

## ACUERDO No. 192-E-2004

LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las quince horas con treinta minutos del día treinta de diciembre de dos mil cuatro.

### CONSIDERANDO QUE:

- I) El Artículo 5 literal c) de la Ley de Creación de la SIGET establece que una de las atribuciones de esta Institución es la de dictar normas y estándares técnicos aplicables a los sectores de electricidad y de telecomunicaciones.
- II) Por otra parte, el Artículo 2 literal e) de la Ley General de Electricidad establece que la aplicación de los preceptos contenidos en esa Ley, tiene entre otros objetivos, la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector eléctrico.
- III) El Artículo 32 literales d) y e) de la Ley General de Electricidad establece que los distribuidores presentarán semestralmente a la SIGET un informe que contendrá al menos las características y fallas de su sistema durante el período y la calidad de sus servicios y suministros.
- IV) El Artículo 75 de la expresada Ley dispone que todo usuario final deberá contratar el suministro de energía eléctrica con un comercializador. Los contratos deberán incluir la compensación por parte del comercializador por energía no entregada.

Dentro de los términos y condiciones de dichos contratos, se establece que la calidad del suministro de energía eléctrica debe ser proporcionada por la distribuidora conforme a las normas y disposiciones de calidad que emita la SIGET (Capítulo III de los Pliegos Tarifarios vigentes), normas que deben ser emitidas con el fin de mejorar sustancialmente los niveles de calidad del servicio de distribución, y que tienen su fundamento en los Artículos 67 bis literales a) y c) de la Ley General de Electricidad y 5 literal c) de la Ley de Creación de la SIGET antes expuestos.

- V) Que el Artículo 67 bis literal a) de la mencionada Ley, dispone que la SIGET establecerá las normas de calidad de servicio de los sistemas de distribución, las que comprenderán calidad del servicio y producto técnico suministrado, así como calidad del servicio comercial. Asimismo el literal c) del citado Artículo establece que todo Distribuidor estará obligado a pagar a sus usuarios las compensaciones reguladas que correspondan por deficiencias en la calidad de servicio establecidas por la SIGET.
- VI) Por medio del Acuerdo No.20-E-2002 de fecha seis de marzo del año dos mil dos, se aprobaron las “NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”, estableciéndose como objeto y alcance la regulación de los índices e

indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras deben suministrar el servicio de energía eléctrica a sus usuarios finales, de conformidad a los artículos 9 y 67 literales a) y c) de la Ley General de Electricidad y los pliegos tarifarios vigentes aplicables al suministro de energía eléctrica que realizan las empresas distribuidoras.

- VII) Con fecha diecisiete de julio del año dos mil dos, esta Superintendencia emitió el Acuerdo No. 69-E-2002, por medio del cual se aprobó la Metodología para el desarrollo de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, en donde se estableció la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial, el Control de la Calidad del Servicio Técnico y el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la campaña de regulación de la Tensión. En relación con dicho Acuerdo, con fecha dieciséis de julio de dos mil tres, se emitió el Acuerdo No. 182-E-2003, por medio del cual se aprobó la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la campaña de Perturbaciones.
- VIII) La Junta de Directores de esta Superintendencia por medio del acuerdo No.224-E-2003 de fecha cinco de septiembre de dos mil tres, confirmó el Acuerdo No. 116-E-2003 de fecha tres de junio de dos mil tres, que aprobó la Metodología para el Cálculo de la Compensación por Energía No Entregada, documento de obligatorio cumplimiento para aquellos operadores que suministran energía a usuarios finales y modificó la sección 7.3.1 de la Metodología para el Cálculo de la Compensación por Energía No Entregada, en el sentido que la información por ella requerida deberá considerarse como información con periodicidad anual
- IX) Por medio del Acuerdo No.254-E-2003 de fecha veintinueve de septiembre de dos mil tres, esta Superintendencia modificó el capítulo III COMPENSACIONES del Título VII DISPOSICIONES FINALES de las Normas de calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución contenido en el Acuerdo No.20-E-2002.
- X) El Artículo 122 B, menciona que para los efectos del literal c) del Artículo 67 bis de la Ley General de Electricidad se estará al proceso gradual que le corresponda básicamente al tiempo requerido para llenar los requerimientos de calidad que se encuentren debidamente reglamentados de conformidad a la metodología establecida por la SIGET.
- XI) La Junta de Directores de esta Superintendencia por medio del Acuerdo No.353-E-2003-B de fecha veintitrés de diciembre de dos mil tres, ordenó modificar el artículo 4 literal c) y d) de las NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO DE LOS SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN, a fin de permitir un periodo de adaptación, que permita gradualidad y transitoriedad en la aplicación y exigibilidad de las compensaciones por incumplimientos en los indicios de calidad, establecidas por la SIGET mediante el Acuerdo 254-E-2003 de fecha veintinueve de septiembre de dos mil tres; además de ordenar modificar los artículos 84.b.1 Compensación Global por TTIK, 84.b.2 Compensación Global por FMIK, 84.d.1) Compensación por SAIDI; 84.d.2) Compensación por SAIFI; 84.j.1, 84.j.3, 84.k.2; 84.l.2, 84.m.2 y 84.n.2.

- XII) Las empresas distribuidoras CAESS, S.A. de C.V.; DELSUR, S.A. de C.V.; EEO, S.A. de C.V.; AES CLESA y Cía. S. en C. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V., durante el mes de noviembre de dos mil tres, presentaron a esta Superintendencia los proyectos a ejecutar, dentro de los Planes de Inversión programados a desarrollar durante el año dos mil cuatro, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución, que permita suministrar a sus usuarios finales un servicio de energía eléctrica con calidad y cumplir con dichos proyectos antes del vencimiento de la etapa transitoria contenida en las referidas normas de calidad.
- XIII) Por medio del acuerdo No. 359-E-2003 de fecha veintinueve de diciembre de dos mil tres, esta Superintendencia después de realizar un examen a las condiciones establecidas con respecto a las Compensaciones por mala regulación de tensión, las Compensaciones por Flicker en la Tensión y Compensaciones por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, consideró adecuado incorporar algunas modificaciones a los artículos pertinentes, con el fin de proporcionar una mayor claridad, amplitud y transparencia en el procedimiento para las aplicaciones de dichas compensaciones.
- Se modificaron, además, los períodos correspondientes a las Etapas de Transición y Régimen establecidas en los literales c) y d) del Artículo 4 de las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, CAPÍTULO III, denominado ETAPAS DE IMPLEMENTACIÓN, contenido en el Acuerdo No. 20-E-2002. Durante la Etapa de Transición, los distribuidores ajustaron, en forma conjunta con SIGET la metodología de control a aplicar durante la Etapa de Régimen, con el fin de posibilitar una adecuación gradual de los operadores y usuarios a las exigencias de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- Así mismo, se modificaron los artículos 84.i, 84.k.2, 84.l.2 inciso 2°, 84.m.1 parte b) con las respectivas definiciones de las variables del mismo artículo y adicionar el artículo 84.h.4, contenidos en el Acuerdo No. 254-E-2003, por medio del cual se sustituyó el capítulo III COMPENSACIONES del Título VII DISPOSICIONES FINALES de las “NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”, comprendido en el Acuerdo No. 20-E-2002, emitido con fecha seis de marzo del año dos mil dos.
- XIV) Mediante el acuerdo No. 359-E-2003, se estableció que la etapa de régimen de las NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, iniciaría a partir del primero de enero del año dos mil cinco. Para esta etapa el distribuidor tendría que contar con los sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la SIGET efectuar los controles previstos en las presentes normas, por lo que los distribuidores deberían de realizar la adecuación de su infraestructura, de forma tal que posibilite el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial.

- XV) Según lo establecido en el artículo 4, literal c, etapa transitoria, del acuerdo 20-E-2002, los distribuidores ajustarán en forma conjunta con SIGET la metodología de control a aplicar durante la etapa de régimen.
- XVI) Las distribuidoras contrataron a una empresa Consultora internacional con el fin de establecer un diagnóstico de la situación real respecto a la calidad y parámetros de medición, la que evaluó dichas condiciones proponiendo efectuar ciertos ajustes que consideran necesarios en los límites de los indicadores de calidad, previo a la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen inicialmente programada, según fue expresado en su informe final entregado a esta Superintendencia en febrero de 2004, con el título denominado “Análisis y Sustentación de las Exigencias de Calidad de Servicio”.
- XVII) Con base en la propuesta de modificación a la normativa de calidad presentada por las empresas distribuidoras y a sus planes de inversión para mejorar las redes eléctricas propuestos para el período 2005-2007; la SIGET, utilizando sus programas de control de calidad, realizó un análisis en donde se calcularon los indicadores de calidad de los sistemas de distribución, comprobando que es conveniente ajustar la normativa de calidad.
- XVIII) Por lo tanto, es procedente que esta Superintendencia ajuste las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, con el fin de proteger tanto los derechos de los usuarios como de las entidades que desarrollan actividades en el sector eléctrico. En consecuencia, resulta fundamental para el cumplimiento de las atribuciones de esta Institución, que el suministro de energía eléctrica a usuarios finales sea proporcionado por los distribuidores conforme a normas de calidad del producto técnico suministrado, del servicio técnico prestado (continuidad del suministro de energía eléctrica) y del servicio comercial (atención al cliente), para lo cual es imperativo que tanto la operación y mantenimiento de la red de distribución como las inversiones en la misma, permitan contar con una red eficientemente dimensionada y operada, bajo estándares internacionales de calidad y eficiencia, como lo demanda el régimen legal aplicable.

POR TANTO, en uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- I. Dejar sin efecto los acuerdos Nos. 20-E-2002, 254-E-2003 y 359-E-2003.
- II. Emitir las siguientes:

## NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

### TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

#### CAPITULO I OBJETO Y ALCANCE

Art.1. **Objeto de las normas.** Las presentes Normas tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa:

- a) La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio;
- b) La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes:
  - i) Niveles de Tensión;
  - ii) Perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas);
  - iii) Incidencia del Usuario en la calidad.
- c) La calidad del servicio comercial que está relacionado con los elementos siguientes:
  - i) La Atención al usuario;
  - ii) Los medios de atención al usuario;
  - iii) La precisión de los elementos de medición.

Art. 2. **Alcance de la Normas.** Quedan sujetas a las disposiciones de las presentes Normas todos los distribuidores y usuarios que hacen uso de las redes de distribución de energía eléctrica.

#### CAPITULO II DEFINICIONES

Art. 3. **Definiciones.** Para los efectos de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, se establecen las siguientes definiciones:

**ANSI:** (Instituto Nacional Americano de Normas), por sus siglas en inglés, American National Standards Institute.

**Días Hábiles:** Se consideran los días laborales de la SIGET.

**Distorsión Armónica:** Es la distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiples de dicha frecuencia nominal.

**Flicker:** Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

**Frecuencia Nominal:** es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional con un valor de sesenta hertzios (60 Hz).

**IEC:** (Comisión Electrotécnica Internacional), por sus siglas en inglés, International Electrotechnical Commission.

**Interrupción:** Se considerará como interrupción toda falta de suministro de energía eléctrica en el punto de entrega al usuario.

**Interrupción Momentánea:** Son aquellas interrupciones que tienen una duración limitada hasta de tres (3) minutos, el cual es el tiempo requerido para restablecer los dispositivos de control y protección.

**Interrupción Sostenida:** Cualquier interrupción no clasificada como momentánea.

**Normas:** Las presentes Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

**Servicio Urbano:** Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en áreas con asentamientos habitacionales, comerciales y/o industriales, con distribución ordenada y regularmente establecidos. Son áreas densamente pobladas que son cabeceras departamentales o municipales o núcleos integrados a las anteriores.

**Servicio Rural:** Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del Servicio Urbano, donde la distribución de viviendas o parcelas es irregular o en forma dispersa y por lo general no existe una distribución planificada de propiedades.

**Tensión Nominal:** Es el valor Eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidos por la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad de servicio eléctrico de distribución, que prestan los distribuidores.

**Nodo de Carga:** Es el punto donde se unen varios elementos de la red, donde se encuentran conectados usuarios de Media o Baja Tensión.

### **CAPITULO III. ETAPAS DE IMPLEMENTACION**

Art. 4 **Implementación de la Etapa de Régimen.** Con el fin de posibilitar una adecuación gradual de los operadores y usuarios a las exigencias de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, el proceso de implementación de la etapa de Régimen se realizará en tres períodos con niveles de exigencia crecientes, cuyas fechas de implementación son las siguientes:

- a) **1 de enero de 2005 – 31 de diciembre de 2005.** Durante este periodo las empresas distribuidoras deberán desarrollar los Planes de inversión comprometidos para adecuar su infraestructura eléctrica, de forma tal que posibilite el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución, además de contar con los sistemas de adquisición y manejo de información que permitan a la SIGET efectuar los controles previstos en las presentes normas. Se controlará la calidad suministrada del servicio eléctrico de distribución mediante el seguimiento de indicadores globales e individuales para exigir el cumplimiento de los valores establecidos en estas normas, compensándose en este periodo las transgresiones a los límites individuales en la Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico.

En los primeros treinta días de Enero de 2005, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

Sin embargo, si al finalizar este período las empresas distribuidoras de energía eléctrica, hubieren demostrado haber realizado todos los esfuerzos e inversiones necesarios para alcanzar los estándares de calidad contenidos en esta norma para ese año y se comprobare que aún no corresponden a los indicadores mínimos exigidos, SIGET podrá prorrogar la compensación por indicadores globales de calidad del servicio técnico por un año más.

- b) **1 de enero de 2006 – 31 de diciembre de 2007:** En este período, entrarán en vigencia las compensaciones por Calidad de Servicio Técnico, además de continuar las compensaciones individuales en las Calidades de Servicio Comercial y Producto Técnico; las empresas distribuidoras continuarán desarrollando el plan de inversiones comprometido para dicho período, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución.

En los primeros treinta días de Enero de 2006 y 2007, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

- c) **1 de enero de 2008 en adelante:** En este período se aplicarán todas las compensaciones individuales y globales por las transgresiones a los límites establecidos en la norma de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución; además de entrar en vigencia las compensaciones por perturbaciones. Las empresas distribuidoras continuarán desarrollando las inversiones que consideren necesarias para el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial.

En los primeros treinta días de Enero de 2008, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

La totalidad de la información obtenida en los diferentes periodos, referente a los controles de calidad, deberá remitirse a la SIGET con los archivos magnéticos y formatos que ésta ha determinado.

## **TITULO II SISTEMA DE MEDICION**

### **CAPITULO I. SISTEMA DE MEDICION Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN**

Art. 5. El objeto de establecer un Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la Calidad del Servicio Técnico y la Calidad del Producto, sistema que deberá contemplar al menos, lo siguiente:

- a) La interrelación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de Calidad del Servicio Técnico y de Calidad del Producto, establecidos en estas Normas;
- b) El cálculo de las compensaciones;
- c) El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las compensaciones;
- d) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- e) La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información;
- f) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridas por la SIGET; y,
- g) Las pruebas pertinentes que permitan a la SIGET, realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

### **CAPITULO II. SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS**

Art. 6. El objeto del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios es que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, al menos lo siguiente:

- a) La plena identificación del Usuario;
- b) El conocimiento del tipo de servicio contratado y su correspondiente estructura tarifaria;
- c) La identificación de los componentes de la red, entre otros: Transformador Media/ Baja Tensión, Conductor de Media Tensión, Transformador Alta/ Media Tensión, hasta el límite de sus propias instalaciones, asociadas a cada Usuario;
- d) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- e) La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;



- f) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la SIGET; y,
- g) Las pruebas pertinentes que permitan a la SIGET, realizar auditorias del funcionamiento del sistema.

### **CAPITULO III. SISTEMA DE CONTROL DE SOLICITUDES Y RECLAMOS DEL USUARIO**

Art.7. El objeto del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- a) La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del servicio de distribución;
- b) La recepción y trámite de reclamos de los Usuarios;
- c) La atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier medio de comunicación, para atender los reclamos, ininterrumpidamente, durante las veinticuatro horas del día, todos los días;
- d) El procedimiento para dar a conocer al Usuario el código o número del reclamo, mismo que le posibilite su seguimiento para dar respuesta y solución;
- e) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- f) La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
- g) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la SIGET; y,
- h) Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorias del funcionamiento del sistema.

## **TITULO III.- OBLIGACIONES**

### **CAPITULO I OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR**

Art.8. El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:

- a) Prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas;
- b) Cumplir en lo que le corresponde con lo consignado en estas Normas y procedimientos aprobados por SIGET;
- c) Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones ocasionadas por él o por un Usuario conectado a su red, que afecten el servicio de Terceros;
- d) Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a dos años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas;

- e) Pagar a sus Usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias, acreditándolas en la facturación de acuerdo a lo establecido en la presente normativa.

## **CAPITULO II OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS**

Art.9. Las obligaciones de los Usuarios serán las siguientes:

- a) Cumplir en lo que corresponda con lo consignado en estas Normas y en procedimientos aprobados por la SIGET;
- b) Suscribir con un Comercializador el contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento y las Normas aplicables;
- c) Realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del Distribuidor que afecte la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

## **TITULO IV CALIDAD DE SERVICIO TECNICO**

### **CAPITULO I. GENERALIDADES**

Art.10. **Evaluación de la Calidad de Servicio Técnico.** La calidad de Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Art.11. **Período de control para la Calidad del Servicio Técnico.** El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos anuales continuos.

Art.12. Para efectos de cálculo de indicadores de calidad, se consideraran las interrupciones sostenidas.

### **CAPITULO II INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO**

Art.13. **Índices de Calidad para las Interrupciones.** La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kilovoltios amperios (kVA), en adelante FMIK; Tiempo Total de Interrupciones por kilovoltios amperios (kVA), en adelante TTIK; Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones /usuarios del sistema/ año), en adelante SAIFI; Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas/ usuarios del sistema /año), en adelante SAIDI; Energía No Suministrada, en adelante ENS; y por índices o indicadores individuales por usuario que se controlarán y que serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada usuario individual SAIFI y SAIDI; además de los siguientes: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio al Consumidor Afectado (interrupciones /usuarios afectados/ año) CAIFI; Índice de Duración de Interrupción Promedio por Consumidor (horas /interrupción del consumidor) CAIDI.

### Indicadores Globales:

#### a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

La frecuencia media de interrupción por kVA representa la cantidad de veces que el kVA promedio de la Empresa Distribuidora sufrió una interrupción de servicio en el período analizado.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$FMIK^{RED} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED}}{kVA_{TOTAL}^{RED}} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{MTBT} + \sum_{i=1}^N PCon_i^{USUMT}}{kVA_{TOTALES}^{MTBT} + PCon_{TOTALES}^{USUMT}} \Bigg/ FP \Bigg|^{RED}$$

Donde

- $FMIK^{RED}$  : Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado para redes del Tipo URBANO y RURAL.
- $\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED}$  : Sumatoria de los kVA afectados por las Interrupción “i”, que van desde la 1 hasta la N. En los kVA afectados se debe considerar los de transformación MTBT como el de los usuarios de MT (USUMT) interrumpidos.
- $kVA_i^{MTBT}$  : kVA afectados en los centros de transformación MTBT
- $PCon_i^{USUMT}$  : Potencia Contratada de los usuarios MT afectados por una interrupción.
- $kVA_{TOTAL}^{RED}$  : Sumatoria de los kVA Totales instalados en transformación y de los usuarios de MT.
- $kVA_{TOTALES}^{MTBT}$  : Sumatoria de los kVA totales en los centros de transformación MTBT
- $PCon_{TOTALES}^{USUMT}$  : Sumatoria de la potencia contratada de todos los usuarios MT
- FP : Factor de Potencia = 0.9

### b) Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

TTIK: Representa el tiempo, en valor medio, que cada kVA del conjunto considerado estuvo sin suministro en el año.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$TTIK^{RED} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED} xHs_i}{kVA_{TOTAL}^{RED}} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{MTBT} xHs_i + \sum_{i=1}^N PCon_i^{USUMT} xHs_i}{kVA_{TOTALES}^{MTBT} + PCon_{TOTALES}^{USUMT}} \Bigg/ FP \Bigg|^{RED}$$

Donde

$TTIK^{RED}$  : Tiempo Medio de Interrupción por kVA instalado para redes del Tipo URBANO y RURAL.

$\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED} xHs_i$  : Sumatoria de los kVA afectados por Duración (Hs) de la Interrupción “i”, que va desde i=1 hasta i= N. En los kVA afectados se debe considerar los de transformación MTBT como el de los usuarios de MT (USUMT) interrumpidos.

$kVA_i^{MTBT}$  : kVA afectados en los centros de transformación MTBT

$PCon_i^{USUMT}$  : Potencia Contratada de los usuarios MT afectados por una interrupción.

$kVA_{TOTAL}^{RED}$  : Sumatoria de los kVA totales instalados en transformación y de los usuarios de MT.

$kVA_{TOTALES}^{MTBT}$  : Sumatoria de los kVA totales en los centros de transformación MTBT

$PCon_{TOTALES}^{USUMT}$  : Sumatoria de la potencia contratada de todos los usuarios MT

FP : Factor de Potencia = 0.9

- c) **Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones /usuarios del sistema /año) (SAIFI)**

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^N Usu_i}{Usu_T}$$

Donde:

- N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio  
*i* = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;  
 Usu<sub>*i*</sub> = Número de Usuarios Afectados por la Interrupción “*i*”  
 Usu<sub>T</sub> = Número Total de Usuarios de la Empresa Distribuidora

- d) **Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas/ usuarios del sistema /año) (SAIDI);**

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^N (Dur_i \cdot Usu_i)}{Usu_T}$$

Donde:

- N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio  
*i* = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;  
 Dur<sub>*i*</sub> = Duración de la Interrupción “*i*”  
 Usu<sub>*i*</sub> = Usuarios Afectados por la Interrupción “*i*”  
 Usu<sub>T</sub> = Usuarios Totales de la Empresa Distribuidora

### **Indicadores Individuales:**

Los indicadores individuales o por usuario que se controlarán serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada usuario o cliente individual, índices que se detallan a continuación: Índice de frecuencia de interrupción por usuario usuario (interrupciones /usuario /año) (SAIFI<sub>US</sub>); Índice de duración de interrupción por usuario (horas /usuario /año) (SAIDI<sub>US</sub>); Índices de frecuencia de interrupción promedio por usuario (interrupciones /usuarios afectados /año) CAIFI; Índice de duración de interrupción promedio por usuario (horas/ interrupción del usuario) CAIDI.

**a) Índice de Frecuencia de Interrupción por Usuario SAIFI<sub>US</sub> (interrupciones /usuario /año)**

$$SAIFI_{US} = \sum_i^N \text{Interrupciones}$$

Donde:

N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio

i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;

**b) Índice de Duración de Interrupción por Usuario SAIDI<sub>US</sub> (horas /usuario /año)**

$$SAIDI_{US} = \sum_i^N \text{Tiempo}_{(i)}$$

Donde:

N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio

I = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;

**c) CAIFI. Índices de Frecuencia de Interrupción Promedio al Usuario Afectado (interrupciones /usuarios afectados /año)**

$$CAIFI = \frac{\sum_i^N I_i}{\sum_i^N M_i}$$

Donde:

$I_i$  = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio para el nodo de carga i

$M_i$  = Número de usuarios Afectados al nodo de carga i.

N = Número de total de nodos de carga,

i = Contador de número nodos de carga, variando de 1 a N;

Los usuarios afectados deben contarse solo una vez, independientemente del número de interrupciones que ellos pueden tener en un año. Este índice se usa particularmente cuando el año calendario es comparado con otro año calendario, dado que, en cualquier año calendario, no todos los usuarios pueden ser afectados y muchos de ellos pueden tener continuidad en el servicio.

d) **CAIDI. Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario afectado (horas/interrupción del usuario)**

$$CAIDI = \frac{\sum_i^N Dur_i Usu_i}{\sum_i^N Usu_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Donde:

$Dur_i$  = Duración de interrupciones, ocurridas en el período de estudio

$Usu_i$  = Número de usuarios afectados por la interrupción  $i$ ,

$N$  = Número de total de interrupciones,

$i$  = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a  $N$ ;

Art.14. Las tolerancias en los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico de energía eléctrica son:

**Tabla No. 1 Límites de los Indicadores de Calidad para las Empresas de Distribución**

Indicador	Unidad	IMPLEMENTACIÓN ETAPA DE RÉGIMEN			
		Urbano		Rural	
		Período año 2005 al 2007	Período a partir del año 2008	Período año 2005 al 2007	Período a partir del año 2008
<b>FMIK</b>	Global Int/año/kVA	8	5	14	12
<b>TTIK</b>	Global horas/año/kVA	14	10	30	24
<b>SAIFI</b>	Global Int./año	9	7	15	12
<b>SAIDI</b>	Global horas/año	18	14	30	24
<b>SAIFI<sub>us</sub></b>	Individual Int./año/usuario	10	8	20	15
<b>SAIDI<sub>us</sub></b>	Individual horas/año-usuario	20	16	40	30
<b>CAIFI</b>	Individual Int./año-usuario afectado	16	14	22	18

## TITULO V CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

### CAPITULO I GENERALIDADES

Art.15. La Calidad del Producto suministrado por el distribuidor, será evaluada mediante el sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la SIGET para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto a los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Distorsión Armónica y Flicker.

Art.16. La incidencia del usuario en la calidad del producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio Distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a la Distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia.

Art.17. El control de la Calidad del Producto será efectuado por los Distribuidores, mediante mediciones en periodos mensuales denominados Periodos de control, en la cantidad de puntos establecidos en estas normas. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinarán semestralmente índices o indicadores globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en los últimos doce meses.

Art.18. **Período de Medición.** Dentro del Período de Control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad del Producto será de siete días calendario, denominado Período de Medición.

Art.19. **Intervalo de Medición.** Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker será de diez (10) minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina intervalos de medición (k).

Art.20. **Mediciones adicionales.** Cuando el caso lo requiera y/o a solicitud de SIGET, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red indicado, utilizando los mismos períodos e intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

### CAPITULO II NIVELES DE TENSIÓN

Art.21. La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.



### Indicadores Individuales de Producto Técnico

Art.22. **Niveles de Tensión.** El Indicador de Calidad para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición  $k$ , es la diferencia  $\Delta V_k$  entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega  $V_k$  y el valor de la tensión nominal  $V_N$  del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%$$

Art.23. **Límites Admisibles.** Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al usuario, se indican en la siguiente Tabla:

**Tabla N° 2- Límites permisibles de Tensión**

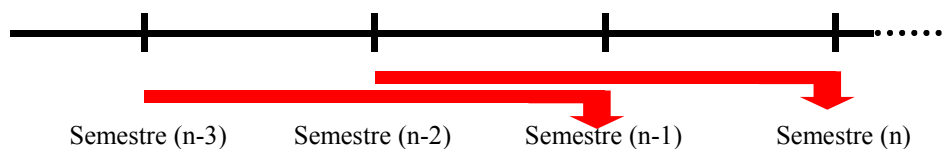
NIVEL DE TENSIÓN	$\Delta V_k$		
	Régimen período año 2005 en adelante		
	Urbano	Rural	Aislado
Baja Tensión ( $\leq 600$ V)	$\pm 7 \%$	$\pm 8\%$	$\pm 8.5 \%$
Media Tensión ( $600V < V < 115kV$ )	$\pm 6 \%$	$\pm 7\%$	$\pm 8.5\%$

Art.24. Las empresas distribuidoras serán responsables del cumplimiento de los límites permisibles de tensión en redes de distribución de terceros que sean operadas por el distribuidor, es decir, aquellas sobre las que hayan asumido su responsabilidad de la operación, mantenimiento y reposición de conformidad al plan de trabajo que hubiere sido presentado y aprobado por SIGET. Esta condición no aplicará a aquellas líneas de terceros cuando por cualquier medio se obstaculice, dificulte o impida al distribuidor realizar las labores de operación, mantenimiento y reposición de las mismas.

### Indicadores Globales de Producto Técnico

Art. 25. Para evaluar convenientemente el conjunto de mediciones realizadas a lo largo de la Campaña de Medición se determinarán los Indicadores Globales, independientes de aquellas que podrían surgir por los apartamientos registrados en cada una de las mediciones realizadas.

Art.26. Estos indicadores se calcularán semestralmente considerando una ventana móvil anual que contempla las mediciones realizadas en el semestre bajo análisis "n" y el anterior "n-1". En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:



Art.27. Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los indicadores, se analizarán en base a los apartamientos del valor nominal medido, discriminados por Rangos de Unidad Porcentual, de acuerdo a los siguientes indicadores globales:

- a.  $FEB_B$ : Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión.

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

$FEB_B$  = Frecuencia Equivalente asociada al Rango "B".

$Nrg_B$  = Cantidad de Registros válidos asociada al Rango "B".

$Nrg_{TOT}$  = Cantidad total de registros válidos.

Este indicador discrimina a su vez la cantidad de registros que están dentro y fuera de las tolerancias establecidas, de acuerdo a lo siguiente:

- i)  $FEB_{PER}$  = Frecuencia equivalente dentro de los límites admisibles

$$FEB_{PER} = \frac{Ntrg_{PER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

$FEB_{PER}$  = Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{PER}$  = Número Total de Registros válidos dentro de las tolerancias establecidas.

$Nrg_{TOT}$  = Cantidad total de registros válidos.

ii)  $FEB_{NoPER}$  = Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles

$$FEB_{NoPER} = \frac{Ntrg_{NoPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

$FEB_{NoPER}$  = Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{NoPER}$  = Número Total de Registros válidos fuera de las tolerancias.

$Nrg_{TOT}$  = Cantidad total de registros válidos.

b.  $FEBP_B$ : Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión Fuera de los Límites admisibles.

$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{Tot}}$$

Donde:

$FEBP_B$  = Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión "B" fuera de los límites admisibles

$NrgP_B^{(p)}$  = Cantidad de Registros válidos fuera de los límites admisibles asociados con el Rango "B".

$NrgP_{Tot}$  = Cantidad de Registros Totales válidos fuera de los límites admisibles.

c.  $FEEC_B$ : Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{TotMed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T}$$

Donde:

$Eng_B^{(med)}$  = Energía Registrada en la medición (med) asociada con el Rango de Tensión "B".

$Eng_T$  = Energía Total Registrada

$TotMed$  = Total de Mediciones Realizadas en el Período Considerado.

Art.28. **Tolerancia de los Índices Globales y mediciones individuales.** Para los primeros dos períodos de la etapa de régimen se establece el cinco por ciento (5%) como el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global  $FEB_{NOPER}$  (Rangos No Permitidos) en cada semestre controlado, y a partir del tercer período, se establece un tres por ciento (3%), estos mismos límites se utilizarán para definir si una medición se encuentra o no fuera de tolerancia.

### **Campaña de Medición**

Art.29. El control del nivel de tensión suministrada se basará en los resultados de cada una de las mediciones realizadas y de indicadores del tipo global obtenidos a partir de los resultados de la totalidad de las mediciones efectuadas mediante la ejecución de campañas de medición, en diversos puntos de la red.

Art.30. El equipamiento de medición a utilizar por el distribuidor deberá ser de un tipo especialmente diseñado para medir niveles de tensión o voltaje.

Art.31. Es obligación de la empresa de distribución eléctrica, efectuar mensualmente un registro o medición válido del nivel de tensión en el uno por ciento (1%) de sus usuarios de Media Tensión seleccionados al azar con criterio estadístico, agrupados por Corregimiento y Categoría Tarifaria.

Art.32. El registro o medición en cada usuario deberá realizarse por un período no inferior a los siete (7) días calendario, registrando valores a intervalos de quince (15) minutos.

Art.33. Las empresas de distribución deberán empezar con el programa de medición, a partir de la primera fecha de implementación de los límites permisibles de tensión, según se establece en las presentes normas.

Art.34. La empresa de distribución deberá suministrar el listado de usuarios con su localización, categoría tarifaria y nivel de tensión de suministro, para su control en los meses de abril y octubre de cada año.

Art.35. La SIGET presentará a la Distribuidora los puntos de medición seleccionados aleatoriamente, en los cuales se incluirán un número superior en un veinticinco por ciento (25%) de los establecidos para cada Distribuidora, con el fin de asegurar el cumplimiento de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar. Se deberá identificar claramente el orden de ocurrencia de los puntos

seleccionados, dado que éste será también el orden que se deberá tomar como referencia para la campaña de medición.

Art.36. En el caso que no resulte posible la instalación en alguno de los puntos seleccionados, se elegirá el punto siguiente de acuerdo con el orden de ocurrencia, dejando claramente identificado el motivo por el cual no se pudo realizar la medición. La distribuidora deberá informar mensualmente a la SIGET los puntos seleccionados que no pudieron ser medidos con la justificación de cada caso.

Art.37. La cantidad de mediciones a realizar mensualmente en Baja Tensión, estará asociada con el número de usuarios en Baja Tensión que tenga cada distribuidora conectado en sus Redes de Distribución, de acuerdo a la siguiente Tabla:

**Tabla N° 3- Número de Mediciones en Baja Tensión**

<b>N° Usuarios de Baja Tensión</b>	<b>Mediciones por Mes</b>
Entre 1 a 10,000	30
Entre 10,000 a 50,000	50
Entre 50,000 a 100,000	70
Entre 100,000 a 300,000	90
Mayor a 300,000	100

Art.38. El número de mediciones a realizar podrá ser modificada, si a juicio de la SIGET resultaran inadecuadas para el objetivo previsto, en cuyo caso la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis meses.

Art.39. Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

Art.40. Las mediciones relacionadas con la calidad del producto, que resulten fuera de los rangos permitidos y se demuestre que coincidan con un período de emergencia decretado por la Unidad de Transacciones –UT-, no serán consideradas en el cálculo de los indicadores de calidad del producto.

### **CAPITULO III EFECTO DE PARPADEO (FLICKER)**

Art.41. **Indicador del Efecto de Parpadeo.** El indicador del efecto de parpadeo en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo **Pst**.

El **Pst** deberá ser igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.

### **Mediciones**

Art.42. Las mediciones para determinar la presencia del efecto de parpadeo, deberán ser realizadas en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en la red de distribución, al igual que en los transformadores de potencial de las subestaciones, o en cualquier punto donde se sospeche que pueda haber inyección del Efecto de Parpadeo.

Art.43. La empresa de distribución seleccionará mensualmente al azar un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios, donde efectuará las mediciones. La SIGET podrá designarle puntos de verificación a la empresa de distribución, cuando así lo estime conveniente.

Art.44. El período de medición en cada lugar debe ser de catorce (14) días calendario. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto de parpadeo para intervalos de diez (10) minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 868 ó la que la sustituya.

## **CAPITULO IV. ARMONICAS**

### **Límites admisibles**

Art.45. La empresa, en su sistema de distribución, deberá limitar la distorsión armónica en los niveles de Media y Baja tensión de acuerdo a lo especificado en la Tabla N° 4 contenida en las presentes Normas.

Estos niveles de referencia para las armónicas de tensión en Baja Tensión, no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del período de medición.

**Tabla N° 4 - Límites de distorsión armónica en Media y Baja Tensión**

<b>Orden de la armónica</b>	<b>Tasa de distorsión individual (TDI) %</b>
<b>(n)</b>	
(impares no múltiplos de 3)	
5	6.0
7	5.0
11	3.5
13	3.0
17	2.0
19	1.5
23	1.5
25	1.5
>25	$0.2 + 1.3 \times 25/n$
(impares múltiplos de 3)	
3	5.0
9	1.5
15	0.3
21	0.2
>21	0.2

<b>Orden de la armónica</b>	<b>Tasa de distorsión individual (TDI) %</b>
<b>(n)</b>	
(pares)	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.2
<b>Tasa de Distorsión Total (<math>V_{DAT}</math>)%</b>	<b>8</b>

### **Mediciones**

Art.46. La empresa de distribución seleccionará al azar un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios, donde efectuará las mediciones en forma mensual. La SIGET podrá designarle puntos de verificación a la empresa de distribución, cuando así lo estime conveniente.

Art.47. Las mediciones para determinar los niveles de armónicas, deberán ser realizadas en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en las líneas de distribución, o en el punto de entrega del usuario individual.

Art.48. Las mediciones de distorsión armónica de tensión individual y la distorsión armónica de tensión total deberán ser realizadas en intervalos de diez (10) minutos y de acuerdo a la norma IEC 1000-4-7 ó la que la sustituya.



## CAPITULO V. INCIDENCIA DEL USUARIO EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Art.49. La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través del Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de Corriente de Carga y por Índice de Flicker Generado por el Usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse de acuerdo a los parámetros siguientes:

**Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.** El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga medida en el punto de conexión.

a) Para tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza:

$$DATI = \sqrt{\sum \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$

$$DAII = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.

DAII: Distorsión Armónica Individual de Corriente.

$I_i$  : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.

$I_1$ : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

b) Para tensiones menores de 600V y potencias de carga menores de 10 kW, se utiliza:

$$\Delta I_i = (I_i \text{ carga} - I_i \text{ límite})$$

Donde:

$I_i$  límite: límite de tolerancia establecida para la intensidad armónica.

Cuando un caso particular no cumpla con lo estipulado en los literales a) ó b), la condición predominante es la potencia.

Art.50. **Tolerancias para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.** La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la potencia del Usuario, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica, por lo que en

la Tabla No. 5 se establecen las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

**Tabla N° 5 - Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en Media y Baja Tensión**

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P ≤ 10 kW V ≤ 600V	P > 10KW 600 < V ≤ 115 KV
	INTENSIDAD ARMONICA MAXIMA (AMP)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %
<b>IMPARES NO MULTIPLOS DE 3</b>		
5	2.28	12.0
7	1.54	8.5
11	0.66	4.3
13	0.42	3.0
17	0.26	2.7
19	0.24	1.9
23	0.20	1.6
25	0.18	1.6
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n
<b>IMPARES MULTIPLOS DE 3</b>		
3	4.60	16.6
9	0.80	2.2
15	0.30	0.6
21	0.21	0.4
> 21	4.5/n	0.3
<b>PARES</b>		
2	2.16	10.0
4	0.86	2.5
6	0.60	1.0
8	0.46	0.8
10	0.37	0.8
12	0.31	0.4
> 12	3.68/n	0.3
<b>DISTORSION ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %</b>	--	20

Art.51. Se considerará que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

### Mediciones

Art.52. El control de la generación de armónicas por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Art.53. Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7 ó la que la sustituya, registrando la Corriente de Carga, la Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga y la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga. En aquellos casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas por cinco horas.

Art.54. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición en la etapa de régimen, la SIGET determinará si es necesaria alguna modificación para medir la Distorsión Armónica en la Corriente. Podrán utilizarse los mismos puntos donde se mida la Distorsión Armónica de Tensión.

Art.55. **Índice de Flicker Generado por el Usuario.** El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 ó la que la sustituya.

Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario:

**Tabla N° 6- Límites para flicker generado por el usuario**

Carga (SI) kW	Pst
<b>Tensión: (<math>\leq 600</math> V)</b>	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
<b>Tensión: (<math>600 &lt; V \leq 115</math> kV)</b>	
$SI / Scc \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
$SI / Scc > 0.04$	0.80

Sc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]  
 SI: Carga [kW].

Art.56. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

### **Mediciones**

Art.57. **Control para el Flicker Generado por el Usuario.** El control del Flicker generado por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Art.58. Las mediciones deberán realizarse usando un medidor de Flicker, según establece la norma IEC 868 o la que la sustituya. Para cargas de baja tensión, la medición debe ser hecha sobre una impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 o la que la sustituya, con las siguientes características:

$$Z_{ph} = 0.24 + j0.15 \text{ ohms}$$

$$Z_n = 0.16 + j0.10 \text{ ohms}$$

Art.59. La impedancia de referencia de neutro ( $Z_n$ ) será utilizada solamente para aquellos Usuarios cuya alimentación es monofásica.

Art.60. Para cargas en media tensión, las mediciones de Flicker deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario baje más del tres por ciento (3%). Las mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante cinco horas.

Art.61. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición en la etapa de régimen, la SIGET determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker generado por el Usuario. Podrán utilizarse los mismos puntos donde se mida el Flicker en la Tensión.

## **CAPITULO VI. FACTOR DE POTENCIA**

Art.62. **Valor Mínimo para el Factor de Potencia.** El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia que demanda el usuario final, de la siguiente forma:

**Tabla N° 7 - Límites de Factor de Potencia admitido**

RANGO	F.P.
Usuarios con potencias superiores a 10 kW	0.90

Art.63. **Control para el Factor de Potencia.** El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días calendario registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

$$Fpot_p = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{(EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2)}}$$

Donde:

- Fpot<sub>p</sub> = Factor de Potencia para el período horario (p)
- EnergAct<sub>p</sub> = Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)
- EnergReact<sub>p</sub> = Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

## TITULO VI CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

### CAPITULO I. GENERALIDADES

Art.64. Los distribuidores que actúen como comercializadores dentro del área geográfica en la que se ubiquen sus redes, deben proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los usuarios.

Art.65. Será responsabilidad del Comercializador prestar el servicio con un nivel de calidad del servicio comercial satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos en las presentes Normas.

Art.66. Los aspectos de servicio comercial que se controlarán son: a) La correcta atención de los usuarios en los locales comerciales, agencias y/o sucursales habilitadas; b) Los tiempos utilizados para responder a pedidos y consultas de los usuarios; c) Los tiempos de restitución de suministros interrumpidos por diferentes causas; d) La correcta facturación de los consumos de los usuarios; y, e) La adecuada tramitación de reclamos.

Art.67. Todos los servicios nuevos o ampliaciones que efectúen todos los involucrados, a partir de la entrada en vigencia de estas Normas, deberán cumplir con lo especificado en la Etapa de régimen, antes de entrar en operación comercial la ampliación de sus instalaciones.

Art.68. La tarea de adecuación y obtención de la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad comercial en las diversas etapas de implementación, será responsabilidad de la empresa distribuidora.

Art.69. La totalidad de la información relevada, referente a los controles de la calidad del servicio, deberá remitirse a SIGET, con el software y formatos de archivos uniformes, que ésta determine.

Art.70. Se establecen dos tipos de indicadores relacionados con la medición de la Calidad del Servicio Comercial que prestan las Empresas Distribuidoras:

- a) Niveles Globales de Calidad Comercial: Son aquellos que se corresponden con metas globales para toda la empresa distribuidora.
- b) Niveles de Calidad Comercial Garantizados a cada Cliente: Son aquellos vinculados a prestaciones garantizadas a cada usuario final del servicio de energía eléctrica en forma individual.

Art.71. A efectos de la determinación de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, un Área Geográfica será considerada como de:

DENSIDAD DEMOGRÁFICA ALTA: más de 5,000 habitantes/km<sup>2</sup>

DENSIDAD DEMOGRÁFICA MEDIA: de 1,001 a 5,000 habitantes/km<sup>2</sup>

DENSIDAD DEMOGRÁFICA BAJA: de 1 a 1000 habitantes/km<sup>2</sup>

## CAPITULO II NIVELES GLOBALES DE CALIDAD COMERCIAL

Art.72. La medición de los Niveles Globales de Calidad del Servicio Comercial se medirán considerando los siguientes indicadores:

- a) Conexiones de Servicio (COSE)

Anualmente, para este indicador deberá tomarse el porcentaje de conexiones de servicios a los usuarios finales que no requieran de ampliación o modificación de la red de distribución que, como mínimo, deben realizarse dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario final, establecidos en el Art. 73 literal a) de estas Normas, después de la fecha de pago del derecho de conexión.

Etapas de Implementación	<b>Régimen</b>
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

## b) Usuarios Reconectados Después de una Interrupción (USRE) :

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de usuarios finales que, como mínimo, deben ser reconectados por el distribuidor, dentro de los plazos máximos, garantizados a cada usuario que establece en el artículo 73 literal b) de estas Normas, en caso de interrupción del suministro por razones técnicas.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

## c) Calidad de la Facturación

La medición del desempeño del distribuidor en lo que hace a la calidad de la facturación a los usuarios finales, deberá evaluarse conforme a los siguientes índices:

## i) Porcentaje de Errores en la Facturación (IPE):

Para el cálculo de este indicador se considera, mensualmente sin discriminar por tarifas, el porcentaje máximo de rectificaciones de facturas emitidas:

$$\text{IPE} = \text{Fa}/\text{Ne} \times 100$$

Donde:

Fa = Número de cuentas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

Ne = Número total de facturas emitidas

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
IPE	3 %

## ii) Porcentaje de Facturación Estimada (IFE):

Anualmente, para el cálculo de este indicador deberá considerarse el porcentaje máximo de estimaciones en las facturas emitidas. Este indicador deberá considerar el porcentaje de estimaciones de las facturaciones estimadas, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor, el cual no podrá superar el límite admisible para cada etapa.

$$\text{IFE} = \text{Fe}/\text{Ne} \times 100$$

Donde:

Fe = Número de facturas estimadas

Ne = Número total de facturas emitidas

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	2 %
Densidad Demográfica Media	3 %
Densidad Demográfica Baja	5 %

d) Tratamiento de Reclamos

La medición del desempeño del distribuidor en lo que respecta al tratamiento de los Reclamos de los Usuarios en general, se calculará en forma anual y deberá verificarse de acuerdo a los siguientes parámetros:

i) Porcentaje De Reclamos (PRU):

$$PRU_n = Ra_n / Nu \times 100\%$$

Donde:

- $Ra_n$  = Número total de reclamos procedentes recibidas;  
 $Nu$  = Número total de usuarios servidos en el año;  
 $n$  = Puede ser igual a  $i$ ,  $t$  ó  $c$ , de acuerdo a la correspondencia con los reclamos por interrupciones, por variaciones en los niveles de tensión o por problemas comerciales, respectivamente.  
 $PRU_i$  = Porcentaje de Reclamos procedentes por interrupciones de servicio en el año;  
 $PRU_t$  = Porcentaje de Reclamos procedentes por variaciones en los niveles de Tensión en el año;  
 $PRU_c$  = Porcentaje de Reclamos procedentes por problemas comerciales en el año.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PRU <sub>i</sub>	3 %
PRU <sub>t</sub>	3 %
PRU <sub>c</sub>	2 %

ii) Tiempo Promedio de Procesamiento (TPA):

$$TPA = \Sigma Ta_i / Ra$$

Donde:



Ta<sub>i</sub> = Tiempo en días hábiles para resolver cada reclamo o queja

Ra = Número total de Reclamos Procedentes resueltos

TPA =Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
TPA	10 días

iii) Porcentaje de Resolución (PRA):

$$PRA = Nr/Ra \times 100\%$$

Donde:

Nr = Número de casos de Reclamos resueltas

Ra = Número total de Reclamos Procedentes recibidos

Etapas de implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PRA	95 %

e) Reconexión de Suministro (RCSU):

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de reconexiones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el distribuidor dentro de los plazos garantizados a cada usuario final en el artículo 73 literal e) de estas Normas, después que el usuario haya cancelado la deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

f) Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS):

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de consultas que como mínimo, deben ser respondidas por escrito por la distribuidora dentro del plazo establecido en el Artículo 73 literal f) de estas Normas.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
RESPUESTAS EN PLAZO	98 %

### CAPITULO III. NIVELES DE CALIDAD COMERCIAL GARANTIZADOS A CADA CLIENTE

Art. 73. Se consideran como índices de Calidad del Servicio Comercial Garantizados a Cada Cliente, a los tiempos de respuesta asociados a:

a) Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE)

Para este indicador se consideran los tiempos máximos en que el distribuidor debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada usuario final, a partir de que el mismo solicitara el servicio. Los referidos plazos se toman desde la fecha de pago del derecho de conexión hasta la conexión del medidor y puesta a disposición del servicio y se cuentan en días hábiles:

i) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	3 días
Densidad Demográfica Media	4 días
Densidad Demográfica Baja	6 días

ii) Para Instalaciones Que Requieren Modificación De Red:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	20 días
Densidad Demográfica Media	30 días
Densidad Demográfica Baja	45 días

b) Reposición del Suministro Después de un Reclamo ante una Interrupción (USRE).

En los casos en que un usuario final sufra una interrupción sostenida y efectúe un reclamo por falta de energía, la distribuidora debe reponer el suministro en los tiempos que se indican a continuación, los que se miden en horas corridas desde el momento que la distribuidora haya tomado conocimiento de la interrupción por medio del reclamo realizado por el usuario afectado hasta que le de solución al

mismo. Salvo cuando la interrupción se deba a trabajos programados o interrupciones externas al sistema de distribución.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	3 horas
Densidad Demográfica Media	4 horas
Densidad Demográfica Baja	8 horas

c) Estimaciones en la Facturación (CFFE)

Sin perjuicio de la obligación del distribuidor de facturar a sus usuarios finales en función de lecturas reales de sus medidores, se establecen los siguientes límites máximos a aquellos casos en los que el distribuidor tenga que estimar la facturación de un usuario final, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor por situaciones de probado caso fortuito o fuerza mayor. Los límites indicados determinan la cantidad de facturaciones no reales que el distribuidor debe emitir por esas causales a un mismo usuario final, durante un año calendario.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	2 facturas
Densidad Demográfica Media	3 facturas
Densidad Demográfica Baja	3 facturas

d) Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC)

Este Indicador toma en consideración los tiempos en que el distribuidor deberá resolver los reclamos de los usuarios finales por cuestiones comerciales, contados a partir del momento en que sean recibidos por ésta. Los límites se miden en días hábiles y son los siguientes:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	7 días
Densidad Demográfica Media	10 días
Densidad Demográfica Baja	15 días

## e) Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago (RCSU)

El presente indicador mide el tiempo, en horas continuas, en que el distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el usuario final haya cancelado su deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago. Se exceptúan los días no hábiles y festivos.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	10 horas.
Densidad Demográfica Media	15 horas.
Densidad Demográfica Baja	24 horas.

## f) Plazo de Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS)

El presente indicador establece el tiempo máximo, en que el distribuidor debe dar respuesta escrita a las consultas escritas de los usuarios, considerando dicha respuesta en días hábiles desde el momento en que ésta la recibe.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PLAZO DE RESPUESTA	3 días

## g) Información a los Usuarios Finales Acerca de las Interrupciones Programadas (INPR)

El distribuidor deberá informar a los usuarios acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior a la que se indica a continuación, considerada en horas continuas.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
Plazo Mínimo para Informar	48 horas.

## h) Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado (RETE).

En los casos en que la empresa distribuidora reciba un reclamo por inconvenientes relacionados con el nivel de tensión suministrado, ésta deberá efectuar una inspección técnica al lugar, después de recibido el reclamo, a efectos de la identificación inicial del problema en un plazo no superior al indicado en la tabla que se muestra a continuación:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	Tiempo de Respuesta de Distribuidora
Densidad Demográfica Alta	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de dos (2) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Media	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Baja	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.

De no ser posible la solución del inconveniente dentro de un plazo de dos (2) días hábiles después de efectuada la inspección técnica al lugar, se deberá realizar una medición del nivel de tensión de al menos treinta y seis (36) horas continuas durante los días en que se manifiesta el problema, con los períodos de medición establecidos en esta normativa, a efectos de cuantificar el grado de alejamiento a los límites admisibles.

Si como resultado de la medición realizada se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles para la Etapa de Régimen, la empresa distribuidora deberá compensar al usuario afectado de acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad de Servicio Técnico, hasta que el inconveniente haya sido solucionado. Independientemente de esta compensación, el distribuidor deberá dar respuesta al usuario final afectado por escrito acerca de las acciones que se realizará a fin de dar solución al inconveniente y la fecha en que se encontrará normalizado dentro de los plazos indicados en la tabla antes descrita.

#### i) Reclamos Por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor (REME)

En los casos en que la empresa distribuidora reciba un reclamo por inconvenientes relacionados con el funcionamiento del medidor, ésta deberá efectuar una Inspección técnica al lugar, después de recibido el reclamo, a efectos de la identificación inicial del problema y dar solución al inconveniente y respuesta por escrito al reclamo del Cliente en plazos no superiores a los indicados en la tabla que se muestra a continuación:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	Tiempo de Respuesta de Distribuidora
Densidad Demográfica Alta	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Media	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de cinco (5) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Baja	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de cinco (5) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.

j) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:

La precisión requerida para los sistemas de medición (Transformadores de corriente y potencial y medidores), será conforme las Normas ANSI C12.16 y ANSI C57.13

#### EXACTITUDES DE LOS EQUIPOS DE MEDICION

EQUIPO	EXACTITUD %
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de Corriente	0.3
Transformador de Potencial	0.3

*Los medidores electromecánicos serán ajustados a 100% de exactitud, con un margen de error de  $\pm 2\%$ , ajustados con cargas del 10% y 100%.*

El equipo de medición deberá responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la SIGET, garantizando la precisión de la medición indicada anteriormente.

El valor de la precisión del equipamiento de medición deberá ser indicado en la boleta de verificación, la cual hará referencia a la norma con la cual cumple.

La precisión del medidor de consumo de energía eléctrica, se hará por medio de muestreos mensuales. El Distribuidor deberá proponer a la SIGET el plan de muestreo en forma semestral y con tres meses de anticipación. La SIGET deberá aprobar o modificar el plan. De la cantidad de Usuarios que tenga

el Distribuidor, dependerá la cantidad de medidores que deberán ser verificados, de acuerdo a los siguientes criterios:

<b>Rangos de Usuarios</b>	<b>Equipo de Muestreo</b>
Para Distribuidores con más de 100,000 Usuarios:	1 medidor por cada 5,000 Usuarios.
Para Distribuidores de 10,000 a 100,000 Usuarios:	1 medidor por cada 1,000 Usuarios.
Para Distribuidores con menos de 10,000 Usuarios:	1 medidor por cada 500 Usuarios.

Art.74. El plan de muestreo propuesto deberá estar basado en lotes de medidores de similares características tales como marca, tipo, corriente nominal, antigüedad, y otras características que considere el Distribuidor o la SIGET. El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y por ende del total del parque de medidores del Distribuidor. Cada lote deberá ser inspeccionado con este criterio cada cinco años.

Art.75. Se considera que un Lote no cumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento (5%) de la muestra no cumple con las normas de fabricación correspondientes. En estos casos la SIGET definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar que todos los medidores del lote deban ser sustituidos.

## **TITULO VII COMPENSACIONES**

### **CAPITULO UNICO**

#### **Compensación por Calidad de Servicio de Distribución**

Art.76. Se define como Compensación por Calidad de Servicio de Distribución, al valor monetario que cada empresa Distribuidora deberá compensar a sus Usuarios, por todo aquel incumplimiento a las tolerancias establecidas en los índices definidos en la Normas de Calidad de Servicio Técnico, Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Comercial.

Art.76.a Todas las interrupciones ocurridas en la red de distribución deberán compensarse sin importar el tiempo de duración de la misma.

Art.76.b. La empresa distribuidora deberá llevar un registro de todas las interrupciones ocurridas en el sistema de distribución en forma trimestral, dicho registro deberá tener para dicho período al menos la siguiente información: Número de Interrupciones, tipo de interrupción, hora de inicio, hora de finalización, kilovatios hora no servidos, responsable de interrupción, cálculo de las compensaciones por energía no entregada o suministrada (ENS).

Art.76.c. La energía no entregada a los usuarios finales del servicio eléctrico se define como la energía que las empresas distribuidoras no suministran a sus usuarios, debido a fallas en sus instalaciones de origen interno o bien de origen externo. La SIGET, ha establecido la Metodología para el desarrollo de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, en la que se establecen los criterios a considerar en la clasificación de fallas en el sistema de distribución.

Art.76.d. El valor mínimo a compensar es el equivalente al doscientos por ciento (200%) del valor de la energía no entregada. Se deberá compensar al usuario final por la energía no entregada, conforme a la Metodología establecida por la SIGET.

Art.76.e. Según lo dispuesto en el Artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, las compensaciones por energía no entregada podrán efectuarse en forma mensual, bimensual o trimestral.

**Compensación por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador de calidad de servicio técnico.**

Art.77. En los casos que se produzcan incumplimientos a las tolerancias establecidas, la empresa distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus usuarios por medio de la aplicación de las fórmulas establecidas en la presente Norma, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios urbano o rural que se esté considerando.

**Cálculo de Compensaciones Globales:**

Art. 77.a. El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores globales, se calculará determinándose la energía no suministrada en buena calidad para cada período de control, en función de los indicadores de Tiempo y Frecuencia de interrupciones.

Art. 77.b. Existen dos montos de compensación global a considerar para ser distribuidos entre todos los usuarios afectados, los cuales son:

CG\_TTIK = Compensación Global por TTIK, en dólares de los Estados Unidos de América

CG\_FMIK = Compensación Global por FMIK, en dólares de los Estados Unidos de América

Art.77.b.1) Compensación Global por TTIK:

$$CG\_TTIK = ENS\ TTIK * CEPPNS$$

En donde:

CG\_TTIK: Compensación para ser distribuida globalmente, en dólares de los Estados Unidos de América



- ENSTTIK: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de TTIK (kWh).
- CEPPNS: Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control, (\$/kWh).

La ENSTTIK se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{TTIK} = D_s \left[ \frac{(TTIK - TTIK_{Límite})}{8760} \right]$$

En donde:

- TTIK: Son los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado.
- TTIKLímite: Límites establecidos para las tolerancias de los índices.
- DS: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).
- 8760: Número de horas en el año.

Art. 77.b.2 ) Compensación Global por FMIK:

$$CG_{FMIK} = ENS_{FMIK} * CEPPNS$$

En donde:

- CG\_FMIK: Compensación para ser distribuida globalmente, en dólares de los Estados Unidos de América
- ENSFMIK: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de FMIK (kWh).
- CEPPNS: Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control, (\$/kWh).

La ENSFMIK se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{FMIK} = D_S * \left[ \frac{(FMIK - FMIK_{Límite}) * TTIK}{\frac{FMIK}{8760}} \right]$$

En donde:

- FMIK : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.  
 TTIK : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.  
 FMIKLímite: Se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices.  
 DS: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).  
 8760: Número de horas en el año.

Art. 77.b.3. El distribuidor determinará los dos montos de la compensación global de acuerdo al tipo de área de servicio (Urbana o Rural) y calculará lo que corresponde a cada usuario activo al finalizar el período de control, distribuidos por tipo de área y proporcional a su consumo anual de energía eléctrica, con respecto al consumo total anual de todos los Usuarios del Distribuidor (dentro de su área).

Art. 77.b.4. La compensación por indicador global por usuario afectado se determinará eligiendo el mayor entre los dos montos calculados a cada usuario.

#### **Cálculo de Compensaciones Individuales:**

Art. 77.c. El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores individuales, se calculará determinándose la energía no suministrada en buena calidad para cada período de control, en función de los indicadores de Tiempo y Frecuencia de interrupciones.

Art. 77.d. La compensación por indicador individual por usuario afectado, se determina eligiendo el mayor entre dos montos:

- CSAIDI = Compensación por SAIDI, en dólares de los Estados Unidos de América  
 CSAIFI = Compensación por SAIFI, en dólares de los Estados Unidos de América

Art. 77.d.1) Compensación por SAIDI:

$$CSAIDI = ENSSAIDI * CENS$$

En donde:

- CSAIDI: Compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América
- ENSSAIDI: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIDI, (kWh).
- CENS: Costo de Energía No Entregada, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado y en el caso de tarifas con medición horaria, es igual a dos veces el promedio ponderado de la tarifa en que se encuentra el usuario en el período de control evaluado.

La ENSSAIDI se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIDI} = D_u \left[ \frac{(SAIDI - SAIDI_{\text{Limite}})}{8760} \right]$$

En donde:

- SAIDI: Valor resultante del indicador en el período controlado.
- SAIDLímite: Límite establecido para las tolerancias de los índices.
- DU: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).
- 8760: Número de horas en el año.

Art. 77.d.2) Compensación por SAIFI:

$$CSAIFI = ENSSAIFI * CENS$$

En donde:

- CSAIFI: Compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América.
- ENSSAIFI: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIFI, (kWh).

CENS : Costo de Energía No Entregada, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado y en el caso de tarifas con medición horaria, es igual a dos veces el promedio ponderado de la tarifa en que se encuentra el usuario en el período de control evaluado.

La ENSSAIFI se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIFI} = D_U \left[ \frac{(SAIFI - SAIFI_{L\acute{i}mite}) * SAIDI}{\frac{SAIFI}{8760}} \right]$$

En donde:

SAIFI : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

SAIDI: Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

SAIFILímite: Son los límites establecidos para las tolerancias de los índices.

DU: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor (kWh).

8760: Número de horas en el año.

### **Compensación por Calidad de Servicio Técnico**

Art. 77.e. A partir del período 2006 en adelante de la Etapa de Régimen, se aplicarán compensaciones a los Usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias individuales establecidas.

Art. 77.f. Cuando los indicadores individuales de un usuario en particular se encuentren dentro de los límites admisibles, dicho usuario no recibirá la compensación asociada a los indicadores globales.

Art. 77.g. El Distribuidor calculará para cada usuario, el monto correspondiente a la compensación por incumplimiento a los indicadores globales e individuales, de acuerdo al método establecido en los artículos 77.b y 77.d, compensando para cada caso, el valor que sea mayor entre la compensación global y la compensación individual.

### Compensación por mala Regulación de Tensión

Art. 77.h. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de los límites admisibles establecidos en el Artículo 23 de la presente normativa, los Distribuidores deberán compensar a los Usuarios afectados desde el momento en que se identificó el problema hasta que se demuestre de manera fehaciente la solución del mismo.

Art. 77.h.1 Cuando la transgresión a los límites se deba a bajo voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar por energía en bandas fuera de tolerancia al Usuario medido y a los usuarios que se encuentren más lejanos al transformador que suministra energía eléctrica a dicho Usuario.

Art. 77.h.2 En el caso que los límites sean transgredidos por alto voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar al Usuario medido y los usuarios más cercanos al transformador que suministra energía eléctrica a dicho Usuario

Art. 77.h.3 Cuando el distribuidor no tenga debidamente identificada su red de baja tensión, estará obligado a compensar a todos los usuarios conectados al transformador que sirve al Usuario medido.

Art. 77.h.4 Las extensiones en la compensación de un usuario con mala calidad de voltaje, forman parte de las compensaciones individuales.

Art. 77.h.5 Las compensaciones individuales y globales derivadas del incumplimiento de los indicadores, se aplicarán en el documento de cobro correspondiente a los meses de octubre y abril de acuerdo al primero o segundo semestre de control, respectivamente.

Art.77.i. Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, la compensación se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la siguiente Tabla:

Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

Banda de Tensión - $\Delta V_k$ (%):	VALORIZACIÓN DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
$6 < \Delta V \leq 7$	20
$7 < \Delta V \leq 8$	33
$8 < \Delta V \leq 9$	41
$9 < \Delta V \leq 10$	49
$10 < \Delta V \leq 11$	57
$11 < \Delta V \leq 12$	65
$12 < \Delta V \leq 13$	85
$13 < \Delta V$	100
$-6 > \Delta V \geq -7$	20
$-7 > \Delta V \geq -8$	33

$-8 > \Delta V \geq -9$	41
$-9 > \Delta V \geq -10$	49
$-10 > \Delta V \geq -11$	57
$-11 > \Delta V \geq -12$	65
$-12 > \Delta V \geq -13$	85
$-13 > \Delta V$	100

Se define a  $\Delta V_k$  como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible, definido en el Artículo 22 de la presente normativa.

Se define a  $CE(B)$  como la valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda “B”.

Art. 77.j. Las Compensaciones por mala regulación de tensión, se describen a continuación:

#### **Compensación Individual.**

Art. 77.j.1. Esta compensación será aplicada de acuerdo al Art. 77.h de la presente normativa. El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el nivel de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$FCpm = \sum_{BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * \frac{C_{ENS}}{100}$$

Donde:

- FCpm = Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.  
 CE(B) = Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda “B”.  
 CENS = Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.  
 $\Sigma BP$  = Sumatoria sobre las Bandas Penalizadas de  $\Delta V_k$ .  
 ENE(B) = Energía Registrada durante el Período de Medición, por cada banda “B”.

Art. 77.j.2. La compensación individual se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CI_V = (Dpm + Dnm) \times \frac{FCpm}{Dpm}$$

Donde:

CIv = Compensación Individual por voltaje.

FCpm = Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.

Dpm = Duración del Período de Medición en días.

Dnm = Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta el primer día de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

Art. 77.j.3 Si la empresa distribuidora demuestra con una remediación que el problema ha sido solucionado dentro de los 90 días calendario a partir de iniciada la primera medición y en el informe ejecutivo ha cumplido con lo establecido en el Art. 87 de esta normativa, no aplicará compensación individual.

Art. 77.j.4 El monto a compensar a los usuarios referidos en los artículos del 77.h.1 al 77.h.3 será equivalente al calculado para compensar al usuario medido que resultó fuera de tolerancia y no cumplió con lo establecido en el Art. 77.j.3.

Art. 77.j.5 Se aplicará la compensación individual a partir del período 2005 en adelante de la etapa de régimen.

### Compensación Global

Art. 77.j.6. Para el caso de incumplimiento a los índices o indicadores globales, la compensación será la siguiente:

$$\text{Compensación Global} = ETF * \left( \sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right) * \frac{C_{EPPNS}}{100}$$

Donde:

$\Sigma B=BP$  = Sumatoria sobre las Bandas Penalizables establecidas en la presente normativa.

ETF = Energía Total Facturada por el Distribuidor en el período controlado, en kWh.

FEBPB = Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión “B” fuera de las tolerancias establecidas.

FE ECB = Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión “B”.

- CEB = Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión “B”.
- CEPPNS= Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control. ( \$/kWh).

Art. 77.j.7. La Compensación global se calcula agrupando cada tipo de Usuarios, en relación de las tolerancias admisibles en la etapa que corresponda, y será reintegrada a todos los Usuarios en forma proporcional a su consumo del semestre controlado, exceptuando a aquellos que en dicho semestre se les ha pagado una compensación individual. El reintegro será global, es decir que no se discriminará por tipo de Usuario o tarifa.

Art. 77.j.8. Se aplicará la compensación global a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

### **Compensación por Flicker en la Tensión**

Art.77.k. Los Distribuidores deberán compensar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de Flicker han excedido la tolerancia establecida en el Artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el Período de Medición. La Compensación está basada en función de las desviaciones por encima de la tolerancia establecida para el índice o indicador de severidad, y la energía suministrada en esas condiciones.

Art. 77.k.1. Se define como Distorsión Penalizable de Flicker (DPFk) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión, encontrado en cada Intervalo de Medición k, por encima de la tolerancia establecida y se determina según la siguiente expresión:

$$DPF_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

- DPFk = Es la Distorsión Penalizable de Flicker para cada Intervalo de Medición k.
- Pst(k) = Es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k.
- Pst = Es la tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la Compensación:



$$\begin{array}{lll} 0 < DPF_k \leq 1 & CENS * (DPF_k)^2 & [$/kWh] \\ 1 < DPF_k & CENS & [$/kWh] \end{array}$$

Art. 77.k.2 La Compensación se calcula según la siguiente expresión:

$$Cp_{flik} = \sum_{k:DPF_k \leq 1} CENS * DPF_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPF_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

Cpflik	=	Compensación por Flicker en la Tensión
$\Sigma_{k:DPF_k \leq 1}$	=	Sumatoria de registros para la $DPF_k \leq 1$
$\Sigma_{k:DPF_k > 1}$	=	Sumatoria de registros para la $DPF_k > 1$
$E_{(k)}$	=	Energía registrada en cada intervalo de medición
CENS	=	Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida ( \$/kWh) es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.

La Compensación deberá ser pagada por el Distribuidor a los Usuarios afectados por el Flicker, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto. Dicha compensación se aplicará en el documento de cobro subsiguiente al mes en el que se detectó el disturbio y en los siguientes meses hasta que se haya resuelto el problema.

Art. 77.k.3. Se aplicará la compensación por flicker en la tensión a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

### **Elegibilidad para la Compensación por Flicker en la Tensión.**

Art.77.k.4. Solamente los Usuarios afectados conectados al punto de medición donde se exceda la tolerancia de Flicker, serán compensados; a excepción de aquellos que sean los que están generando el Flicker y transgredan las tolerancias establecidas en el Artículo 55 de la presente Norma.

### **Compensación por Distorsión de Armónicas en el Voltaje**

Art. 77.1. El Distribuidor deberá compensar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de las armónicas en tensión han excedido los límites establecidos en el Artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el Período de Medición. La Compensación estará determinada en función de la Distorsión Penalizable de Armónicas en Voltaje.

Art. 77.1.1 Distorsión Penalizable de Armónicas en Voltaje (DPAV<sub>k</sub>) es la Distorsión Armónica en el Voltaje, registrada en cada intervalo de Medición k, que supere las tolerancias establecidas según la siguiente expresión:

$$DPAV_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{V_{DAT}^{(k)} - V_{DAT}}{V_{DAT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{TDI_{(k)} - TDI}{TDI} \right]$$

Donde:

DPAV<sub>k</sub>: Es la Distorsión Penalizable de Armónicas en Voltaje para cada intervalo de Medición k.

$V_{DAT}^{(k)}$  : Es la Tasa de Distorsión Total de Armónicas en Tensión en el intervalo de Medición k.

$V_{DAT}$  : Es la Tolerancia para la Tasa de Distorsión Total de Armónicas en Tensión.

$TDI_{(k)}$  : Es la Tasa de Distorsión Individual de Armónicas en Voltaje en el intervalo de Medición k.

TDI : Es la Tolerancia para la Tasa de Distorsión Individual de Armónicas en Voltaje.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPAV mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la Compensación:

$$\begin{array}{lll} 0 < DPAV_k \leq 1 & CENS * DPAV_k^2 & \$/kWh \\ 1 < DPAV_k & CENS & \$/kWh \end{array}$$

Art. 77.1.2. El cálculo de la compensación del Distribuidor hacia el Usuario, se determina como:

$$Rp_{AVk} = \sum_{k: DPAV_k \leq 1} CENS * DPAV_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k: DPAV_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

RpAvk = Recargo a pagar por el Distribuidor al exceder las tolerancias establecidas.

$\sum_{k: DPAV_k \leq 1}$  = Sumatoria de registros para la DPAV<sub>k</sub> ≤ 1

$\sum_{k: DPAV_k > 1}$  = Sumatoria de registros para la DPAV<sub>k</sub> > 1

E(k) = Energía registrada en cada intervalo de medición

CENS = Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida ( \$/kWh) es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.

La Compensación deberá ser pagada por el Distribuidor a los Usuarios afectados por Armónicas en voltaje, una vez que se haya detectado la trasgresión a los límites de la perturbación, y hasta que la misma haya sido resuelta. Dicha compensación se aplicara en el documento de cobro subsiguiente al mes en el que se detectó la perturbación y en los siguientes meses hasta que la misma haya sido resuelta.

Art. 77.1.3. Se aplicará la compensación por armónicas en la tensión a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

### **Elegibilidad para la Compensación por Armónicas en la Tensión.**

Art. 77.1.4 Solamente los Usuarios afectados conectados al punto de medición donde se exceda la tolerancia de Armónicos en voltaje, serán compensados, a excepción de aquellos que sean los que están generando las Armónicas, lo cual será comprobable si superan las tolerancias en Armónicas de Corriente establecidas en el Artículo 50 de la presente Norma.

### **Compensación por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga**

Art. 77.m. En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias establecidas en el Artículo 50 de la presente Norma, para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el Período de Medición, el Usuario deberá pagar al Distribuidor una Compensación o Recargo, determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas.

Art. 77.m.1. Se define como Distorsión Penalizable Individual de Armónicas (DPIAk) a la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, registrada en cada Intervalo de Medición k, que supere las tolerancias establecidas, según las siguientes expresiones:

a) Para Tensiones mayores de 600V y potencias de carga mayores de 10 kW

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{ATI(k)} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{AII_i(k)} - D_{AII_i}}{D_{AII_i}} \right]$$

b) Para Tensiones menores de 600V y potencias de cargas menores a 10kW

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{li_i(k) - li_i}{li_i} \right]$$

Donde:

DPIAk = Es la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

DATIk = Es la Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga, registrada en el intervalo de medición k, referida a la potencia contratada por el Usuario, el cual posee una tensión de servicio mayor a 600V y su potencia de carga excede los 10 kW

DATI = Es la tolerancia para la Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga utilizada para tensiones mayores de 600V y potencias de carga mayores a 10 kW.

DAIIk = Es la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga i, registrada en el Intervalo de Medición k, que inyecta el Usuario en la red, el cual posee una tensión de servicio mayor a 600V y su potencia de carga excede los 10 kW Las corrientes y las distorsiones medidas deben ser expresados en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el Usuario, según corresponda.

DAIIi = Es la tolerancia para Distorsión Armónica Individual de la Corriente de Carga i utilizada para tensiones mayores de 600V y potencias de carga mayores a 10 kW

$\hat{I}_i^{(k)}$  = Es la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga i, registrada en el Intervalo de Medición k, que inyecta el Usuario en la red, el cual posee una tensión menor de 600V y potencia de carga menor a 10 kW. Las corrientes y las distorsiones medidas deben ser expresados en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el Usuario, según corresponda.

$\hat{I}_i$  = Es la tolerancia para Distorsión Armónica Individual de la Corriente de Carga i, utilizada en tensiones menores de 600V y con potencias de cargas menores a 10kW.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIA mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la Compensación:

$$\begin{array}{lll} 0 < \text{DPIAk} \leq 1 & \text{CENS} * \text{DPIAk}^2 & (\$/\text{kWh}) \\ 1 < \text{DPIAk} & \text{CENS} & (\$/\text{kWh}) \end{array}$$

Art. 77.m.2. El cálculo del recargo o compensación del Usuario hacia la Distribuidora, se determina como:

$$R_{p\text{IAk}} = \sum_{k:\text{DPIA}_k \leq 1} \text{CENS} * \text{DPIA}_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:\text{DPIA}_k > 1} \text{CENS} * E_{(k)}$$

Donde:

RpIak	Recargo a pagar por el usuario que excede las tolerancias establecidas.
$\Sigma k:DPIAk \leq 1$	Sumatoria de registros para la $DPIAk \leq 1$ .
$\Sigma k:DPIAk > 1$	Sumatoria de registros para la $DPIAk > 1$ .
E(k)	Energía registrada en cada intervalo de medición
CENS	Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida ( \$/kWh) es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.

La Compensación deberá ser pagada por el Usuario al Distribuidor, una vez que se haya detectado la trasgresión a los límites de la perturbación, y hasta que la misma haya sido resuelta. Dicha compensación se aplicara en el documento de cobro subsiguiente al mes en el que se detectó la perturbación y en los siguientes meses hasta que la misma haya sido resuelta. Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el Distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho Usuario a más tardar dos días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.

Art.77.m.3 En el caso que después de la segunda medición se compruebe que se ha resuelto el problema, la compensación del Usuario hacia el Distribuidor dejará de ser efectiva desde el día que le notificó al operador los cambios realizados a sus instalaciones.

Art. 77.m.4 Cuando el Distribuidor no cumpla con el plazo de dos días hábiles para realizar la medición, la compensación dejará de ser efectiva de forma automática, salvo en los casos en que el distribuidor en la segunda medición vuelva a comprobar que la trasgresión a los límites de la perturbación continúa.

Art. 77.m.5. Se aplicará la compensación por distorsión armónica de la corriente de carga a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

### **Compensación por Flicker Generado por el Usuario.**

Art. 77.n. En los casos en que el Distribuidor verifique que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias de Flicker establecidas en el Artículo 55 de la presente normativa, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el Período de Medición, el Usuario deberá pagar al Distribuidor una Compensación o Recargo en función a la Distorsión Penalizable Individual de Flicker.

Art. 77.n.1. Se define como Distorsión Penalizable Individual de Flicker (DPIFk) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada Intervalo de Medición k. La Distorsión Penalizable Individual de Flicker en el Intervalo de Medición k, se calculade la siguiente manera :

$$DPIF_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde:

- DPIF<sub>k</sub> = Es la Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el Intervalo de Medición k.  
 P<sub>stm</sub>(k) = Es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k, según la carga del Usuario.  
 P<sub>sti</sub> = Es la tolerancia para el índice de severidad de Flicker de corto Plazo, según la carga del Usuario.

En el caso anterior, en cada Intervalo de Medición (k) registrado, donde se verifique un valor DPIF<sub>k</sub> mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la Compensación:

$$\begin{array}{ll} 0 < DPIF_k \leq 1 & CENS * (DPIF_k)^2 \quad (\$/kWh) \\ 1 < DPIF_k & CENS \quad (\$/kWh) \end{array}$$

Art. 77.n.2. La Compensación se determina como:

$$Cp_{flik} = \sum_{k:DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

- C<sub>p</sub><sub>flik</sub> = Compensación por Flicker en la Tensión.  
 Σ<sub>k:DPIF<sub>k</sub> ≤ 1</sub> = Sumatoria de registros para la DPIF<sub>k</sub> ≤ 1.  
 Σ<sub>k:DPIF<sub>k</sub> > 1</sub> = Sumatoria de registros para la DPIF<sub>k</sub> > 1.  
 E(k) = Energía registrada en cada intervalo de medición.

CENS = Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida ( \$/kWh) es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.

La Compensación deberá ser pagada por los Usuarios al Distribuidor afectado por el Flicker, una vez que se haya detectado la perturbación, y hasta que el mismo haya sido resuelto. Dicha compensación se aplicara en el documento de cobro subsiguiente al mes en el que se detectó la perturbación y en los siguientes meses hasta que la misma haya sido resuelta. Para definir que ya ha sido resuelto la situación, el Distribuidor tiene la obligación de efectuar una medición en el Usuario en el cual se

detectó a más tardar dos días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.

Art. 77.n.3. En el caso que después de la medición se compruebe que se ha resuelto el problema, la compensación del Usuario hacia el Distribuidor dejará de ser efectiva desde el día que le notificó al operador los cambios realizados a sus instalaciones.

Art. 77.n.4. Cuando el Distribuidor no cumpla con el plazo de dos días hábiles para realizar la medición, la compensación dejará de ser efectiva de forma automática, salvo en los casos en que el distribuidor en la segunda medición vuelva a comprobar que la trasgresión a los límites de la perturbación continúa.

Art. 77.n.5. Se aplicará la compensación por flicker generado por el usuario a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

#### **Compensación por bajo Factor de Potencia.**

Art. 78. Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la SIGET.

#### **Compensación por Incumplimiento a Niveles Globales de Calidad Comercial**

Art.79. En los casos que se produzcan incumplimientos en los límites admisibles correspondientes a los Niveles Globales de Calidad Comercial, indicados en el Capítulo II del Título VI de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución en el período 2008 en adelante de la Etapa de Régimen, la empresa distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus usuarios finales activos al 31 de diciembre del período de control.

El monto total con que se compensará a los usuarios finales será el resultante de la suma de los valores correspondientes a cada uno de los incumplimientos obtenidos al final del año con respecto a los límites admisibles establecidos para los Niveles Globales de Calidad Comercial detallados en dicho Capítulo. El monto establecido para cada indicador, y por cada punto porcentual de alejamiento al mencionado límite, se indica a continuación, en función al número de usuarios finales con que cuente la empresa distribuidora al finalizar el año de análisis:

CANTIDAD DE USUARIOS FINALES	MONTO DE COMPENSACIÓN POR CADA PUNTO PORCENTUAL DE ALEJAMIENTO AL LÍMITE ESTABLECIDO (MC)
Hasta 50,000	\$ 5,000.00. ( US Dólares)
Desde 50,001 hasta 100,000	\$ 10,000.00 ( US Dólares)
Desde 100,001 hasta 200,000	\$ 20,000.00 ( US Dólares)
Desde 200,001 hasta 300,000	\$ 30,000.00 ( US Dólares)
Desde 300,001 hasta 400,000	\$ 40,000.00 ( US Dólares)
Mayor a 400,000	\$ 50,000.00 ( US Dólares)

Los montos de compensación por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido serán ajustados anualmente por la SIGET, tomando en cuenta el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Ministerio de Economía. La base de escalación para calcular será el mes en que entre en vigencia este Acuerdo.

Art. 79.a. La empresa distribuidora deberá procesar durante los primeros treinta días calendarios del año, las respectivas compensaciones correspondientes al año anterior, debidas a incumplimientos de los límites establecidos correspondientes a los Niveles Globales de la Calidad de Servicio Comercial.

Se calculará un monto a compensar por cada uno de los indicadores de los Niveles Globales de Calidad Comercial establecidos, el cual será producto del monto de compensación (MC) multiplicado por el resultado de la sumatoria de cada desviación por densidad demográfica multiplicado por su respectivo factor de ajuste, en donde dicho factor corresponderá al porcentaje de usuarios por densidad demográfica de cada empresa distribuidora utilizando la siguiente fórmula:

$$MI = MC * (\text{desv.}_{DDA} * f_A + \text{desv.}_{DDM} * f_M + \text{desv.}_{DDB} * f_B)$$

En donde:

MI = Monto de Compensación por indicador

MC = Monto de Compensación por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido

desv. <sub>DDA</sub> = Desviación del indicador de densidad demográfica alta con respecto a su respectivo límite. Lo mismo para el caso de la desv. <sub>DDM</sub>, que es con respecto a la densidad demográfica media y la desv. <sub>DDB</sub>, con respecto a la baja.

f<sub>A</sub> = Es el factor de Densidad Demográfica alta, el cual representa el porcentaje de usuarios que se encuentran clasificados en dicha densidad; lo mismo sucede con el factor de DDM y DDB.

El monto total de compensación global, será la sumatoria de cada monto a compensar por cada uno de los indicadores que la empresa distribuidora haya incumplido.



$$MTCG = \sum_{i=1}^N MI_i$$

En donde:

MTCG = Monto Total de Compensación Global  
 MI = Monto de Compensación por Indicador  
 $\sum_{i=1}^N$  = Sumatoria de todos los montos calculados por cada indicador global.

El valor a compensar a cada uno de los usuarios finales, será el resultante de dividir el monto total de compensación calculado entre el total de los usuarios activos al 31 de diciembre.

A cada uno de los usuarios finales se le aplicará la compensación referida como un descuento único, en los documentos de cobro correspondiente al mes de marzo de cada año; en aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente ciclo de facturación.

Art.79.b. Durante los primeros 15 días hábiles del mes de febrero, las empresas distribuidoras deberán enviar a la SIGET de forma impresa y magnética, un informe completo indicando las reducciones que realizarán a todos sus usuarios finales, producto de los incumplimientos existentes durante el año anterior, debiendo indicar cada uno de los incumplimientos específicos que motivaron dichas reducciones. Este informe anual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde éste certifique la veracidad de la información suministrada.

Art. 79.c. Los indicadores globales relacionados a Porcentaje de Reclamos por interrupciones de servicio (PRUi) y Usuarios reconectados después de una interrupción (USRE), solamente se calcularán para control estadístico.

### **Compensación por Incumplimiento a los Niveles de la Calidad de Servicio Comercial Garantizado a Cada Cliente.**

Art.80. En caso de producirse un incumplimiento en los tiempos de respuesta establecidos para la Etapa de Régimen, de los niveles de calidad de servicio comercial garantizado a cada cliente en lo concerniente al Plazo de respuesta a las consultas de los Usuarios (RCUS), Información a los Usuario Finales acerca de las interrupciones programadas (INPR), Reclamos por inconvenientes con el nivel de tensión suministrado (RETE) y los Reclamos por inconvenientes en el funcionamiento del medidor (REME), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una compensación equivalente a una reducción en la tarifa respectiva, en la cual se encuentre clasificado, correspondiente al quince por ciento (15%) del promedio de las últimas tres (3) facturas emitidas. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el 50% del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.a. En el caso de producirse un incumplimiento en los Tiempos de Respuesta establecidos durante la Etapa de Régimen con respecto al Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pagos (RCSU) y Reposición del Suministro después de una Interrupción Individual (USRE), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una compensación equivalente a una reducción en la tarifa respectiva, en la cual se encuentre clasificado, correspondiente al quince por ciento (15%) del promedio de las últimas tres (3) facturas emitidas, más un cinco (5%) por cada cuatro (4) horas adicionales que el usuario permanezca afectado. En ningún caso, esta compensación podrá exceder al cincuenta por ciento (50%) del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.b. En el caso de producirse un incumplimiento en los Tiempos de Respuesta establecidos durante la Etapa de Régimen relacionado con la solicitud de Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE) por parte de los usuarios finales, la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una reducción tarifaria, en la cual se encuentra clasificado, correspondiente al veinte por ciento (20%) del valor del costo de conexión, por cada fracción o día de mora en proveer el servicio eléctrico al solicitante, hasta un máximo equivalente al valor del costo de conexión.

Art.80.c. En el caso de producirse un incumplimiento en el número de facturas estimadas durante la Etapa de Régimen asociados con los niveles de Estimaciones en la Facturación (CFFE), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una reducción tarifaria, en la cual se encuentra clasificado, determinada como el veinte por ciento (20%) del promedio de las últimas tres (3) facturas. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el 50% del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.d. En la Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC), en caso de producirse un incumplimiento en los tiempos de respuesta establecidos, la empresa distribuidora deberá aplicar a cada usuario final afectado una reducción tarifaria determinada como el diez por ciento (10%) del promedio de la facturación del usuario final de los últimos tres (3) meses anteriores al reclamo, más un cinco por ciento (5%) por cada día de demora en resolver el reclamo al usuario final. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el cincuenta por ciento (50%) del monto promedio de la facturación de los últimos tres (3) meses.

Art.80.e. La empresa distribuidora deberá procesar durante los primeros quince (15) días calendario del mes, las reducciones tarifarias correspondientes al mes anterior, debidas a incumplimientos en los Niveles de la Calidad de Servicio Comercial Garantizados a Cada Cliente, como ha sido establecido en los artículos precedentes. La reducción tarifaria se aplicará en forma individual a cada usuario, la cual se reconocerá en un crédito único, en el siguiente ciclo de facturación, posterior al mes de cálculo del monto a compensar; en aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente ciclo de facturación.

Art.80.f. Durante los primeros 15 días hábiles de cada mes, las empresas distribuidoras deberán enviar a la SIGET de forma impresa y magnética un informe completo, indicando las reducciones tarifarias efectuadas a los usuarios finales durante el mes anterior, indicando cada uno de los incumplimientos específicos que motivaron las citadas reducciones tarifarias. Este informe mensual deberá ser

acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde éste certifique la veracidad de la información suministrada.

Art. 81. La SIGET cuando lo considere pertinente, verificará mediante auditorias los procesos de facturación de las empresas distribuidoras y la ejecución de las compensaciones que correspondan por incumplimientos de los Niveles de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

## **TITULO VIII DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

### **CAPITULO UNICO**

Art.82. Los Indicadores de Calidad de Servicio Técnico se ajustarán de acuerdo a los resultados obtenidos durante el período del año 2005 al 2007, y se desagregarán para medir la calidad del servicio a los usuarios de Media y Baja Tensión, los cuales serán aplicables a partir del año 2008 en adelante de la etapa de Régimen; de igual forma, a partir de los resultados obtenidos en la Campaña de Perturbaciones, período del año 2005 al 2007 de la etapa de régimen, si SIGET lo considera válido, se podrá ajustar la forma de compensación en las perturbaciones.

## **TITULO IX DISPOSICIONES FINALES**

### **CAPITULO I COMPETENCIA DE LA SIGET**

Art.83. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la encargada de verificar el cumplimiento de los índices e indicadores de calidad de servicio establecidas en las presentes Normas.

Art.84. La SIGET será la responsable de definir, para cada una de las etapas de implementación, la metodología de medición y control, el contenido y la forma de intercambio de información que surja de las campañas de obtención de la información correspondiente y adecuación de sus sistemas. Asimismo la SIGET podrá auditar la información y los procesos en cualquier etapa y en el momento que lo considere necesario.

Art.85. Las disposiciones referentes a la calidad del servicio comercial establecidas en las presentes normas serán de aplicación para todos los tipos de suministros.

## **CAPITULO II. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN**

Art.86. En la Metodología de Medición y Control para la Calidad del Servicio Comercial, Servicio Técnico y la Calidad del Producto se establecerán los procedimientos, el contenido y la forma de intercambio de información a ser requerido por SIGET.

Art.87. Las empresas distribuidoras, deberán informar mensualmente por escrito a la SIGET, respecto a las exigencias establecidas en las presentes normas, indicando los incumplimientos de los

parámetros establecidos en estas normas y presentar trimestralmente su propuesta para aplicar las medidas correctivas necesarias para el cumplimiento de los mismos.

Art.88. Los informes que se soliciten en las Metodologías de Control, deberán ser acompañados, de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, que certifique la veracidad de la información suministrada.

Art.89. Las empresas Distribuidoras, deberán mantener los registros detallados de todos los datos e informaciones por un mínimo período de dos (2) años, en caso de que estas sean requeridas por SIGET.

Art. 90. La presente Normativa será aplicable a partir de la Etapa de Régimen y entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

- III. Notifíquese este Acuerdo a las Empresas Distribuidoras CAESS, S.A. de C.V.; EEO, S.A. de C.V.; DEUSEM, S.A. de C.V.; AES CLESA y Cía., S. en C. de C.V.; y, DELSUR, S.A. de C.V.
- IV. Publíquese la presente normativa en el Diario Oficial.
- V. Inscríbese el presente Acuerdo en la Sección de Actos y Contratos del Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a esta Superintendencia.

Licenciado Jorge Isidoro Nieto Menéndez  
Superintendente