

**Propuesta regulatoria a la calidad del servicio prestado en el sistema de distribución Colombiano.**

Juan Carlos Aristizabal gallego

Código: 1.088.280.827

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

Facultad de ingenierías

Programa de Ingeniería Eléctrica

Pereira 2017



**Propuesta regulatoria a la calidad del servicio prestado en el sistema de distribución Colombiano.**

Juan Carlos Aristizabal gallego

Cod 1.088.280.827

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de Ingeniero Electricista.

Director

Ph.d. Alejandro Garcés Ruiz

Codirector

M.Sc. Carlos Albero Ramírez

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

Facultad de ingenierías

Programa de Ingeniería Eléctrica

Pereira

2017



## **Agradecimientos**

Al culminar esta etapa de mi vida como estudiante de pregrado de ingeniería eléctrica, agradezco en especial a mi familia, a mis padres y mi hermano por su apoyo y siempre estar en todo momento que lo necesitaba, a cada una de esas personas que compartieron conmigo y me dieron un buen consejo.

Un agradecimiento especial para Alexandra P. Duque, por su apoyo y recordarme cada día que un sueño con paciencia, perseverancia y terquedad en el día a día tarde que temprano se hace realidad.

A los profesores que con su dedicación ayudan a construir la sociedad del mañana, al Ingeniero Carlos Alberto Ramírez por su apoyo y paciencia para la construcción de esta investigación.

## Resumen

El cálculo de los índices de calidad de la energía en Colombia, por no adoptar un estándar internacional, no son comparables con los de otros países. Igualmente han presentado varios cambios desde su creación en 1998, lo que genera costos y procesos de adaptación por parte del OP's. De acuerdo a estas necesidades, este trabajo tiene como objetivo *realizar una propuesta alternativa a la manera de calcular los índices de calidad de la energía del sistema de distribución colombiano*. Generando conclusiones a partir de datos reales proporcionados por un Operador de Red, comparados con los índices de las diferentes resoluciones creadas por la CREG (070 de 1998, 087 del 2008 y 176 de 2016) y los estándares internacionales de la IEEE 1366. Es así como se propone un esquema alternativo de la forma de calcular los índices de calidad de la energía para Colombia, a partir de la norma IEEE, pero con adaptaciones propias a este país. Proponiendo un aumento en el número de grupos de calidad, una clasificación de los diferentes municipios de acuerdo a la distancia en relación al tiempo de duración en llegar a la capital/departamento. Igualmente se considera la clasificación socioeconómica de cada transformador con el fin de mejorar la calidad con equidad. Y se plantea para futuros estudios, realizar los cálculos de éstos índices usando la propuesta alternativa.

## **Lista de nomenclaturas**

**CREG:** Comisión Reguladora de Energía y Gas

**OP's:** Operadores de Red

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers

**ISA:** Interconexión Eléctrica S.A

**UPME:** Comisión de Planeación Minero Energética

**SSPD:** Superintendencia de Servicios Publico Domiciliarios

**DES:** Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio

**FES:** Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio

**IRAD:** Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad

**ITAD:** Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad

**SAIDI:** System Average Interruption duration Index

**SAIFI:** System Average Interruption Frequency Index

**CAIDI:** Customer Average Interruption duration Index

**ASAI:** Average Service Availability Index

**ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

**CND:** Centro Nacional de Despacho

**CON:** Centro Nacional de Operación

**CAC:** Comité Asesor de Comercialización

**CAPT:** Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión

**LAC:** Liquidador y Administrador de Cuentas del STN

**MEM:** Mercado Mayorista De Electricidad

## **Tabla de contenido**

CAPÍTULO 1 .....	11
1.1 Planteamiento del problema .....	11
1.2 Justificación.....	11
1.3 Objetivo general .....	12
1.3.1 Objetivos específicos.....	12
1.4 Breve reseña histórica del sistema eléctrico colombiano .....	12
CAPÍTULO 2.....	15
2.1 MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA. ....	15
2.1.1 Aspectos generales .....	15
2.2 Distribución.....	16
CAPÍTULO 3.....	17
3.1 METODOLOGÍAS USADAS PARA EL CÁLCULO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL.....	17
3.1.1 Resolución base 070 de 1998 .....	17
3.1.1.1 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES). ....	18
3.1.1.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES). ....	18
3.1.1.3 Indicadores de seguimiento de la calidad de servicio prestado .....	19
3.1.2 Resolución base 097 DE 2008.....	21
3.1.2.1 Índices de discontinuidad del servicio.....	22
3.1.2.2 Cálculo del índice de referencia agrupado de la discontinuidad (IRAD). ....	23
3.1.2.3 Cálculo del Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad .....	25
3.1.3 Resolución base 176 de 2016 .....	28
3.1.3.1 Índice de duración de la interrupción media del sistema. ....	29
3.1.3.2 Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema. ....	30
3.1.4 Índices de calidad the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1366 30	
3.1.4.1 SAIDI (System Average Interruption duration Index).....	31
3.1.4.2 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) .....	31
3.1.4.3 CAIDI (Customer Average Interruption duration Index) .....	32
3.1.4.4 ASAI (Average Service Availability Index).....	32
CAPÍTULO 4.....	33

4.1	MODELOS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA, REALIZADOS A PARTIR DE DATOS REALES, DERIVADOS DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS QUE HAN SIDO USADOS EN COLOMBIA (070, 097 y176 DE LA CREG) Y POR LA IEEE (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI).	33
4.1.1	Cálculo de la resolución 070 de 1998, a partir de datos reales de un OP´s.....	35
4.1.2	Cálculo de la resolución 097 de 2008, a partir de datos reales de un OP´s.....	36
4.1.3	Cálculo de la resolución 176 de 2016, a partir de datos reales de un OP´s.....	37
4.1.4	Cálculos de los índices de la norma IEEE 1366 (SAIDI, SAIFI, CAIDI E ASAI)...	37
4.1.4.1	Cálculo de los índices IEEE-SAIDI.....	37
4.1.4.2	Cálculo de los índices IEEE- SAIFI:.....	38
4.1.4.3	Cálculo de los índices IEEE-CAIDI.....	39
4.1.4.4	Cálculo de los índices IEEE- ASAI: .....	39
4.1.5	Ventajas y desventajas observadas en las regulaciones de índices de calidad en Colombia, a partir de los cálculos realizados con datos reales.....	41
CAPÍTULO 5.....		42
PROPUESTA ALTERNATIVA A LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....		42
5.1	Propuesta sobre la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución local.	43
5.1.1	Interrupciones del servicio de energía eléctrica .....	43
5.1.1.1	Clasificación de las interrupciones.....	44
5.1.1.2	Exclusión de interrupciones .....	44
5.1.2	Grupos de calidad para el servicio según la población.....	45
5.1.3	Clasificación de los municipios por cercanía a la capital de departamento. ....	46
5.1.4	Clasificación de transformadores por zonas socio económicas. ....	47
5.1.5	Indicadores de calidad del sistema .....	47
5.1.6	Metas de calidad para cada operador de red.....	49
5.1.7	Esquema de incentivos a la calidad.....	49
CAPÍTULO 6.....		50
Conclusiones .....		50
6.1	Trabajos futuros.....	51
Referencias bibliográficas .....		52

Anexos.....	55
-------------	----

## Índice de ilustraciones

*Ilustración 1:* Estructura Del Modelo Operativo del Sector Eléctrico. Fuente: CREG (s.f.) ..... 14

## Índice de tablas

Tabla 1: datos reales de un OP's, insumo para realizar cálculos a los diferentes esquemas. <i>Fuente propia.</i> .....	33
Tabla 2: resultados obtenidos del cálculo de la resolución 070 a partir de los datos de la tabla 1. <i>Fuente propia.</i> .....	35
Tabla 3: índices de referencia, resolución 070. <i>Fuente: CREG (1998, p.42).</i> .....	35
Tabla 4: índices de referencia modificados por la CREG a partir de la resolución 025 del año 1999. <i>Fuente: CREG (1999, p.7).</i> .....	36
Tabla 5: resultados obtenidos del cálculo de la resolución 097 a partir de los datos de la tabla 1. <i>Fuente propia.</i> .....	36
Tabla 6: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (SAIDI) usando los datos de la tabla 1. <i>Fuente propia.</i> .....	38
Tabla 7: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (SAIFI) usando los datos de la tabla 1. <i>Fuente propia.</i> .....	38
Tabla 8: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (CAIDI) usando los datos de la tabla 1. <i>Fuente propia.</i> .....	39
Tabla 9: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (ASAI) usando los datos de la tabla 1. <i>Fuente propia.</i> .....	40
Tabla 10: resultados promedio por usuario para cada trimestre a partir de IEEE ASAI. ....	41

# **CAPÍTULO 1**

## **1.1 Planteamiento del problema**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ha utilizado diferentes modelos matemáticos para calcular los indicadores de la calidad, en la prestación del servicio de energía eléctrica, prestado por los operadores de red (OP's) en Colombia.

Por lo general esos esquemas tienen una duración de 5 años, sin embargo durante este periodo sufren modificaciones por parte de la CREG, generando muchas críticas por parte de los OP's. Estas últimas se centran principalmente en el corto tiempo para ejecutar tales cambios, los costos derivados y los resultados idealizados por la propuesta de la CREG. Presentándose con ello un choque de intereses entre la comisión que busca beneficiar a los usuarios, y los operados de red que buscan cuidar sus inversiones.

## **1.2 Justificación**

Los índices de calidad del servicio de energía han sido tan variables en sus planteamientos, que en 20 años, desde 1998, se han propuesto tres esquemas distintos para calcularlo; ya que Colombia ha generado su propio modelo matemático para calcularlo.

De esta manera, Colombia no cuenta con índices comparables con otros países desarrollados o en vía de desarrollo, lo cual pone al país en desventaja frente a otros países como EEUU, quienes desde este mismo año conservan el mismo.

Igualmente los cambios realizados constantemente, generan diversos problemas de adaptación para el OP's, que debe reformular constantemente sus procesos de cálculo con el fin de responder al nuevo código.

Es así como, surge la necesidad de plantear una metodología para el cálculo de los índices de calidad de la energía, en relación a los estándares internacionales propuestos por la IEEE, pero teniendo en cuenta aspectos socioeconómicos y topográficos particulares de Colombia.

### **1.3 Objetivo general**

Realizar una propuesta alternativa a la manera de calcular los índices de calidad de la energía del sistema de distribución colombiano.

#### **1.3.1 Objetivos específicos**

- Describir el estado del arte de las metodologías en calidad de la energía creadas por la CREG en Colombia.
- Analizar las ventajas y desventajas de las propuestas regulatorias de la calidad de energía en Colombia, desde 1998 hasta el presente año y los establecidos por la Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- Comparar las metodologías regulatorias establecidas por la CREG desde 1998 hasta la fecha y hacer una nueva propuesta.

### **1.4 Breve reseña histórica del sistema eléctrico colombiano**

La energía eléctrica en Colombia ha sido sinónimo de progreso y de industrialización desde su llegada a finales del siglo XIX, cuando la ciudad de Santa Fe de Bogotá vio por primera vez las bondades de este gran servicio. Este acontecimiento se llevó a cabo gracias a la iniciativa privada, los cuales dieron los primeros pasos en el país en las áreas de la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica (INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A, 2002).

Inicialmente la energía en este país se usó en alumbrado público y paulatinamente se fue extendiendo a residencial, siendo pioneras en recibir el beneficio las personas más adineradas, lentamente comenzó a llegar a los talleres de la época, fábricas y por último al tranvía (CREG, s.f.). Los inversionistas privados no contaron con la rápida acogida del servicio eléctrico y no realizaron las ampliaciones necesarias en el sector, lo que les generó inconvenientes en la cobertura. Todos querían tener acceso a este servicio. Por lo tanto, se dieron fuertes debates entre la opinión pública del momento, conllevando a que el Estado adquiriera empresas dedicadas a generar y distribuir energía, las cuales se encontraban en las principales ciudades (INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A, 2002).

Es así como, el Estado colombiano toma el control total del sector eléctrico, en generación, distribución y comercialización, con el fin de impulsar la electrificación del

país; para ello, se crearon instituciones dedicadas específicamente al control de las áreas relacionadas con este servicio, buscando el dinamismo y la inversión (INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A, 2002).

Ahora bien, la planeación del sistema eléctrico en el país, ha presentado varios cambios en los modelos de organización del sector y la función del estado colombiano como ente regulador. Así según Sandoval, (2004) se pueden identificar cuatro periodos importantes del sistema eléctrico nacional que han llevado a la matriz energética actual:

- Llegada de las de las primeras plantas de generación eléctrica y la creación de la empresa Electroaguas en 1946.
- El Periodo de los sistemas regionales: establecido entre la creación de Electroaguas y el nacimiento de la interconexión eléctrica en 1967, en este periodo surgen el mayor número de empresas locales y nacionales prestadores del servicio.
- El nacimiento de la Interconexión: va desde la creación de la interconexión eléctrica S.A (ISA), y el racionamiento de electricidad de 1992/93 finalizando con la promulgación de la Ley de Servicios Públicos y la Ley Eléctrica en el año de 1994.
- Periodo Actual: el cual comienza a tomar forma con la reestructuración del Ministerio de Minas y Energía y la creación de tres unidades administrativas especiales:
  - Comisión de Regulación de Energía (CRE), posteriormente convertida en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
  - Unidad de Información Minero Energética (UIME).
  - Comisión de Planeación Minero Energética (UPME).

Teniendo en cuenta estas tres unidades especiales y la política de la nueva Constitución de 1991, en 1994 se comenzó con la estructuración del sector. Según esta última el Estado debe cumplir la función de regular, controlar y vigilar y no de administrar. De la misma manera, se construyó un marco regulatorio actualizado respondiendo a las necesidades del país; y se abrió la puerta a la competencia con la independización de los diferentes servicios que funcionaban de manera integral (Savogal, 2004).

Es así como, actualmente Colombia cuenta con un modelo del sector eléctrico (ver Ilustración 1). En ésta se puede observar cómo es la relación de los diferentes organismos

encargados de la regulación y otras áreas de este servicio (distribución, generación, comercialización, transmisión y clientes).

Colombia a la fecha cuenta con una capacidad instalada de 16.000Mw/h que se distribuye de la siguiente forma:

- Residencial: 42.2 %
- Industrial: 31.8 %
- Comercial: 18 %
- Oficial: 3.8 %
- Otros usos: 4.3%

Según análisis económicos la demanda de energía eléctrica crece en promedio en el país de 4 a 5 por ciento anualmente (upme y ASOCODIS, s.f.).

### Estructura Del Modelo Operativo Del Sector Eléctrico



**Ilustración 1:** Estructura Del Modelo Operativo del Sector Eléctrico. Fuente: CREG (s.f.)

Entiéndase las abreviaciones de la ilustración anterior de la siguiente manera:

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

CND: Centro Nacional de Despacho

CON: Centro Nacional de Operación

CAC: Comité Asesor de Comercialización

CAPT: Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas del STN

MEM: Mercado Mayorista De Electricidad

## **CAPÍTULO 2.**

### **2.1 MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.**

#### **2.1.1 Aspectos generales**

En 1994 se crea la ley 143 conocida como *la ley eléctrica*, creada como respuesta a la crisis de 1991/92, con el fin de alcanzar mejores niveles de eficiencia y calidad en la prestación del servicio público domiciliario. Con estas reformas se introdujeron los ambientes adecuados para que cualquier agente prestador del servicio (público, privado o de carácter mixto), pueda participar en el desarrollo del sector en un contexto de libre competencia (CREG, s.f.).

Con la aplicación de esta ley, se separan las diferentes actividades de transmisión, generación, distribución y comercialización del sector, evitando así la monopolización, conllevando e incentivando ambientes de mercado más abiertos.

Es así como, los puntos centrales del modelo regulatorio colombiano según Savogal (2004) son:

- En las actividades correspondientes a la generación y comercialización se promueve la libre competencia.

- Las actividades de transmitir y distribuir se consideran monopolios naturales y se crea un marco regulatorio para estos.
- La integración vertical no es permitida en el sector eléctrico colombiano y se establecen límites para su funcionamiento.

Este marco regulatorio ha permitido fortalecer la matriz de Energía Eléctrica Nacional, debido a que ofrece estabilidad técnica y financiera y mayores garantías de confiabilidad.

Siendo las siguientes entidades, las encargadas de velar que se cumpla con dicho marco regulatorio:

- **Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG):** tiene como función regular monopolios en las diferentes áreas de la prestación de servicios, y de propiciar la libre competencia en el mercado energético nacional mediante la expedición de regulaciones claras.

- **Superintendencia de Servicios Publico Domiciliarios (SSPD):** este organismo administrativo cumple la función de inspeccionar, vigilar y controlar a las empresas prestadoras de servicio atendiendo ciertos lineamientos establecidos por la ley.

- **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):** es la unidad especial del gobierno encargada del planeamiento y expansión del sector eléctrico colombiano, su función es de carácter técnico.

## 2.2 Distribución

La distribución de energía eléctrica en el país se caracteriza por ser *un monopolio natural* (Savogal, 2004), expresión que se entiende como aquella empresa que puede abastecer todo un mercado a un precio menor del que lo podrían hacer dos o más empresas, debido a que la distribución es realizada en cada ciudad por una única empresa prestadora del servicio. El rol del estado según el marco regulatorio consiste en vigilar y regular las actividades de los operadores dedicados a la distribución, estableciendo por medio de resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), estándares de precio y calidad que garanticen la eficiencia y el buen servicio prestado (INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A, 2002)

Teniendo en cuenta que el desarrollo de este trabajo se centrará en **los índices de calidad en el sistema de distribución**, es necesario explicar cuáles han sido las regulaciones en Colombia respecto a los índices de calidad en los sistemas de distribución local y cómo se han desarrollado de manera cronológica.

## **CAPÍTULO 3.**

### **3.1 METODOLOGÍAS USADAS PARA EL CÁLCULO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL.**

En Colombia, desde la creación de la CREG (1994), para el cálculo de la calidad de la energía realizado por los sistemas de distribución local, se han empleado tres métodos: el primero fue dado a conocer al país en el año de 1998 (resolución base 070 de la CREG), el segundo en el año 2008 (resolución base 097) y el tercero en el año 2016 (resolución base 176 de la CREG); dichas resoluciones han tenido como objetivo primordial la eficiencia, calidad y neutralidad de la prestación del servicio de energía eléctrica, establecidos por la ley 143 de 1994.

Cabe resaltar que para describir esta información, se contó con la colaboración directa de la CREG, quienes cordialmente compartieron las normas, con sus diferentes resoluciones aclaraciones y complementarias, vía correo electrónico (ver anexo 1).

#### **3.1.1 Resolución base 070 de 1998**

Con la reforma al sector eléctrico de 1994 se estableció que el Estado es quien regula, pero no administra. Más adelante en 1998 la CREG da a conocer la resolución 070, la cual establece el reglamento de distribución de energía eléctrica como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional.

Cabe aclarar que esta resolución en el numeral 6.3, establecía los diferentes indicadores para la medición de la confiabilidad del servicio en los sistemas de distribución, los cuales son objeto de análisis en dicho trabajo. Igualmente en este numeral la resolución explica la clasificación de las interrupciones del servicio de energía y las clasifica de la siguiente manera:

- a) De acuerdo con la duración de la interrupción: estas pueden ser instantáneas, transitorias o temporales.
- b) De acuerdo con el origen: no programadas y programadas.

Los Indicadores de calidad del servicio prestado y los valores a compensar se calculaban mensualmente usando los siguientes indicadores:

### 3.1.1.1 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES).

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en el circuito. Los OR´s debían calcular el indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DESc = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

**(3.1)**

Dónde:

DESc: Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio.

I: interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

(Resolución 070 de 1998, p. 39):

### 3.1.1.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES).

“Este indicador tiene como objetivo medir la confiabilidad de un STR o SDL y se entiende como el número de interrupciones que se presentan en un circuito durante los últimos 12 meses.” (Resolución 070 de 1998, p.40). Para ello se estableció el uso de la siguiente expresión:

$$FESc = NTI$$

**(3.2)**

FESc: sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, durante los últimos doce meses.

### 3.1.1.3 Indicadores de seguimiento de la calidad de servicio prestado

“Es usado por los operadores de red para tener datos estadísticos y diagnósticos, donde se realiza un seguimiento de calidad media del servicio prestado por nivel de tensión.” (Resolución 070 de 1998, p.40) estableciendo las siguientes ecuaciones:

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NT} \frac{Ua(i)}{Un(i)} * t(i) \quad (3.3)$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NT} \frac{Ua(i)}{Un(i)} \quad (3.4)$$

Dónde:

DES<sub>n</sub>: Tiempo promedio por Usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

FES<sub>n</sub>: Frecuencia promedio por Usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NT: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

Ua(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

Un(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la Interrupción i-ésima.

A la resolución base CREG 070 de 1998, se le realizaron varios ajustes y correcciones conocidas como *resoluciones modificatorias, aclaratorias y complementarias*, que enriquecieron el uso de la misma hasta el año 2008, (cuando entró en funcionamiento la regulación 097 de 2008). Estas resoluciones fueron:

- **CREG 025 de 1999:**

Por la cual se establecen los Indicadores de Calidad **DES** y **FES** para el año 1 del Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG 070 de 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución. (CREG, 1999, p.1).

- **CREG 089 de 1999:**

“Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resoluciones CREG 070 de 1998 y 025 de 1999), y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones” (CREG, 1999, p.1).

- **CREG 096 de 2000:**

“Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones” (CREG, 2000, p.1).

- **CREG 159 de 2001:**

Por la cual se propone la primera etapa de una opción tarifaria a la que podrán acogerse las empresas prestadoras del servicio público domiciliarios de electricidad a usuarios regulados y se establecen otras disposiciones en cuanto a las compensaciones por incumplimiento en los estándares de calidad del servicio prestado en los STR y/o SDL del SIN (CREG, 2001, p.1).

- **CREG 084 de 2002:**

Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el sistema interconectado nacional, relacionadas con las disposiciones de la resolución CREG 159 de 2001 y con el primer año del periodo siguiente a la transición, de que trata el reglamento de distribución de energía eléctrica (CREG, 2002, p.1).

- **CREG 113 de 2003:**

“Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el sistema interconectado nacional, de que trata el reglamento de distribución de energía eléctrica” (CREG, 2003, p.1).

- **CREG 103 de 2004:**

“Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 113 de 2003” (CREG, 2004, p.1).

### **3.1.2 Resolución base 097 DE 2008**

Dada a conocer el 26 de septiembre de 2008, esta resolución es un marco legal que incorpora los principios y metodologías para establecer los cargos por uso del STR y SDL; en los capítulos 10 y 11 da a conocer la normativa que rige a los operadores de red.

Éste trabajo se centrará en analizar el numeral 11.2 de la resolución el cual tiene título “*Calidad del Servicio de Distribución en el SDL*”, donde se aclara que la continuidad en la distribución de energía eléctrica, dentro de los niveles de calidad establecidos, será responsabilidad de los operadores de red.

Dicha resolución estableció un modelo para evaluar la calidad del servicio prestado, el cual se realiza trimestralmente en términos de la calidad media, brindada por los operadores de red a sus usuarios conectados al nivel de tensión 1, y de una condición agregada a sus usuarios conectados a los niveles de tensión 2 y 3, comparada con una calidad medida de referencia (CREG, 2008).

Las calidades se deberán expresar como un índice de discontinuidad, que está relacionada con el promedio de energía no suministrada (ENS), en función de cada unidad de energía suministrada (ES) por el OP’s. Es de resaltar que en función de la ENS, la CREG aplicaba, durante un trimestre, a la empresa prestadora (OR), un esquema de incentivos de acuerdo a la calidad (le disminuía su cargo por uso del correspondiente nivel de tensión, o si era el caso lo aumentaba).

Éste sistema de incentivos, se complementaba con un esquema de compensación a los usuarios que no recibieron un buen servicio; con el fin de disminuir la dispersión de la

calidad del servicio prestada por los OP's, en torno a la calidad media. Todo lo anterior busca garantizar un nivel mínimo de calidad para los usuarios.

Para la creación del esquema de regulación la CREG se basó en los siguientes conceptos:

- **Clasificación de interrupciones**

- a) No Programadas
- b) Programadas
- c) Causadas por terceros

- **Grupos de calidad para la medición**

Se consideran 4 grupos de calidades para la medición, y éstos se determinan de acuerdo a:

- a) GRUPO 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- b) GRUPO 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- c) GRUPO 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- d) GRUPO 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

(CREG, 2008, p.106)

### **3.1.2.1 Índices de discontinuidad del servicio**

Teniendo en cuenta la información histórica suministrada por el OP's, en base a las interrupciones y demás datos concernientes a la calidad del servicio prestado, la comisión reguladora calculaba los niveles de referencia de la calidad para cada operador, los cuales se conocen como Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD).

Igualmente las mejoras y desmejoras en relación con la calidad del servicio prestado por cada operador de red, teniendo en cuenta el nivel de referencia, eran determinadas trimestralmente. Para ello se comparaba el Índice de Referencia Agrupado de la

Discontinuidad (IRAD), con el Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad (ITAD), dando como resultado el nivel de calidad del servicio prestado durante el trimestre de cálculo.

Los índices de calidad eran calculados de acuerdo a los diferentes niveles de tensión en forma independiente, además el operador de red debía elaborar un informe que soportara los cálculos correspondientes con una precisión no menor a 7 decimales representativos.

### 3.1.2.2 Cálculo del índice de referencia agrupado de la discontinuidad (IRAD).

El IRAD era calculado por cada operador de red de acuerdo a las interrupciones que se hubieran presentado y reportado a la base de datos del Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI); eventos ocurridos en su sistema trimestral durante los periodos comprendidos de 2006 y 2007 (CREG, 2008).

El índice se calcula mediante la siguiente expresión:

$$IRAD_{n,p} = \frac{1}{2} \left[ \sum_{k=k_1}^{k_2} \left( \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,p,k} \right) \right] = \frac{1}{2} \sum_{k=k_1}^{k_2} IRADK_{n,p,k} \quad (3.5)$$

$IRAD_{n,p}$ : Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, este representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron trimestralmente los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión  $n$ , durante los años 2006 y 2007. (años 2006 y 2007 se le conoce como transición al nuevo modelo)

$IRADK_{n,p,k}$ : Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión  $n$ , durante el trimestre  $p$  del año  $k$ .

$IRG_{n,q,p,k}$ : Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad  $q$ , en el trimestre del año  $k$  y en el Nivel de Tensión  $n$

$G$ : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios

$k$ : Años de referencia en donde  $k_1=2006$  y  $k_2=2007$

$p$ : Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

(CREG, 2008, p.107)

El Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad ( $IRG_{n,q,p,k}$ ) se calculaba mediante la expresión:

$$IRG_{n,q,p,k} = \frac{NRG_{n,q,p,k}}{VT_{n,q,p,k}} \quad (3.6)$$

Donde:

$NRG_{n,q,p,k}$ : Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad  $q$ , del Nivel de Tensión  $n$ , en el trimestre  $p$  del año  $k$ .

$VT_{n,q,p,k}$ : Ventas de energía asociadas al grupo de calidad  $q$ , en el Nivel de Tensión  $n$  y para el trimestre  $p$  del año  $k$ , en kWh, según información reportada en la base de datos comercial del SUI.

(CREG, 2008, p.108)

El Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad ( $NRG_{n,q,p,k}$ ) se hallaba a partir de la siguiente ecuación:

$$NRG_{n,q,p,k} = \sum_{t=1}^{N_{n,q,p,k}} NRT_{n,t,q,p,k} \quad (3.7)$$

Donde:

$NRT_{n,t,q,p,k}$ : Nivel de Referencia de las interrupciones por Transformador, medido en kWh, de cada transformador  $t$ , que pertenece al grupo de calidad  $q$ , del Nivel de Tensión  $n$ , para el trimestre  $p$  del año  $k$ .

$Nn,q,p,k$ : Número total de transformadores del respectivo OR del Nivel de Tensión  $n$  y del grupo de calidad  $q$ , durante el trimestre  $p$  del año  $k$ .

(CREG, 2008, p.108)

### 3.1.2.3 Cálculo del Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad

El Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad ( $ITAD_{n,p}$ ) es el Índice medio de la calidad del servicio prestado por un OR y es calculado por el OR a partir de los registros de las interrupciones consignadas en la base de datos de calidad del SUI ocurridas en su sistema de distribución durante el trimestre de evaluación. (CREG, 2008, p.108)

El  $ITAD_{n,p}$  se calculaba trimestralmente, para cada OP's, como sigue:

$$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p}$$

(3.7)

Donde:

$ITAD_{n,p}$ : Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron todos los usuarios de un OR conectados al Nivel de Tensión  $n$ , durante el trimestre  $p$ .

$ITG_{n,q,p}$ : Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad  $q$ , en el Nivel de Tensión  $n$  y en el trimestre  $p$ .

$G$ : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

$p$ : Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

El Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad ( $ITG_{n,q,p}$ ) se obtiene de la siguiente manera:

$$ITG_{n,q,p} = \frac{NTG_{n,q,p}}{VT_{n,q,p}} \quad (3.8)$$

Donde:

$NTG_{n,q,p}$ : Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad  $q$ , del Nivel de Tensión  $n$ , durante el trimestre  $p$ .

$VT_{n,q,p}$ : Ventas de energía asociadas al grupo de calidad  $q$ , en el Nivel de Tensión  $n$  y para el trimestre  $p$ , en kWh, según información reportada en la base de datos comercial del SUI.

(CREG, 2008, p.109)

El Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad ( $NTG_{n,q,p}$ ) se calculaba mediante la siguiente expresión:

$$NTG_{n,q,p} = \sum_{t=1}^{N_{n,q}} NTT_{n,t,q,p} \quad (3.9)$$

Dónde:

$NTT_{n,t,q,p}$ : Nivel Trimestral de las interrupciones por Transformador, medido en kWh, de cada transformador  $t$ , que pertenece al grupo de calidad  $q$  y al Nivel de Tensión  $n$ , para el trimestre  $p$ .

*Nn,q: Número total de transformadores del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q del respectivo OR.*

(CREG, 2008, p.109)

La resolución 097 al igual que la 070, tuvo algunas modificaciones, aclaraciones y estudios que analizaban su impacto, el fin de asegurarse de que esta resolución lograra su propósito con éxito.

Estudios publicados:

- Circular CREG 076 DE 2011
- Circular CREG 036 DE 2015
- Circular CREG 064 DE 2015
- Circular CREG 063 DE 2015

Cabe resaltar que los estudios realizados con las circulares **064** y **053** de 2015 son los más importantes para el análisis que concierne a éste trabajo.

Resoluciones en generadas en relación a la resolución 097 de 2008:

**- 098 DE 2009:**

Por la cual se aclara el procedimiento de cálculo del componente EPU utilizado para el cálculo de los Índices Trimestrales Agrupados de la Discontinuidad – ITAD, se definen las fechas de reporte de información de las cuales trata el numera 10.3.1 del anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 y se establecen otras disposiciones.(CREG, 2008, p.1).

**- 067 DE 2010:**

“Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de las resoluciones CREG 097 Y 097 DE 2009, relacionadas con la calidad del servicio en el SDL”. (CREG, 2010, p.1).

**- 043 DE 2010:**

“Por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución

Local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.” (CREG, 2010, p.1)

- **157 DE 2009:**

“Por la cual se complementa la resolución CREG 097 de 2008”. (CREG, 2009, p.1)

- **110 DE 2012:**

“Por la cual se modifica el plazo establecido en el artículo 6 de la resolución CREG 043 de 2010 y se adoptan otras disposiciones relacionadas con la calidad de la energía”. (CREG, 2012, p.1)

- **025 DE 2013:**

“Por la cual se establecen los criterios y condiciones para la realización de las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local SDL”. (CREG, 2013, p.1)

- **168 DE 2013:**

Por la cual se modifican los requisitos del auditor y se establecen otras disposiciones respecto a las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local establecidas en la Resolución CREG 025 de 2013. (CREG, 2013)

### **3.1.3 Resolución base 176 de 2016**

Dada a conocer el 03 de noviembre de 2016, ésta resolución es la regulación sobre los índices de calidad de la energía, más reciente en Colombia y se basa principalmente en las normas IEEE 1366. Según la CREG (2016) por medio de ésta “...se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional” (p.1).

Ésta regulación base, en el numeral 6.2 establece los parámetros de calidad de servicio en los SDL, donde la calidad del servicio será medido en términos de duración y frecuencia de interrupciones que perciban los usuarios.

La CREG para identificar la calidad media del sistema, utiliza dos indicadores: uno basado en la duración de las interrupciones y otro en la frecuencia con que éstos se

presentan. Teniendo en cuenta estas dos medidas se calcula el desempeño logrado anualmente por cada operador de red.

Estos indicadores son una copia de los conocidos SAIDI Y SAIFI dados a conocer por la IEEE en 1998, los cuales se determinan así:

### 3.1.3.1 Índice de duración de la interrupción media del sistema.

“El indicador SAIDI representa la duración total en horas, de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por una interrupción en un período anual.” (CREG, 2016, p.108)

Se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$SAIDI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,t} * NU_{i,u,t})}{UT_t} / 60 \quad (3.10)$$

Dónde:

$SAIDI_{j,t}$ : Indicador de duración promedio de las interrupciones del servicio del OR  $j$ , durante el año  $t$ .

$D_{i,u,t}$ : Duración en minutos de la interrupción  $i$ , sucedida durante el año  $t$ , que afectó al activo  $u$  perteneciente al SDL del OR  $j$ .

$NU_{i,u,t}$ : Número de usuarios que fueron afectados por la interrupción  $i$  sucedida durante el año  $t$ , por encontrarse conectados al activo  $u$ .

$UT_t$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$ .

Cada OP's debe realizar un reporte de los sucesos ocurridos en el STL durante el periodo al SUI.

(CREG, 2016, p.108)

### 3.1.3.2 Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

“El indicador SAIFI representa la cantidad total de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados, en un período anual.” (CREG, 2016, p.108)

Se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$SAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,t}}{UT_t} \quad (3.11)$$

Donde:

*SAIFI<sub>j,t</sub>*: Indicador de frecuencia promedio de las interrupciones del servicio del OR j, durante el año t.

*NU<sub>i,u,t</sub>*: Número de usuarios que fueron afectados por la interrupción i sucedida durante el año t, por encontrarse conectados al activo u.

*UT<sub>t</sub>*: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el año t.

Los cálculos presentados y realizados por el OP's deberán coincidir con los informes realizados y enviados al SUI.

### 3.1.4 Índices de calidad the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1366

En la norma IEEE 1366, se encuentran la mayor parte de los índices de confiabilidad usados en los sistemas de distribución de energía eléctrica en diferentes países, pero es de resaltar que no todos son usados. En países como Estados Unidos de América se utiliza el SAIDI y países vecinos de éste como Canadá, se usa el SAIFI. (Warren, Ammon y Welch, 1999)

Según este mismo autor, los índices IEEE 1366 más utilizados en los Estados Unidos, de acuerdo con diferentes encuestas son:

- SAIDI: 86.88%
- SAIFI: 83.33%
- CAIDI: 81.82%
- ASAI: 66.67%

Estos cuatro índices se basan en datos referentes al consumidor, más que en los índices basados en la carga.

Ahora bien, las regulaciones que han regido en Colombia para el cálculo de los índices de calidad de la energía, son un híbrido de las IEEE 1366, ya que éstas tienen en cuenta la duración y la carga no suministrada al usuario.

#### **3.1.4.1 SAIDI (System Average Interruption duration Index)**

El índice de duración de interrupción promedio del sistema, indica la duración total promedio (minutos u horas) de la interrupción de los usuarios durante un período de tiempo predefinido (IEEE, 1998). Matemáticamente se calcula con:

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{Nro de usuarios interrumpidos} * \text{duracion de interrup.}}{\text{Nro de usuarios servidos}} \quad (3.12)$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum R_I N_I}{N_T} = \frac{\text{CMI}}{N_T} \quad (3.13)$$

#### **3.1.4.2 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, indica en promedio el número de veces que el consumidor experimenta una interrupción extendida, por un periodo de tiempo mayor a ciertas referencias, sobre un período predefinido de tiempo. (IEEE, 1998).

Matemáticamente se calcula con:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Nro de usuarios interrumpidos}}{\text{Nro de usuarios servidos}} \quad (3.14)$$

$$SAIFI = \frac{\sum N_I}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (3.15)$$

### 3.1.4.3 CAIDI (Customer Average Interruption duration Index)

Índice de duración de interrupción promedio por usuario. Éste representa la duración total promedio (minutos u horas) para restablecer el servicio (IEEE, 1998). Matemáticamente se calcula con:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Nro de usuarios interrumpidos} * \text{duracion de interrup.}}{\text{Nro de usuarios interrumpidos}} \quad (3.16)$$

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.17)$$

### 3.1.4.4 ASAI (Average Service Availability Index)

Índice de disponibilidad promedio del servicio. Este representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje), que un usuario ha recibido energía eléctrica durante el período analizado. (IEEE, 2004 & IEEE, 1998). Matemáticamente se calcula con:

$$ASAI = \frac{\text{Usuarios} * (\text{horas de servicio disponibles})}{\text{Usuarios} * (\text{horas de servicio demandadas})} \quad (3.18)$$

$$ASAI = \frac{N_t(\text{Nro horas trimestre}) - \sum R_I N_I}{N_T(\text{Nro horas trimestre})} = 1 - \frac{SAIDI}{(\text{Nro horas trimestre})} \quad (3.19)$$

## CAPÍTULO 4.

### 4.1 MODELOS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA, REALIZADOS A PARTIR DE DATOS REALES, DERIVADOS DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS QUE HAN SIDO USADOS EN COLOMBIA (070, 097 y176 DE LA CREG) Y POR LA IEEE (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI).

Para el desarrollo de éste trabajo, se usaran una serie de datos reales proporcionados por un operador de red , los cuales fueron obtenidos para la realización de un trabajo de investigación anterior, y han sido facilitados de manera oportuna, por el MSc Ingeniero, Carlos Alberto Ramírez Vanegas.

De esta manera, en ésta investigación se utilizaron dichos datos, para realizar cálculos a cada uno de los esquemas que han funcionado en el país, desde la reestructuración del sector eléctrico en 1994 hasta el año actual; logrando hacer un análisis de las regulaciones que han regido en el sector eléctrico.

La información presentada en la siguiente tabla (ver tabla 1) cuenta con una muestra bastante considerable, del sector eléctrico de un departamento, donde se establece el número de transformadores, número de usuarios afectados, nivel de tensión y grupo de calidad al cual pertenece además número de trimestre de las interrupciones entre otros.

**Tabla 1: datos reales de un OP's, insumo para realizar cálculos a los diferentes esquemas. Fuente propia.**

<b>DATOS REALES DE UN OP's, TRIMESTRE 1 Y 2 DEL AÑO 2011</b>						
<b>Datos Generales</b>			Primer Trimestre/2011		Segundo Trimestre/2011	
<b>Transfor mador</b>	Nivel de Tensión	Grupo de Calidad	Nro Usuarios	Horas de Falla trimestral	Nro Usuarios	Horas de Falla trimestral
<b>1</b>	1	1	110	5	105	4,1
<b>2</b>	1	1	113	5,25	106	4
<b>3</b>	1	1	116	5,5	107	3,9

4	1	1	119	5,75	108	3,8
5	1	1	122	6	109	3,7
6	1	1	125	6,25	110	3,6
7	1	1	128	6,5	111	3,5
8	1	1	131	6,75	112	3,4
9	1	1	134	7	113	3,3
10	1	1	137	7,25	114	3,2
11	1	1	140	7,5	115	3,1
12	1	1	143	7,75	116	3
13	1	2	146	8	117	2,9
14	1	2	149	8,25	118	2,8
15	1	2	152	8,5	119	2,7
16	1	2	155	8,75	120	2,6
17	1	2	158	9	121	2,5
18	1	2	161	9,25	122	2,4
19	2	2	164	9,5	123	2,3
20	2	2	145	9,75	124	2,2
21	2	2	141	10	125	2,1
22	2	2	137	10,25	126	2
23	2	2	133	10,5	127	1,9
24	2	2	129	10,75	128	1,8
25	2	3	125	11	129	1,7
26	2	3	121	11,25	130	1,6
27	2	3	117	11,5	131	1,5
28	2	3	113	11,75	132	1,4
29	2	3	109	12	133	1,3
30	2	3	105	12,25	134	1,2
31	2	3	101	12,5	135	1,1
32	2	3	97	12,75	136	1
33	2	3	93	13	137	0,9
34	2	3	89	13,25	138	0,8
35	2	3	85	13,5	139	0,7
36	2	3	81	13,75	140	0,6

A partir de esta información, y teniendo presente las diferentes resoluciones dadas por la CREG, desde su puesta en marcha en 1998 con la resolución 070 hasta la actual, la resolución base 176 de 2016, se realizaron los respectivos cálculos en relación a la resolución 070, 097 y 176, además de dar una mirada a los índices internacionales establecidos por la IEEE.

#### 4.1.1 Cálculo de la resolución 070 de 1998, a partir de datos reales de un OP's

Es necesario tener presente, que la resolución base 070 de 1998 calculaba la calidad del servicio prestado por los OP's por medio de los índices DES y FES.

A partir de la información presentada anteriormente en la tabla 1 y haciendo uso de las ecuaciones DES (3.1) Y FES (3.2) se realizó el cálculo de estos índice. Resultados que se evidencian a continuación (ver tabla 2):

**Tabla 2: resultados obtenidos del cálculo de la resolución 070 a partir de los datos de la tabla 1. Fuente propia.**

DES <sub>1</sub> TRIMESTRE 1	FES <sub>1</sub> TRIMESTRE1	DES <sub>2</sub> TRIMESTRE 1	FES <sub>2</sub> TRIMESTRE 1	DES <sub>1</sub> TRIMESTRE 2	FES <sub>1</sub> TRIMESTRE 2	DES <sub>2</sub> TRIMESTRE 2	FES <sub>2</sub> TRIMESTRE 2
7,27398524	1	11,37773381	1	3,22628488	1	1,42953105	1

Ahora bien, para analizar los resultados obtenidos, es necesario tener presente que la resolución 070 establece los indicadores de referencia para calcular la calidad de la energía (ver tabla 3), los cuales fueron posteriormente modificados por la resolución CREG 025 del año 1999 (ver tabla 4).

**Tabla 3: índices de referencia, resolución 070. Fuente: CREG (1998, p.42).**

INDICADOR	CIRCUITO	A PARTIR DE:		
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
DES <sub>C</sub>	Urbano y Rural	DES <sub>C1</sub>	DES <sub>C2</sub>	12 Horas
FES <sub>C</sub>	Urbano y Rural	FES <sub>C1</sub>	FES <sub>C2</sub>	18 Horas

**Tabla 4: índices de referencia modificados por la CREG a partir de la resolución 025 del año 1999. Fuente: CREG (1999, p.7).**

	AÑO 1	
	DES <sub>c</sub>	FES <sub>c</sub>
<b>GRUPO 1</b>	30	60
<b>GRUPO 2</b>	60	100
<b>GRUPO 3</b>	96	150
<b>GRUPO 4</b>	168	200

Ahora bien, al comparar los datos de la tabla 2, con los datos de la tabla 4, se evidencia que *los índices DES y FES para los usuarios que se vieron afectados son adecuados*, ya que están dentro de los estándares de referencia recomendados por la CREG a los OP's. Igualmente dicha aseveración se apoya en que la resolución 070 al ser de 1998 resulta antigua, mientras los datos usados para realizar el cálculo (tabla 1) siendo de 2011 resultan modernos, y puede decirse que han tenido un recorrido de tiempo que ha permitido que los OP's mejoren el servicio que prestaban anteriormente.

#### **4.1.2 Cálculo de la resolución 097 de 2008, a partir de datos reales de un OP's**

Recapitulando, es necesario tener presente que los índices de calidad del servicio prestado por el OP's a los usuarios, que se propuso en esta resolución, se nombraron como ITAD e IRAD, los cuales eran calculados trimestralmente y eran enviados por cada operador de red al SIU.

Usando los datos de la tabla 1, se realizó el cálculo de estos índices y se obtuvo como resultado que el ITAD del primer trimestre es mayor al del segundo trimestre (ver tabla 5), esto debido a que en el primer trimestre se presentó mayor discontinuidad del servicio prestado por parte del OP's a los usuarios.

**Tabla 5: resultados obtenidos del cálculo de la resolución 097 a partir de los datos de la tabla 1. Fuente propia.**

NIVEL DE TENSIÓN	ITAD primer trimestre	ITAD segundo trimestre
<b>NIVEL 1</b>	0,96635293	0,37484206
<b>NIVEL 2</b>	1,68490178	0,25216384

De esta manera, se puede comprobar que usando la resolución 097 del 2008, el índice de calidad percibido por el usuario y por el OP's, mejora de manera notoria con respecto a los calculados a partir de la 070 de 1998; lo cual puede relacionarse con la manera como se realizó el cálculo en relación con el intervalo de tiempo, ya que el primero se hacía mensualmente y el segundo trimestralmente, siendo las escalas de tiempo más breves, lo que se traduce en mejor percibidas por el OP's.

#### **4.1.3 Cálculo de la resolución 176 de 2016, a partir de datos reales de un OP's**

La resolución 176 de 2016 adoptó los índices IEEE (SAIFI y SAIDI) para el cálculo de la calidad de la energía eléctrica de Colombia. El análisis de estos índices se puede ver en el numeral 4.1.4 del presente trabajo, donde se detalla el método empleado para su cálculo y se analizan.

#### **4.1.4 Cálculos de los índices de la norma IEEE 1366 (SAIDI, SAIFI, CAIDI E ASAI)**

Estos cálculos son válidos para la resolución CREG 176 de 2016, donde se calcula SAIDI y SAIFI, de la misma manera que, para los datos de la IEEE 1366. Teniendo en cuenta la información suministrada en la tabla 1 y en base a las ecuaciones establecidas (ver ecuaciones 3.12 - 3.14, - 3.16 y 3.18) para desarrollar dicho cálculo, se procede a desarrollar los respectivos índices.

##### **4.1.4.1 Cálculo de los índices IEEE-SAIDI**

La IEEE establece el Índice de Duración Promedio de las Interrupciones Percibidas por el Cliente (SAIDI, por sus siglas en inglés).

Usando las ecuaciones (3.16) y teniendo en cuenta los datos de la tabla 1, se calculó el índice SAIDI para los usuarios en el trimestre 1 y 2 del año 2011 (ver tabla 6).

Es de notar que el índice SAIDI de mayor proporción, ocurrió en el trimestre uno para el nivel de tensión dos y el más bajo para el trimestre dos y nivel de tensión dos. Al observar la tabla 1, se observa que en el primer trimestre para el nivel de tensión 2 se presentó un alto nivel de discontinuidad, lo que explica los resultados de la tabla 6. Caso contrario a lo ocurrido para el trimestre 2 nivel de tensión 2.

**Tabla 6: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (SAIDI) usando los datos de la tabla 1. Fuente propia.**

Promedio usuario afectado por trimestre		Trimestre 1 nivel 1	Trimestre 1 nivel 2	Trimestre 2 nivel 1	Trimestre 2 nivel 2
<b>SAIDI<sub>1</sub></b>	<b>SAIDI<sub>2</sub></b>	<b>SAIDI<sub>1</sub></b>	<b>SAIDI<sub>1</sub></b>	<b>SAIDI<sub>2</sub></b>	<b>SAIDI<sub>2</sub></b>
0,549349556	0,136875878	7,71735993	12,0592241	3,41503676	1,51249486

De los resultados de la tabla 6, se concluye que es un índice SAIDI muy bajo. No se encontraron índices de referencia en la norma, por lo tanto se comparó con el ejemplo que propone la misma.

#### 4.1.4.2 Cálculo de los índices IEEE- SAIFI:

Es definido en la IEEE como índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema. Aunque sea un dato relevante, se desea que ocurra la menor cantidad de veces posible, ya que indica el número de veces que los usuarios del OP's alcanzan a percibir la falla o corte de suministro de la energía.

En la tabla 7, se puede observar el cálculo de los índices IEEE- SAIFI realizado para el trimestre uno y dos y para los respectivos niveles de tensión teniendo en cuenta los datos de los usuarios de la tabla 1. Igualmente se muestra, un promedio alcanzado a percibir por cada usuario que está conectado al STL. Si se comparan dichos datos, con los ejemplos que se encuentran en la IEEE (1998), el resultado obtenido puede considerarse muy bueno, porque es muy bajo; brindándole así al usuario un servicio prestado con calidad.

**Tabla 7: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (SAIFI) usando los datos de la tabla 1. Fuente propia.**

TRIMESTRE 1		TRIMESTRE 2	
NIVEL DE TENSIÓN 1	NIVEL DE TENSIÓN 2	NIVEL DE TENSIÓN 1	NIVEL DE TENSIÓN 2
<b>SAIFI<sub>1</sub></b>	<b>SAIFI<sub>2</sub></b>	<b>SAIFI<sub>1</sub></b>	<b>SAIFI<sub>2</sub></b>
1,059693729	1,06128531	1,05896132	1,05892618
PROMEDIO POR USUARIO			
0,058916084		0,058830209	

El resultado obtenido de los cálculos SAIFI *promedio por usuario* en los trimestre uno y dos (ver tabla 7) son similares lo que refleja un buen manejo de los recursos por parte del

operador y unos tiempos de respuesta satisfactorios tanto para el usuario como para el OP's.

#### 4.1.4.3 Cálculo de los índices IEEE-CAIDI

Índice de duración de interrupción promedio por usuario (CAIDI por sus siglas en ingles), tiene como objetivo calcular el tiempo promedio en minutos que demora en restablecerse el servicio de energía eléctrica por parte del OP's.

En la tabla 8 se puede ver los resultados obtenidos del cálculo del índice CAIDI, utilizando los datos que previamente se tenían de la tabla 1, en cada trimestre y su respectivo nivel de tensión.

**Tabla 8: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (CAIDI) usando los datos de la tabla 1. Fuente propia.**

CAIDI <sub>1</sub> TRIMESTRE 1 NIVEL 1	CAIDI <sub>1</sub> TRIMESTRE 1 NIVEL 2	CAIDI <sub>2</sub> TRIMESTRE 2 NIVEL 1	CAIDI <sub>2</sub> TRIMESTRE 2 NIVEL 2
7,282632443	3,21783099	3,224892822	1,428328894

Se pudo establecer que el trimestre uno y nivel de tensión uno, son el periodo de tiempo más afectado por las interrupciones del servicio, ya que éste se tardó más en restablecerse, (de acuerdo con el promedio por usuario) comparado con el otro trimestre y los otros niveles. La IEEE 1366 de 1998 establece tiempos de discontinuidad del servicio incluso mayores, lo que permite interpretar los datos del trimestre 1 nivel 1, y trimestre 2 nivel 2, como aceptables, a pesar de que exista entre éstos una diferencia de 5 minutos.

#### 4.1.4.4 Cálculo de los índices IEEE- ASAI:

Es conocido como el Índice de disponibilidad promedio del servicio. Lo ideal en este caso para el OP's es que al realizar los cálculos en los STL, el índice ASAI se encuentre lo más cercano posible a uno; dato que representa la fracción de tiempo que un usuario ha recibido energía eléctrica durante el período analizado.

En la tabla 9 se encuentran tabulados los resultados obtenidos por cada transformador analizado con la información que se encuentra presente en la tabla 1, donde se determina que todos los usuarios tiene disponibilidad del servicio mayor al 99%.

**Tabla 9: resultados obtenidos del cálculo de los índices IEEE 1366 (ASAI) usando los datos de la tabla 1. Fuente propia.**

<b>ASAI<sub>TRIMES</sub></b> <b>TRE 1</b>	<b>ASAI<sub>TRIMES</sub></b> <b>TRE 2</b>
0,99826389	0,99861111
0,99817708	0,99864499
0,99809028	0,99867886
0,99800347	0,99871274
0,99791667	0,99874661
0,99782986	0,99878049
0,99774306	0,99881436
0,99765625	0,99884824
0,99756944	0,99888211
0,99748264	0,99891599
0,99739583	0,99894986
0,99730903	0,99898374
0,99722222	0,99901762
0,99713542	0,99905149
0,99704861	0,99908537
0,99696181	0,99911924
0,996875	0,99915312
0,99678819	0,99918699
0,99670139	0,99922087
0,99661458	0,99925474
0,99652778	0,99928862
0,99644097	0,99932249
0,99635417	0,99935637
0,99626736	0,99939024
0,99618056	0,99942412
0,99609375	0,99945799
0,99600694	0,99949187
0,99592014	0,99952575
0,99583333	0,99955962
0,99574653	0,9995935
0,99565972	0,99962737
0,99557292	0,99966125
0,99548611	0,99969512
0,99539931	0,999729
0,9953125	0,99976287
0,99522569	0,99979675

En el cálculo anterior se pudo establecer que para el trimestre 1, el STL que más se vio afectado presentó un índice ASAI de 0,99522569, aproximadamente 99.5%. El cual comparado con el mejor índice para el mismo trimestre, que fue 0,99826389, aproximadamente 99.8%, al estar muy cerca al 100 % resulta casi ideal. 100%.

Adicional a este cálculo se encontró el promedio ASAI para cada usuario en los dos trimestres analizados y los resultados fueron muy favorables para el trimestre 2, que alcanzó un índice ASAI por usuario de 99.920393%, como se puede observar en la tabla 10.

**Tabla 10: resultados promedio por usuario para cada trimestre a partir de IEEE ASAI.**

PROMEDIO ASAI POR USUARIO PARA CADA TRIMESTRE	
ASAI <sub>TRIMESTRE 1</sub>	ASAI <sub>TRIMESTRE 2</sub>
<b>0,996744792</b>	<b>0,99920393</b>

De acuerdo con los datos referidos anteriormente, por cada hora de energía suministrada, el usuario dejó de recibir el servicio 2.865852 segundos, para el trimestre 2.

#### **4.1.5 Ventajas y desventajas observadas en las regulaciones de índices de calidad en Colombia, a partir de los cálculos realizados con datos reales.**

Al realizar los cálculos para cada una de las metodologías, que se han usado en la regulación de índices de calidad de la energía en Colombia, se pudieron identificar varias ventajas y desventajas, entre las que se encuentran las siguientes:

La resolución 070 de 1998 representó para los OP's del momento un gran reto. Exigía resultados en los índices de calidad, que para los usuarios representaba una mejora en el servicio; sin embargo presentaba una desventaja al tener que realizarse el cálculo cada mes, lo que convirtió el manejo de los datos, en un asunto muy complejo, debido al volumen de los mismos, la falta de tecnología y automatización. En particular la tecnología del momento, no permitía saber en tiempo real dónde y cuándo se presentaba la falla y los tiempos para restaurar el servicio, por lo tanto los OP's, requerían de grandes inversiones, para adquirir equipos y contratar el personal capacitado, para cumplir con los indicadores de referencia.

La resolución 097 de 2008, encontró unos OP's más preparados para realizar los cálculos, con tecnologías más avanzadas y con una mejora significativa en el servicio prestado, además de un sistema de incentivos llamativo que beneficiaba al OP's y que se vio reflejado en la calidad del servicio que recibió el usuario final. Los cálculos se realizaban trimestralmente y se logró tener un manejo adecuado de la información por parte de muchos OP's.

Aunque los cálculos pasaron de ser mensuales a trimestrales, éste lapso de tiempo seguía siendo una desventaja. Como también lo era tener que adaptar los protocolos que tenían para el cálculo en la 070 de 1998 a esta resolución.

La resolución 176 de 2016, es la norma vigente, y la que se asemeja más a los estándares internacionales IEEE 1366, pues retoma gran parte de ellas. Ésta tiene una ventaja con respecto a las demás, ya que encontró unos OP's sólidos y estructurados en la aplicación de los índices de calidad establecidos por la ley, con gran parte de sus STL automatizados, buen respaldo en caso de fallas y la capacidad de brindar datos más confiables. Su desventaja es que al ser una copia de las normas internacionales IEEE, no tiene en cuenta algunos aspectos propios de Colombia, los cuales no se debían copiar de otros países, entre los que se encuentran la población, el número de habitantes, el estrato socioeconómico, las distancias entre las diferentes cabeceras municipales, entre otros aspectos que demandan particularidades en la buena calidad de la prestación del servicio.

Por lo tanto, es crucial estandarizar las normas a las características propias de la región y no hacer una simple copia. Ya que cada país o región, más aun, teniendo en cuenta la diversidad territorial y cultural de Colombia, tiene necesidades distintas que demandan respuestas particulares. Sin decir con ello que no puedan establecerse normas generales.

## **CAPÍTULO 5.**

### **PROPUESTA ALTERNATIVA A LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.**

En el capítulo anterior, se aclaró que las normas deben ser analizadas respecto a las características propias de Colombia. Sin embargo, y sin ser contradictorio, es crucial estandarizar los índices de calidad en Colombia con respecto a otros países de la región y Estados Unidos de América, con el fin de garantizar calidades de energía medible y comparable respecto a otros países. Ofreciendo mejor competitividad en el mercado,

evitando abusos por parte de los OP's hacia los usuarios, y teniendo control medible de cómo se están comportando los índices de calidad en el país con respecto a otros.

Se recomienda acoger las normas IEEE 1366, que funcionan actualmente en varios países de la región y Norteamérica, pero adaptarlas al país, teniendo en cuenta las diferentes topologías de terreno y dificultades socio-económicas propias que presenta Colombia.

Es necesario tener presente, que los siguientes planteamientos por ser una propuesta de cambios, generada por el resultado e interpretación de los datos de análisis calculados en esta investigación, serán escritos de modo que simulen una resolución CREG, o norma para los índices de calidad de energía en Colombia.

Cabe aclarar, que el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), compartió vía correo, para la realización de este trabajo, la información del último censo nacional 2005 y sus proyecciones para los presentes años (ver anexo 2).

## **5.1 Propuesta sobre la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución local.**

Los niveles de calidad del servicio prestado por los OP's, en los sistemas de distribución local, serán calculados teniendo en cuenta los índices de calidad IEEE 1366 aprobados por la ANSI (Warren y Saint 2004), calculados en términos de la duración y frecuencia de las interrupciones presentadas y percibidas por los usuarios. Por consiguiente, se adoptaran indicadores que permitan establecer la calidad del servicio prestado por el OP's a cada usuario conectado a la red eléctrica de manera anual.

La calidad alcanzada por cada OP's, después de realizar los cálculos, será comparada con respecto a un índice mínimo establecido por la CREG. Donde el OP's, si los cumple, será objeto de una serie de incentivos que aumentará sus ingresos y/o disminuirá los mismos en caso de no cumplir con los requerimientos. Además se deberá compensar al usuario en caso de no cumplir con las expectativas mínimas de calidad.

### **5.1.1 Interrupciones del servicio de energía eléctrica**

Se entenderá por interrupciones de energía, siempre que por un motivo cualquiera el usuario deja de recibir el servicio de energía eléctrica, las cuales deberán clasificarse para realizar los cálculos de índices de calidad.

### **5.1.1.1 Clasificación de las interrupciones**

Para clasificar las interrupciones, los OP's deben tener en cuenta que existen dos tipos de interrupciones: las programadas y no programadas.

Las no programadas, se deben a los eventos no previstos por el OP's o sistema de transmisión regional al que se encuentra conectado el usuario.

Las programadas, son las interrupciones del servicio de energía planeadas por el OP's, o que se generan por maniobras de emergencia tras un suceso inesperado en el sistema, que requiera de la interrupción del servicio. Todo OP's debe proyectarlas en cronogramas y dar aviso a los usuarios de los cortes con anterioridad. Entre los motivos se encuentran las mejoras, mantenimientos, ampliaciones, entre muchos otros procedimientos realizados directamente por el OP's.

### **5.1.1.2 Exclusión de interrupciones**

Cuando se realice el cálculo de los índices de calidad por parte de la empresa prestadora del servicio se podrán excluir las siguientes interrupciones:

- a. Debidas a catástrofes naturales, tales como huracanes, sismos, maremotos, avalanchas, erosiones volcánicas y tornados.
- b. Generadas por fallas en el sistemas de interconexión nacional.
- c. Programadas por el OP's o debidas a proyectos de expansión, trabajos en subestaciones, mantenimientos preventivos y correctivos.
- d. Cortes provocados por adecuaciones de infraestructura gubernamental en concordancia con planes de ordenamiento territorial.
- e. Provocadas por hechos delictivos.
- f. Solicitadas por organismos de socorro y Estatales (Cruz Roja, Defensa Civil, Policía y Ejército), cuando por algún motivo se ve en peligro la integridad de un ciudadano.
- g. Producidas por accidentes de los mismos usuarios, como son accidentes de tránsito donde automotores afectan la infraestructura del OP's
- h. Generadas por usuarios individuales, por mal manejo del servicio, como cortos y deterioro de las redes en las viviendas.
- i. Suspensiones nacionales por racionamiento.

Siempre que se realice cualquier tipo de exclusión para el cálculo de los índices, los OP's deberán tener un soporte documentado de los hechos y de los avisos realizados, cuando se realizan cortes programados, donde quede claro que se avisó al

usuario mínimo 48 horas antes a la suspensión, con el fin de que el usuario programe sus actividades para el momento del corte.

Para la programación de los cortes hechos por el OP's, se deberá contar con una programación anual, la cual reportará durante los primeros 30 días del primer mes de cada año y será dirigida al SUI.

Estos reportes deberán llevar de manera detallada los siguientes aspectos:

- a. Cronograma de actividades previstas por el OP's durante el año (mantenimiento preventivo y predictivo).
- b. Los tiempos que se prevé durará el corte y solo se podrá sobrepasar el 10% del mismo. De lo contrario el tiempo extra no será excluido y entrará a hacer parte del cálculo de los índices de calidad.
- c. El OP's deberá informar por comunicado escrito a SSPD, ocho días antes los tiempos y fechas en las cuales se realizaran los trabajos y posterior a estos enviar un informe con fecha y hora de finalización del corte.
- d. Cada OP's deberá establecer los medios de comunicación que más le convenga, como radio, televisión y/o redes sociales, para hacer llegar a la mayor cantidad posible de usuarios la información del corte en los tiempos establecidos de 48 horas previas a la suspensión del servicio.
- e. El OP's deberá contar con la documentación para realizar estos cortes y con las actas que den cuenta de la manera y el medio como se informó a los usuarios.

### **5.1.2 Grupos de calidad para el servicio según la población.**

Los grupos de calidad, se clasifican en función del número de habitantes con que cuenta el municipio donde el OP's presta el servicio, según lo establecido por el DANE en censo oficial y las proyecciones dadas por la entidad.

**GRUPO 1:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con una población igual o superior a 100.000 habitantes, según proyecciones realizadas por el DANE.

**GRUPO 2:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según proyecciones realizadas por el DANE.

**GRUPO 3:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con una población menor a 50.000 habitantes y superior o igual a 20.000 habitantes según proyecciones realizadas por el DANE.

**GRUPO 4:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con una población menor a 20.000 habitantes y superior o igual a 10.000 habitantes según proyecciones realizadas por el DANE.

**GRUPO 5:** Para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con una población menor a 10.000 habitantes según proyecciones realizadas por el DANE. Igualmente pertenecerán a este grupo, los circuitos y transformadores ubicados en zona rural que no corresponde a la cabecera municipal (área urbana).

Teniendo en cuenta que hay circuitos que alimentan, tanto zona urbana como zona rural, el grupo de calidad dependerá de la ubicación física del transformador al cual el usuario se encuentra conectado.

### **5.1.3 Clasificación de los municipios por cercanía a la capital de departamento.**

La clasificación de los municipios donde los OP's prestan los servicios, se realizarán de acuerdo a los tiempos (horas) que tarde un OP's en enviar una cuadrilla, en caso de ser necesario, de la cabecera del departamento a la zona o municipio donde se presenta la falla. Esto se debe a que en la mayoría de veces, en la capital es donde se encuentra el puesto de mando y control del OP's.

Para esto se establecen 5 niveles de cercanía de capital de departamento a municipio afectado, los cuales se representa de la siguiente manera:

**NIVEL 1:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con un tiempo de reacción por parte de los OP's de menor o igual a una hora a partir del momento de la interrupción.

**NIVEL 2:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con un tiempo de reacción por parte de los OP's, mayores a una hora y menor o igual a dos horas a partir del momento de la interrupción.

**NIVEL 3:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con un tiempo de reacción por parte de los OP's mayor a dos horas y menor o igual a tres horas a partir del momento de la interrupción.

**NIVEL 4:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con un tiempo de reacción por parte de los OP's, mayor a tres horas y menor o igual a cuatro horas a partir del momento de la interrupción.

**NIVEL 5:** para los circuitos y transformadores ubicados en cabeceras municipales, con un tiempo de reacción por parte de los OP's, superior a 4 horas a partir del momento de la interrupción.

#### **5.1.4 Clasificación de transformadores por zonas socio económicas.**

Cada OP's deberá contar con una base de datos, donde se establezca a qué circuito pertenece cada transformador, qué tipo de carga se conecta a éste, si es de carácter residencial o comercial (en caso de ser residencial se debe establecer a qué estrato socioeconómico pertenece, según los puntos otorgados por planeación nacional en el programa del SISBEN), no se podrá generalizar el estrato por municipios, pues por ejemplo no es lo mismo estrato 3 en Viterbo Caldas que en la ciudad de Bogotá. Esto con el fin de aumentar los índices de calidad de la energía en Colombia con un trato equitativo para los usuarios.

#### **5.1.5 Indicadores de calidad del sistema**

La calidad del servicio, se medirá dependiendo de la cantidad y duración de las interrupciones que en promedio reciben los usuarios conectados a las redes del OP's.

Para realizar el cálculo de los indicadores, se tendrá en cuenta: un indicador para calcular la duración de las interrupciones y otro para calcular la frecuencia de estas. Con estos dos cálculos se determinará anualmente el desempeño del OP's.

Tomando como base las normas IEEE, el indicador SAIDI calculará la duración total en horas, de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios conectados a un determinado circuito de un OP's. Este cálculo se realizará para todos los usuarios, hayan sido o no afectados por las diferentes interrupciones. El periodo de cálculo se realizara cada año.

Mediante la siguiente expresión se podrán realizar dichos cálculos teniendo en cuenta:

$$SAIDI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,t,E,G,D} * NU_{i,t,E,G,D})}{UT_t} / 60 \quad (5.1)$$

$SAIDI_{j,t}$ : Indicador de duración promedio de las interrupciones del servicio del operador de red  $j$ , durante el año  $t$ .

$D_{i,t,E,G,D}$ : Duración en minutos de la interrupción  $i$ , que ocurrió durante el año  $t$ , en el estrato socio económico  $E$ , del grupo de calidad  $G$ , ubicado a un nivel de distancia  $D$ , perteneciente al operador de red  $j$ .

$NU_{i,t,E,G,D}$ : Número de usuarios afectados en la interrupción  $i$ , que ocurrió en el año  $t$ , en el estrato socio económico  $E$ , del grupo de calidad  $G$ , ubicado a un nivel de distancia  $D$ , perteneciente al operador de red  $j$ .

$UT_t$ : número total de usuarios conectados al SDL del operador de red  $j$  en el año  $t$ .

El SAIFI me permite calcular la cantidad de las interrupciones percibidas por el usuario conectado al STL, que hayan resultados o no afectados durante el periodo a calcular.

El cálculo del índice de calidad SAIFI se realizara usando la expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,t,E,G,D}}{UT_t} \quad (5.2)$$

Dónde:

$SAIFI_{j,t}$ : indicador de frecuencia promedio de las interrupciones del servicio del operador de red  $j$ , durante el año  $t$ .

$NU_{i,t,E,G,D}$ : Número de usuarios afectados en la interrupción  $i$ , que ocurrió en el año  $t$ , en el estrato socio económico  $E$ , del grupo de calidad  $G$ , ubicado a un nivel de distancia  $D$ , perteneciente al operador de red  $j$ .

$UT_t$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$ .

Toda la información deberá estar sustentada en las planillas o reportes que adopte para cada caso el SUI, y que pueda ser verificada en cualquier momento por SSPD.

#### **5.1.6 Metas de calidad para cada operador de red.**

La calidad del servicio prestado por el OP's al usuario, no podrá ser inferior al año anterior y siempre se deberá tener en cuenta que si este índice baja, el operador deberá informar a la SSPD las causas y cuáles serán los correctivos que éste tomara para mejorar en el menor tiempo posible la calidad del servicio.

En los primeros treinta días de cada comienzo de año, la CREG mediante una resolución deberá fijar unos índices de referencia promedio para cada OP's, dependiendo de los logros alcanzados en el año inmediatamente anterior.

Independientemente del OP's, los índices de calidad deberán subir con respecto a los del año pasado, un mínimo de 5% y a partir de éste se tendrá en cuenta los incentivos por la mejora en la calidad del servicio.

Los usuarios que hayan tenido suspensiones por no pago del servicio, o irregularidades en la acometida por fraude, no podrán exigir al OP's una calidad superior del servicio, en un periodo de 6 meses a partir del momento en que se ponga al día con la cartera de la empresa o corrija la irregularidad.

#### **5.1.7 Esquema de incentivos a la calidad**

La calidad del servicio prestado por cada OP's, se reflejará en la aplicación de un incentivo que se expresará como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocer.

Éste se deberá calcular comparando los índices SAIDI y SAIFI, con respecto a los de referencia establecidos por la CREG para cada periodo (año), y deberán ser mayores al 5% con respecto de los alcanzados el año inmediatamente anterior.

## CAPÍTULO 6.

### CONCLUSIONES

El marco regulatorio colombiano en índices de calidad de la energía, ha presentado varios cambios desde la creación de la CREG, pero no se ha acogido un estándar internacional que permita comparar a Colombia con otros países, lo que lleva a posibles abusos por parte de los OP's, los cuales son en últimas quienes se benefician de los recursos, tanto pagados por los usuarios como los otorgados por el Estado por medio de incentivos y subsidios.

De las tres resoluciones dadas a conocer por la CREG, la 176 de 2016 es la más acertada y con mejores lineamientos para realizar el cálculo de los índices de calidad de la energía, ya que tiene como ventaja significativa haber tomado como base la IEEE 1366, pero olvida ampliar el número de grupos de calidad, pues en Colombia hay 1122 municipios, que varían mucho en el número de habitantes, puede oscilar entre menos de cinco mil habitantes por cabecera municipal, hasta ciudades capitales de departamento con más de cien mil habitantes, e incluso millones; de ahí la importancia de ampliar los grupos de calidad de la energía a cinco, como se plantea en la “propuesta alternativa a los índices de calidad” (ver capítulo 5, subcapítulo 5.1.3).

En Colombia el 98.18% de la población recibe el suministro de SIN, la gran mayoría de los mejores índices de calidad de la energía, tienden a estar en las ciudades capitales y en los municipios cercanos a ésta, pero hay que reconocer que hay municipios interconectados muy lejos de la capital y en la zona del SIN, e allí que se plantee la necesidad de clasificar los municipios por niveles, dependiendo de la cercanía o lejanía (en horas) a la cabecera del departamento. Ésto con el fin de tener un respaldo técnico en caso de una emergencia

La clasificación de los transformadores, asociándolos a un estrato socioeconómico y/o a una actividad sea residencial o industrial, serviría para identificar las zonas del STL donde se podría priorizar el servicio. Pues en la industria, la energía eléctrica es indispensable y la falta de ésta podría parar la producción, además para llevar datos estadísticos de cuáles son los sectores donde más se presentan problemas y el porqué de los mismos.

Ésta clasificación, no se debe hacer con los estratos comunes, porque no es lo mismo estrato 3 en Manizales que estrato 3 en Marulanda Caldas, por retomar un ejemplo. Resultando importante que se plantee una alternativa de cómo Planeación Nacional mide a la población para acceder al programa de ayudas conocido como SISBEN, el cual se caracteriza por usar puntos, los cuales sí serían lo mismo en los diferentes municipios. Muy

pocos usuarios de los servicios públicos saben que existe dicha regulación que los beneficia directamente a ellos.

## **6.1 Trabajos futuros**

Usando la “propuesta alternativa a los índices de calidad”, planteada en esta investigación y conociendo los datos suministrados por el OP’s donde se establezca el estrato socioeconómico relacionado a un STL, el número de habitantes por cabecera municipal y los tiempos que se tarda en llegar desde ésta hasta la capital, futuras investigaciones podrían centrarse en realizar los cálculos del SAIFI y SAIDI y comparar los datos obtenidos de regulación presente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CREG (s.f.) *Historia en Colombia*. Recuperado de:  
<http://www.creg.gov.co/index.php/es/sectores/energia/historia-energia>
- Congreso de la República de Colombia (1994). *Ley 143 de 1994*. Recuperada de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/5a684731419aae4305256eee006e1fc8/cb63df49e18bff080525785a007a62d8?OpenDocument>
- CREG (1998). *Resolución CREG 070 de 1998*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1998-CREG070-98>
- CREG (1999). *Resolución CREG 089 de 1999*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/0489fc30037a26cd0525785a007a6404?OpenDocument>
- CREG (2000). *Resolución 096 de 2000*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2000-CREG096-2000?OpenDocument>
- CREG (2001). *Resolución CREG 159 de 2001*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2001-CREG159-2001>
- CREG (2002). *Resolución CREG 084 de 2012*. Recuperado de :  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2002-CREG084-2002>
- CREG (2003). *Resolución CREG 113 de 2003*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2003-CREG113-2003>
- CREG (2004). *Resolución CREG 103 de 2004*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2004-CREG103-2004>
- CREG (2008). *Resolución CREG 097 de 2008*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- (2009). *Resolución CREG 157 de 2009*. Recuperado de:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/cebc8a26d84c8ff60525785a007a7672/\\$FILE/Creg167-2010.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/cebc8a26d84c8ff60525785a007a7672/$FILE/Creg167-2010.pdf)

CREG (2009). *Resolución CREG 098 de 2009*. Recuperado de:  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/f7ff76bccd21d1eb0525785a007a71b8/\\$FILE/Creg-098-2009.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/f7ff76bccd21d1eb0525785a007a71b8/$FILE/Creg-098-2009.pdf)

CREG (2010). *Resolución CREG 067 de 2010*. Recuperado de:  
[http://zeus.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/41b7c4d4d195a6ee05257ce7005f6121/\\$FILE/Creg067-2014.pdf](http://zeus.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/41b7c4d4d195a6ee05257ce7005f6121/$FILE/Creg067-2014.pdf)

CREG (2010). *Resolución CREG 043 de 2010*. Recuperado de:  
[http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion\\_creg\\_0043\\_2010.htm](http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0043_2010.htm)

CREG (2011). *Circular CREG 076 de 2011*. Recuperado de:  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0c42d0fbdae2f1d105257af3005cbda5/\\$FILE/D-078A-12%20PRUEBA%20DE%20DISPONIBILIDAD.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0c42d0fbdae2f1d105257af3005cbda5/$FILE/D-078A-12%20PRUEBA%20DE%20DISPONIBILIDAD.pdf)

CREG (2012). *Resolución CREG 110 de 2012*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/5eeb958c0e17f83b05257aa6006eb7d5?OpenDocument>

CREG (2013). *Resolución CREG 025 de 2013*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c4b53210728f2a5a05257b7300748f96?OpenDocument>

CREG (2013). *Resolución CREG 168 de 2013*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a3ba139cf0f454c005257c3200797c00?OpenDocument>

CREG (2015). *Circular CREG 036 de 2015*. Recuperado de:  
<http://zeus.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/5d690874e068488505257e160000c8da>

CREG (2015). *Circular CREG 064 de 2015*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/ff518930a67721a905257e5a006d459a?OpenDocument>

CREG (2015). *Circular CREG 063 de 2015*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/aa14ac7fc205053c05257f010076cae1?OpenDocument>

CREG (2016). *Resolución CREG 176 de 2016*. Recuperado de:  
<http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/14a3a1c9d54559bb0525806100554266?OpenDocument>

- IEEE (1998). Estándares IEEE 1366. Recuperado de:  
<https://standards.ieee.org/findstds/standard/1366-1998.html>
- INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A (2002) El sector eléctrico colombiano, orígenes, evolución y retos, un siglo en desarrollo. Colombia: PANAMERICANA, FORMAS E IMPRESOS S.A
- Sandoval, A. (2004). Departamento Nacional de Planeación. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros*. Recuperado de: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios%20Economicos/272.pdf>
- Upme (2015). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*. Recuperado de:  
[http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion\\_Demanda\\_Energia\\_Electrica\\_Octubre2015.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Octubre2015.pdf)
- Warren, C., Ammon, R. y Welch, G. (Enero de 1999). A survey of distribution reliability measurement practices in the U.S. *IEEE Transactions on Power Delivery*: Recuperado de: <http://ieeexplore.ieee.org/document/736733/>
- Warren, C. y Saint, B. (2004). IEEE Reliability Indices Standards - Major Event Day Calculations and how it effects Small Utilities. *IEEE Xplore, Digital Library*. DOI: 10.1109/REPCON.2004.1307069

## ANEXOS

**Anexo 1: índices de calidad y resoluciones modificatorias. Documento compartido directamente por la CREG.**



Comisión de Regulación  
de Energía y Gas

Bogotá, D.C.,

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)  
RADICADO | S-2018-00008 | 20/09/2018  
No. REFERENCIA: E-2018-00028  
SEDE: CORREO | No. FOLIO: 2 | MENOS NO  
DESTINO: JUAN CARLOS ARISTIZABAL GALLEGO  
Para Respuesta o Adicionales Cita No. de Radicación



Señor  
JUAN CARLOS ARISTIZABAL GALLEGO  
[jaristizabal@unp.edu.co](mailto:jaristizabal@unp.edu.co)

Asunto: Su comunicación con Radicado CREG E-2018-00028

Respetado señor Aristizabal:

Hemos recibido la comunicación del asunto en la que nos informa que como estudiante de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, se encuentra realizando su trabajo de grado alrededor de una "propuesta regulatoria a la calidad del servicio prestado en el sistema de distribución colombiano", por lo tanto me voy en la necesidad de solicitar a ustedes material documental acerca de la evolución que ha tenido las regulaciones de calidad de servicio prestado en el sistema de distribución colombiano, dadas por su entidad (la 070 de 1998 y la 097 del 2008 entre otras), donde se realizan los cálculos DES, FES para la 070 de 1998 y ITAD, IRAD para la 097 de 2008 y la vigente actualmente que desconozco.

Para facilitar su proceso de consulta bibliográfica, en la siguiente Tabla encontrará un listado de la regulación de calidad asociada a las dos metodologías de calidad del servicio de distribución de electricidad que han estado vigentes.

Metodología calidad SDI		
Resolución base	Resoluciones modificatorias, aclaratorias, complementarias	Estudios publicados
CREG 070 de 1998	CREG 025 de 1999	
	CREG 089 de 1999	
	CREG 096 de 2000	
	CREG 159 de 2001	
	CREG 084 de 2002	
	CREG 113 de 2003	
CREG 097 de 2008 (vigente a la fecha)	CREG 303 de 2004	
	CREG 058 de 2009	Circular CREG 074 de 2011
	CREG 067 de 2010	Circular CREG 036 de 2015
	CREG 043 de 2010	Circular CREG 064 de 2015
	CREG 157 de 2009	Circular CREG 053 de 2015
	CREG 110 de 2012	
	CREG 035 de 2013	
	CREG 168 de 2013	



Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2, Oficina 801  
Edificio Cassette Bogotá, D.C. Colombia  
(1) 6222222 / Fax: (1) 6222100  
creg@creg.gov.co  
www.creg.gov.co



Comisión de Regulación  
de Energía y Gas



Sr. Juan Carlos Arcezobal  
[jarcezobal@ug.edu.co](mailto:jarcezobal@ug.edu.co)  
\_2 / 2

En la página web de la CREG, [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co), ingresando por el enlace *Regulación*, y allí en el enlace *Resoluciones* podrá consultar en orden cronológico toda la regulación expedida por la CREG. Los documentos soporte de las resoluciones expedidas puede consultarlos en el mismo enlace.

Para consultar las circulares CREG que contienen los estudios publicados, debe ingresar a la página web de la CREG, [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co), ingresando por el enlace *Normas y Jurisprudencia*, y allí en el enlace *Circulares* podrá consultar en orden cronológico todas las circulares expedidas por la CREG.

Para consultar la información de interrupciones DES-FES y de IRAD-ITAD, y los demás componentes de las fórmulas vigentes, debe ingresar a la página del SUJ, [www.suj.gov.co](http://www.suj.gov.co), allí entrar por el enlace *Energía luego Reportes* y allí *Técnico-Operativos*. La información contenida en los diferentes formatos que allí se despliegan contiene todos los indicadores y valores necesarios para estimar la calidad reportada por las empresas. La explicación de las variables contenidas en cada formato consultado la pueda encontrar en la Resolución SSPD No. 20102400006055 de marzo de 2010 disponible en la página de la Superintendencia de Servicios Públicos, [www.sspd.gov.co](http://www.sspd.gov.co).

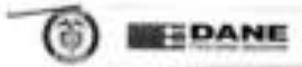
Cordialmente,

JORGE PINTO NOLLA  
Director Ejecutivo



Av. Calle 116 No. 7-10 Of. 2, Ciudad del  
Café - Ciudad Bogotá, D.C., Colombia  
T: (1) 6000000 / Fax: (1) 6000100  
E: [creg@creg.gov.co](mailto:creg@creg.gov.co)  
W: [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

**Anexo 2: respuesta del DANE, acerca de el Censo Nacional 2005 y sus proyecciones.**



DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA

**\*20174580004251\***

contactar por favor cite estos datos:  
Radicado No. - 20174580004251  
Fecha: Viernes 03 de Marzo de 2017



Manizales, Caldas

4.5.2

Señor  
JUAN CARLOS ARISTIZABAL GALLEGO  
Estudiante Ingeniería Eléctrica  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
[carstn@utp.edu.co](mailto:carstn@utp.edu.co)  
Pereira, Rosacida

Asunto: Respuesta Solicitud de información por internet Datos estadísticos departamento de Caldas. Radicado No. 20173130015332

Cordial saludo.

En atención a su amable solicitud, nos permitimos adjuntar las siguientes estadísticas disponibles, según su requerimiento de información:

1. Estimación de población 1985 - 2005 y proyecciones de población 2005 - 2020 total departamental y municipal por área.
2. Viviendas con servicio de energía eléctrica por clase de área para los municipios de Caldas, fuente censo de población y vivienda 2005.

Respecto a su consulta de información por estratos de las viviendas, en la página del DANE por medio de los microdatos de la Gran Encuesta Integrada de Hogares, en el módulo Área - Vivienda y Hogares puede acceder a la variable "Estrato para tarifa" (con código P4030s1at) en el área metropolitana, la zona urbana y rural [http://formuleros.dane.gov.co/Anexo\\_4\\_1/index.php/catalogo/427/data\\_dictionary?page=F10&tab=data\\_dictionary](http://formuleros.dane.gov.co/Anexo_4_1/index.php/catalogo/427/data_dictionary?page=F10&tab=data_dictionary).

Gracias por contactar al DANE.

Atentamente,

GUSTAVO VILLEGAS HERNÁNDEZ  
Director Territorial Centro Occidental

Escuela de Estadística y Geografía  
Bogotá, marzo de 2017

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA

DIRECCIÓN TERRITORIAL CENTRO OCCIDENTE - MANIZALES

Calle 77 No. 21-49 Barrio Millá

Teléfono (376) 8867400 - 8869202

Código postal 170003

[www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co) / [contacto@dan.gov.co](mailto:contacto@dan.gov.co)

