes.

El índice se calcula comparando las pérdidas de energía con respecto a una energía de referencia. La energía de referencia es la energía de entrada al subsistema. Las pérdidas se calculan con la diferencia entre la energía que le entra a la red eléctrica asociada al subsistema, menos la energía que sale del mismo.

El índice de pérdidas sugerido para esta metodología coincide con el que se describe en resolución CREG 172 de 2011 para los subsistemas de niveles de tensión. Igualmente se puede aplicar a cualquier subsistema eléctrico, tales como los definidos por los transformadores de distribución y los circuitos, de acuerdo con en el numeral 1.3.3.

Desafortunadamente se observa que las políticas relacionadas con la gestión de pérdidas utilizan diferentes metodologías para calcular los índices de pérdidas que se emplean para su definición o aplicación, por lo cual se recomienda su ajuste y su unificación para facilitar su integración y uso.

Con base en el nivel de pérdidas identificado en un subsistema, se propone la metodología que se presenta en la Tabla 2, la cual hace

parte de un proceso de toma de decisiones para definir el tipo de acciones a implementar.

Tabla 2. Propuesta Metodológica para coordinar la selección de acciones de una gestión de pérdidas

PASO	ACTIVIDAD
1	Calcular un índice de pérdidas de acuerdo con la regulación vigente. Para esto se debe ajustar todas las políticas para que utilicen la misma metodología para el cálculo.
2	Calcular índices por subsistemas consistentes con el índice general, de tal manera que facilite el análisis de la aplicación de las acciones y políticas.
3	Seleccionar el tipo de acciones a implementar, las cuales se relacionan con las políticas vigentes en Colombia. Dicha selección constituye la base para la planeación de la gestión.
4	Direccionar acciones con base el tipo seleccionado y en los resultados operativos anteriores.
5	Asignar la totalidad de las acciones a los diferentes grupos de trabajo.
6	Verificar los índices de gestión para analizar la efectividad de la aplicación de acciones relacionadas con todas las políticas.
7	Verificar el cumplimiento de los compromisos con entes de regulación y control.

De acuerdo con el paso 3 de la metodología presentada en la Tabla 2 se deben seleccionar las acciones de acuerdo con el índice calculado. Para esto se propone la gráfica de la Figura 3, con el fin de contar con una herramienta sencilla para seleccionar del tipo de acciones o las políticas más adecuadas, con respecto al nivel de pérdidas del subsistema.

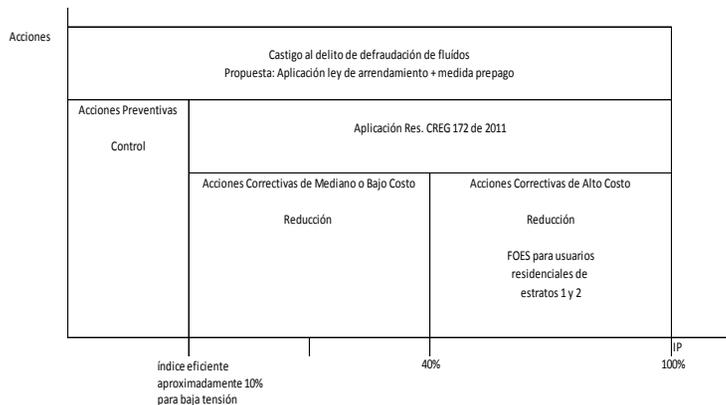


Figura 3. Gráfica para coordinar la selección de acciones de una gestión de pérdidas a partir del índice de pérdidas de un subsistema

Como se explicó en el numeral 1.3.1, las electricificadoras colombianas llevan a cabo una gestión de pérdidas basada en acciones técnicas y en la mitigación del delito de defraudación de

fluidos a través de un debido proceso, cuyo resultado final es la recuperación financiera de hasta 5 meses de energía consumida, una sanción judicial o la absolución del usuario después de interponer recursos.

La ventaja de esta acción, es que se puede aplicar de forma preventiva y correctiva, independientemente del nivel del índice de pérdidas.

Como complemento a la mitigación del delito del fraude, se sugiere implementar adecuadamente la llamada Ley de Arrendamiento, complementada con la medida prepago, tal como se explicó anteriormente en la Figura 2. Esta acción también se puede implementar independientemente del nivel de pérdidas.

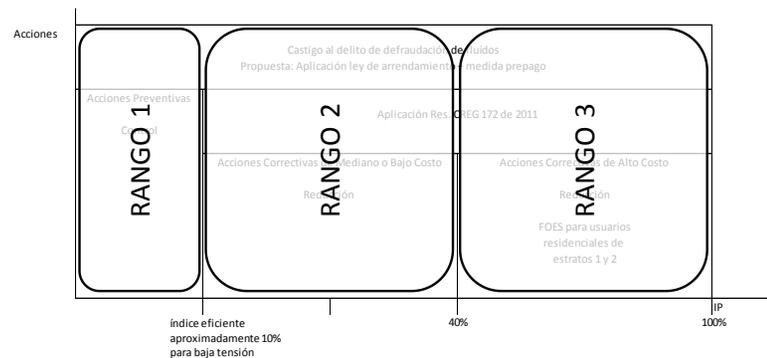


Figura 4. Rangos del Índice de pérdidas para la coordinación de acciones

Para aplicar otras políticas vigentes en Colombia que complementen la gestión tradicional, se parte del índice de pérdidas y se analiza por rangos, de acuerdo con la Figura 3. En la Figura 4 y en los párrafos siguientes se describe el tratamiento que se le debe dar a cada uno de ellos.

Rango 1: IP Mayor que 0% y Menor o Igual al Índice Eficiente (aproximadamente 10% para baja tensión).

De acuerdo con la resolución CREG 172 de 2011, por debajo de un índice de referencia o eficiente, las acciones a desarrollar harán parte de una gestión de control de pérdidas, cuyo objetivo es mantener el índice de pérdidas. Dicha actividad es remunerada vía tarifa. Las acciones de control más comunes son las siguientes:

- Publicidad
- Revisiones básicas de las instalaciones, frecuentemente llamadas inspección ocular, realizadas por cuadrillas pequeñas, muchas veces constituidas por una sola persona.
- Otras acciones administrativas o comerciales, relacionadas con una correcta y oportuna facturación y con facilidades de pago, respectivamente.

La priorización del tipo de acciones en este rango es la siguiente:

1. Siempre se aplica la Ley de Arrendamiento a un inquilino, con el complemento de la medida prepago.

2. La implementación de acción técnica comienza con la más barata, es decir, la que corresponde al control preventivo o inspección ocular.
3. Implementar la revisión tradicional que hace parte de la mitigación del delito de defraudación de fluido, luego de analizar los resultados de la inspección ocular.

Rango 2: IP Mayor que el Índice Eficiente (aproximadamente 10% para baja tensión) y Menor o Igual a 40%.

En este rango se implementan acciones de bajo costo con el objetivo de reducir el índice de pérdidas hasta un valor menor o igual al índice de referencia del 10%, con base en el análisis financiero de la intervención en el subsistema valorando las pérdidas que se dan en él, utilizando para esto los siguientes criterios financieros:

- $TIR > TMR$
- $VPN > 0$
- Recuperación de la inversión  $\leq 2$  años

La priorización es la siguiente:

1. Siempre se aplica la Ley de Arrendamiento a un inquilino, con el complemento de la medida prepago.
2. La implementación de las acciones técnicas priorizadas con base en el nivel de pérdidas del subsistema, de

acuerdo con el plan diseñado según la resolución CREG 172 de 2011.

Rango 3: IP Mayor que 40%.

En este rango se implementan acciones de alto costo con el objetivo de reducir el índice de pérdidas hasta un valor inferior al índice de referencia del 10%, con base en el análisis financiero de la intervención en el subsistema valorando las pérdidas que se dan en él, utilizando los siguientes criterios financieros:

- $TIR > TMR$
- $VPN > 0$
- Recuperación de la inversión  $\leq 3$  años

Sí la recuperación de la inversión supera los 3 años, se debe iniciar un cobro jurídico.

Independientemente de los índices financieros, se puede aplicar la política del subsidio FOES al sector residencial en los estratos 1 y 2, previa certificación de la zona en la Superintendencia, demostrando la difícil gestión.

La priorización es la siguiente:

1. Siempre se aplica la ley de arrendamiento a un inquilino, con el complemento de la medida prepago.

2. Siempre se aplica el subsidio FOES a los usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 pertenecientes a zonas de difícil gestión.
3. La implementación de acciones técnicas más costosas priorizadas con base en el nivel de pérdidas del subsistema, de acuerdo con el plan diseñado según la resolución CREG 172 de 2011.

En subsistemas o usuarios donde no sea viable la inversión, es decir, cuando el periodo de recuperación de la inversión supera el límite establecido por la empresa o cuando alguno de los criterios financieros no se cumple, entonces se lleva a cabo un cobro jurídico.

## 5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología planteada en el numeral 4 se aplicará a un caso real de un operador colombiano, por lo que se hará referencia al caso de las Empresas Públicas de Medellín (EPM), a partir de la información disponible de los niveles de pérdidas de esta empresa.

EPM es una empresa industrial y comercial del estado que presta servicios públicos domiciliarios, con sede en la ciudad de Medellín, capital del departamento de Antioquia, en donde tiene su principal mercado.

Uno de los servicios públicos que presta es el de energía eléctrica, con base en criterios de calidad y eficiencia, de acuerdo con la regulación vigente. Como es frecuente en este tipo de negocios, la prestación del servicio de energía eléctrica que realiza EPM presenta el fenómeno de pérdidas de energía.

EPM ha registrado el índice de pérdidas general histórico, tal como se muestra en la siguiente figura.

El nivel de pérdidas alcanzado por EPM ha sido resultado de una gestión integral, implementando acciones técnicas, comerciales y administrativas, entre otras. Producto de esta gestión se observa una reducción del IP importante entre los años 1997 y 2003, en donde se desarrolló un proyecto de reducción de pérdidas con una inversión cercana a los 150 millones de dólares.

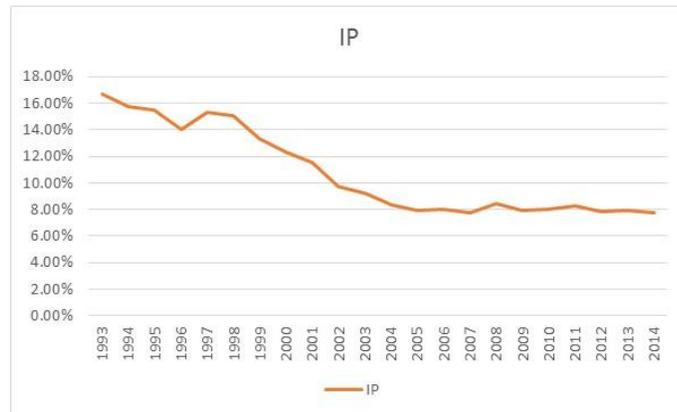


Figura 5. Índice de Pérdidas General Histórico de EPM. Reproducida con permiso de EPM. (2011)

también se observa que la curva es plana después del 2003, revelando una disminución de la eficiencia y la efectividad de las acciones implementadas.

El comportamiento del índice de pérdidas general de EPM, mantenido en un valor aproximadamente constante del 8%, ha sido estudiado por esta empresa dentro de un proceso de

análisis de información, cuyo objetivo es mejorar la efectividad de las acciones. En dicho proceso, es muy importante la desagregación del fenómeno en subsistemas. Los subsistemas utilizados con más frecuencia son los de niveles de tensión y los de transformadores de distribución. No se encuentra el origen de la referencia. Figura 6 se presentan los índices de pérdidas por niveles de tensión de EPM en el mes de diciembre de 2014, el cual es un resumen de los flujos de energía de la empresa, presentados en el Anexo 0.

Nivel de Tensión 4		Nivel de Tensión 3		Nivel de Tensión 2		Nivel de Tensión 1	
Eej,4,s	9,097.72	Eej,3,s	3,147.42	Eej,2,s	7,264.64	Eej,1,s	5,671.48
Estj,4,s	9,014.93	Estj,3,s	3,109.34	Estj,2,s	7,183.27	Estj,1,s	5,090.94
PRj,4,s	82.79	PRj,3,s	38.08	PRj,2,s	81.36	PEj,1,s	580.54
Pj,4	0.91%	Pj,3	1.21%	Pj,2	1.12%	Pcj,1,s	10.24%

Figura 6. Índices de Pérdidas por subsistemas correspondientes a los Niveles de Tensión de EPM  
Reproducida con permiso de EPM. (2011)

En la Figura 7 se presentan en formato de histograma, los índices por transformadores de Distribución del Nivel de Tensión 1 o de Baja Tensión, los cuales desagregan aún más el índice consolidado del mismo Nivel de Tensión.

ITEM	Rango de Índice de Pérdidas	Índice_Pérdidas_Prom_Rango	Cantidad de Transformadores	Pérdidas del mes [KWh/mes]
1	0<x<=5	1.50%	42,921	2,667,513
2	5<x<=10	7.27%	10,225	4,418,398
3	10<x<=15	12.31%	6,034	4,443,404
4	15<x<=20	17.35%	4,247	4,143,913
5	20<x<=25	22.37%	2,977	3,713,563
6	25<x<=30	27.39%	2,284	3,244,006
7	30<x<=35	32.41%	1,761	2,784,199
8	35<x<=40	37.22%	1,471	2,562,176
9	40<x<=45	42.26%	1,138	2,005,003
10	45<x<=50	47.37%	932	1,769,089
11	50<x<=55	52.30%	847	1,593,868
12	55<x<=60	57.32%	595	1,094,606
13	60<x<=65	62.32%	541	889,863
14	65<x<=70	67.46%	500	785,902
15	70<x<=75	72.57%	435	632,781
16	75<x<=80	77.41%	387	702,794
17	80<x<=85	82.47%	425	807,350
18	85<x<=90	87.69%	553	1,337,589
19	90<x<=95	93.00%	1,010	3,392,991
20	95<x<=100	98.74%	8,322	12,586,508
Total general		14.97%	87,605	55,575,514

Figura 7. Histograma de índices por Transformadores del Nivel de Tensión 1 de EPM  
Reproducida con permiso de EPM. (2011)

El anterior histograma contiene los balances consistentes registrados en EPM, calculados con los Macromedidores instalados en Antioquia, correspondientes al 80% de un total de 120.000 transformadores aproximadamente. Debido a que el histograma de transformadores no cuenta con los balances para la totalidad de transformadores, sino para un subconjunto de ellos,

es la razón por lo que se obtiene un índice de 14.97% en el histograma a partir de la sumatoria de los balances por transformador, el cual es superior al 10.24% calculado para todo el nivel de tensión 1 o baja tensión.

De los datos anteriores se deduce que en un sistema muy grande, el fenómeno de las pérdidas parece estar bien, por lo que EPM es reconocida como una de las mejores en este sentido al tener un índice de pérdidas general de aproximadamente 8%. Pero cuando se calcularon los índices por niveles de tensión, se observó que en el nivel de tensión 1 el indicador fue 10.24%. Esto indica una problemática importante identificada en baja tensión y valida el hecho de utilizar los balances por subsistemas específicos.

Más grave fue cuando se desagregó mucho más el índice de pérdidas de ese mismo nivel de tensión 1, buscando un subsistema más pequeño aun, definido de acuerdo con los índices por transformador de distribución, donde aparecieron aproximadamente 34.459 transformadores con índices de pérdidas superiores al 10%, de un total de 87.605 balances de transformadores consistentes. En la metodología propuesta se ha definido el índice de pérdidas del 10% como el valor cercano a un nivel eficiente, con base en la Resolución CREG 128 de 2012.

Lo anterior significa que EPM tiene un reto muy grande aún para mitigar la problemática de pérdidas en subsistemas específicos, a pesar de tener un índice de pérdidas general aparentemente bajo, para lo cual las acciones que ha implementado hasta ahora no son suficientes.

El objetivo de este estudio es proponer una metodología para que la gestión integral adelantada por EPM, se complemente con acciones sugeridas o permitidas por la regulación vigente en Colombia, de acuerdo con la propuesta metodológica desarrollada en el numeral anterior.

A manera de ejemplo se aplicará la metodología a tres ítems distintos del histograma presentado en la Figura 7; Error! No se encuentra el origen de la referencia.

- Ítem 2, con un índice entre 5 y 10%, con 10,225 transformadores y un índice de pérdidas promedio de 7.27%
- Ítem 7, con un índice entre 30% y 35%, con 1,761 transformadores y un índice de pérdidas promedio de 32.41%
- Ítem 15, con un índice entre 70% y 75%, con 435 transformadores y un índice de pérdidas promedio de 72.57%

Con los datos obtenidos del histograma de transformadores de distribución y asumiendo valores para algunas variables necesarias para el análisis financiero, se modelan en Excel los escenarios de gestión para los rangos seleccionados, obteniendo de esta manera los resultados que se presentan en la Figura 8. Los flujos de caja que resultan de la simulación, se presentan en el Anexo 0.

CONCEPTO	VALORES			OBSERVACIÓN
	2	7	15	
ÍTEM HISTOGRAMA	2	7	15	
DESCRIPCIÓN DEL ÍTEM HISTOGRAMA	5>x<=10	30>x<=35	70>x<=75	Tomado del histograma
CANT. TRAFOS	10,225	1,761	435	Tomado del histograma
INDICE PROMEDIO	7.27%	32.41%	72.57%	valor calculado del histograma
RANGO ANÁLISIS DE ACCIONES	1	2	3	Se deduce de la metodología que se propone
PÉRDIDAS TOTALES	4,418,398	2,784,199	632,781	valor calculado del histograma
ENERGÍA REFERENCIA	60,775,322	8,590,319	871,920	pérdidas totales/energía de referencia
INDICE PÉRDIDAS OBJETIVO	10%	10%	10%	supuesto
PÉRDIDAS OBJETIVO	6,077,532	859,032	87,192	energía de referencia*índice objetivo
GESTIÓN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	0	1,925,167	545,589	pérdidas totales - pérdidas objetivo
VALOR DE LA INTERVENCIÓN/USUARIO	10,000	200,000	600,000	tomado de la experiencia de EPM
USUARIOS/TRAFO	30	30	30	supuesto
§ INTERVENCIÓN*TRAFO	300,000	6,000,000	18,000,000	valor intervención/usuario * usuario/trafo
TOTAL EGRESOS \$	3,067,500,000	10,566,000,000	7,830,000,000	§ Intervención*trafo * cantidad Trafos
\$/kWh mes	400	400	400	supuesto
INGRESOS mes	0	770,066,720	218,235,448	gestión de pérdidas * \$/kWh mes
TIEMPO RETORNO APROX (meses)	0	13.72	35.88	total egresos \$ / ingresos mes
TIEMPO EJECUCIÓN ACCIONES (meses)	12	12	12	supuesto
EGRESOS MES \$	255,625,000	880,500,000	652,500,000	total egresos \$ / tiempo ejecución acciones
TMR	11%	11%	11%	supuesto
PERIODO DE EVALUACIÓN (meses)	60	60	60	supuesto
TIR aprox	NO APLICA	19%	11%	cálculo Excel
VPN aprox	NO APLICA	\$1,270,728,479.43	-\$36,980,734.45	cálculo Excel
PERIODO DE RETORNO (meses)	NO APLICA	14	16	cálculo Excel

Figura 8. Análisis financiero de la gestión necesaria en EPM para gestionar sus pérdidas utilizando la nueva metodología propuesta

Para la selección de las acciones se utiliza la Figura 3, con el fin de definir los tipos de acciones a sugerir para la gestión de pérdidas. Con esta información se diseña el siguiente plan de acción con base en los resultados obtenidos en el análisis financiero:

### Para el ítem 2 del histograma con TIR inferior a la TMR, VPN negativo y periodo de retorno infinito:

De acuerdo con la metodología propuesta las acciones sugeridas son las siguientes:

1. Siempre se aplica la ley de arrendamiento a un inquilino, con el complemento de la medida prepago.
2. La implementación de acción técnica comienza con la más barata, es decir, la que corresponde al control preventivo o inspección ocular.
3. La revisión tradicional que hace parte de la mitigación del delito de defraudación de fluido, luego de analizar los resultados de la inspección ocular.

### Para el ítem 7 del histograma con TIR superior a la TMR, VPN positivo y periodo de retorno inferior a 3 años:

En este rango se cumplen los siguientes criterios financieros:

- $TIR = 19\% > TMR = 11\%$
- $VPN = 1,270,728,479 > 0$
- Recuperación de la inversión = 14 meses = 1.16 años  $\leq 3$  años

De acuerdo con esto, la priorización de acciones sería la siguiente:

1. Siempre se aplica la ley de arrendamiento a un inquilino, con el complemento de la medida prepago.

2. La implementación de acción técnica priorizada con base en el nivel de pérdidas del subsistema, de acuerdo con el plan diseñado según la resolución CREG 172 de 2011.

**Para el ítem 15 del histograma con TIR igual a la TMR, VPN negativo y periodo de retorno inferior a 3 años:**

Debido a que el valor presente neto (VPN) es negativo, entonces se debe iniciar un cobro jurídico.

## 6. CONCLUSIONES

Se desarrolló una propuesta metodológica para el control de las pérdidas, con base en las políticas vigentes.

La propuesta metodológica se basó en criterios de aplicación de las políticas, junto con criterios financieros basados en el potencial de recuperación de ingresos para la empresa.

Las políticas utilizadas en la metodología, si bien han estado al alcance de las empresas electrificadoras, no han sido implementadas dentro de la gestión de pérdidas que adelantan las mismas empresas. Lo que se mostró en este estudio, es que todas ellas son compatibles entre sí y solo basta la estructuración de criterios para su uso y una homologación de términos.

La metodología es de fácil aplicación en una empresa colombiana que preste servicios como operador de red, que cuente con suficiente información y con balances desagregados por subsistemas.

En caso analizado de EPM, el comportamiento estable del indicador muestra la falta de efectividad de las acciones tradicionales llevadas a cabo por la empresa. Esta propuesta metodológica permite adicionar nuevas líneas de acciones, estratégicamente definidas.

## 7. RECOMENDACIONES

### 7.1. *Con respecto a la regulación vigente*

Se requiere una estandarización de la metodología para el cálculo del índice de pérdidas utilizado en las diferentes políticas, con el fin de facilitar su integración y uso en la metodología que se propone en este Proyecto de Grado.

### 7.2. *Con respecto a la propuesta metodológica desarrollada*

Se requieren algunos ajustes para las políticas consideradas en esta metodología, con el fin de facilitar su integración.

### 7.3. *Con respecto al uso de la metodología que se propone*

Se recomienda proponer la metodología desarrollada en este Proyecto de Grado, a las empresas que adelantaran planes de pérdidas remunerados, según la resolución CREG 172 de 2011, como complemento a las acciones tradicionales y en reemplazo de la sanción, la cual ya no se puede aplicar a los usuarios.

### 7.4. *Con respecto a la problemática de pérdidas*

Incentivar en las empresas que desarrollan planes de pérdidas, la implementación de acciones sociales y comerciales, con el fin de

mitigar las causales de la problemática correspondientes a otros tópicos diferentes a los técnicos, las cuales se encuentran con más frecuencia en empresas que llevan largos periodos realizando control y reducción de pérdidas.

## 8. REFERENCIAS

Agroproyectos. (2014). Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable (TREMA). Recuperado de <http://www.agroproyectos.org/2014/07/que-es-la-trema.html>

Aristizábal López, A. (s.f.). *Proyectos de desarrollo*. Recuperado de <http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4010039/Lecciones/CAPITULO%20IV/tir.htm>

Colombia. Congreso de la República. *Ley 820*. (10, julio, 2003). Por la cual se expide el régimen de arrendamiento de vivienda urbana y se dictan otras disposiciones. *Diario oficial*. Bogotá. Recuperado de [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0820\\_2003.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0820_2003.html)

Colombia. Corte Constitucional. *Sentencia SU-1010* (16, octubre, 2008). *Gaceta de la Corte Constitucional*. Bogotá. Recuperado de <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=34920>

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. *Decreto 387*. (13, febrero, 2007). Por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones. Bogotá. Recuperado de <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/1526.pdf>

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. *Resolución 082*. (17, diciembre 2002). Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local. Bogotá. Recuperado de <http://www.emcali.com.co/documents/10157/44432/Resolucion+Creg+082+de+2002.pdf?version=1.0>

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. *Resolución 097*. (26, septiembre, 2008). Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Bogotá. Recuperado de <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/ENERGIA/fondos%20especiales/FAER/Creg097-2008.pdf>

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. *Resolución 119*. (21, diciembre, 2007). Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de

- electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. *Diario oficial*. Bogotá. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2?OpenDocument>
- Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. *Resolución 128*. (4, octubre, 2013). Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por el cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI para todas las organizaciones de OEF del periodo 2015-2016 y se define la cobertura con combustible alterno ante atraso de construcción de la infraestructura de regasificación. Bogotá. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/09d01479e8e9865105257bfa0081c53d/\\$FILE/Creg128-2013.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/09d01479e8e9865105257bfa0081c53d/$FILE/Creg128-2013.pdf)
- Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. *Resolución 128*. (9, noviembre, 2012). Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se aprueba el índice Pmrefj,1 y el valor de pérdidas no técnicas de referencia Pntfl". Bogotá. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/04e08af27747c45405257acd006a190e?OpenDocument>
- Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Regulación de Energía y Gas. (2011). *Resolución 172*. (1, diciembre, 2011). Por la cual se establece la metodología de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los sistemas de distribución local. Bogotá. Recuperado de <http://www.energiaenlinea.com/documentos/Creg172-2011.pdf>
- Colombia. Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio. *Resolución 1144*. (9, diciembre, 2013). Por la cual se asignan treinta y siete (37) Subsidios Familiares de Vivienda en especie a hogares con selección directa, en el marco del Programa de Vivienda Gratuita en el Proyecto Urbanización Villa Carolina del Municipio de Repelón en el departamento del Atlántico. Bogotá. Recuperado de <http://www.minvivienda.gov.co/ResolucionesVivienda/1144%20-%202013.pdf>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). *Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el sin y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía: contratación CDP-152-07*. Colombia. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/925c4f40c27f9fc a0525785a007a6fe8/\\$FILE/CIRCULAR024-2008%20T-7.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/925c4f40c27f9fc a0525785a007a6fe8/$FILE/CIRCULAR024-2008%20T-7.pdf)
- Cruz Bolívar, L. (2013). *El Delito de Defraudación de Fluidos: monografías de derecho penal* (2a. ed.). Bogotá: Universidad Externado de Colombia.

Ecofinanzas. (s.f.). *Valor presente neto*. Recuperado de [http://www.eco-finanzas.com/diccionario/V/VALOR\\_PRESENTE\\_NETO.htm](http://www.eco-finanzas.com/diccionario/V/VALOR_PRESENTE_NETO.htm)

Empresas Públicas de Medellín. (2011). *Presentación “Gestión Integral para la Reducción y el Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica del grupo empresarial EPM en Colombia*. Medellín: EPM.

#### AUTOR



Fabián André FERNANDEZ ESPINOSA. Bachiller Egresado del Liceo Panamericano Campestre, Piloto Comercial de Avión – Instructor de Vuelo Avión, próximo a gradarse como Ingeniero Electricista en la Universidad Pontificia Bolivariana. Actualmente Piloto Instructor en la formación de aspirantes a las Licencias de Piloto Privado y Piloto Comercial en Colombia.



**Anexo 3: Carta autorizando uso de Tablas y Figuras  
propiedad de EPM**

Sres. UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

Facultad de Ingeniería Eléctrica – Electrónica IEE

Área Distribución de Energía Eléctrica

Medellín, Antioquia

ABRIL/2015

Cordial Saludo

Por la presente y en calidad de Director del proyecto de Grado “PROPUESTA METODOLOGICA PARA EL CONTROL DEL DELITO DE LA DEFRAUDACIÓN DEL FLUIDO ELECTRCICO EN COLOMBIA”, y adicionalmente como Ingeniero Electricista activo en las Empresa Públicas de Medellín (EPM), autorizo el uso de Tablas y Figuras propiedad de la mencionada Empresa en el presente trabajo, ya que las mismas son material de dominio público y de suma utilidad para el desarrollo de este.

Muchas Gracias.

---

**Andrés Darío Toro Rendón**

**Ingeniero Electricista**

Profesional Técnico Distribución

Unidad CET Estudios

EPM

[andres.toro@epm.com.co](mailto:andres.toro@epm.com.co)